

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Glauber Daniel Souza do Vale

Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas multifásicos: uma abordagem considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes trifásico

Juiz de Fora

2022

Glauber Daniel Souza do Vale

Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas multifásicos: uma abordagem considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes trifásico

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Professor Dr. Igor Delgado de Melo

Coorientador: Professor Dr. João Alberto Passos Filho

Juiz de Fora

2022

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Vale, Glauber Daniel Souza do.

Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas multifásicos: uma abordagem considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes trifásico / Glauber Daniel Souza do Vale. – 2022.

67 f. : il.

Orientador: Professor Dr. Igor Delgado de Melo

Coorientador: Professor Dr. João Alberto Passos Filho

Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2022.

1. Capacidade de hospedagem. 2. redes de distribuição. 3. fluxo de potência ótimo multifásico. 4. geração distribuída. 5. tensão de neutro. I. Melo, Igor D. de, orient. II: Filho, João Alberto P., coorient. III. Título.

Glauber Daniel Souza do Vale

Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas multifásicos: uma abordagem considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes trifásico

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 23 de junho de 2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Francisco Carlos Rodrigues Coelho

Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 06/06/2022.



Documento assinado eletronicamente por **Francisco Carlos Rodrigues Coelho, Usuário Externo**, em 23/06/2022, às 12:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Professor(a)**, em 23/06/2022, às 14:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 23/06/2022, às 17:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 24/06/2022, às 20:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **0818800** e o código CRC **C8855869**.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por guiar a minha história e por ser o dono dos meus dias. Diante de todas as circunstâncias, Ele nunca mudou e sempre foi o mesmo: amigo, Salvador e Senhor.

À minha esposa Fernanda pelo apoio e compreensão diários, pelo amor cultivado e pela sabedoria. Com efeito, é melhor serem dois que um, pois um ajuda o outro a alcançar o sucesso.

À minha família, por trazer incentivo, por acreditar em mim e por estar presente em minha trajetória.

Ao professor Igor Delgado de Melo por depositar confiança neste trabalho, por muito contribuir para a minha evolução na pesquisa, orientando-me com zelo e me inspirando para a carreira profissional. Ao professor João Alberto Passos Filho pelas significativas contribuições para a construção deste trabalho.

Aos amigos, pela alegria nas vitórias e suporte nas dificuldades.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, em especial, ao Programa de Pós graduação em Engenharia elétrica, pela infraestrutura e suporte oferecidos.

Tu me alegras, Senhor, com tudo que tens feito;
canto de alegria por causa de tuas obras.
Quão grandes, Senhor, são os teus feitos
e profundos os teus pensamentos!

Salmos 92:4-5 (NVT)

RESUMO

Este trabalho apresenta duas novas metodologias determinísticas para encontrar a máxima capacidade de hospedagem (MCH) de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição. Na abordagem proposta, um problema de otimização é formulado a fim de se calcular o máximo montante de potência a ser acomodado em uma rede elétrica de média tensão sem violar limites operacionais. Para a formulação proposta, as equações do método de injeção de correntes são consideradas como restrições de igualdade para se computar o fluxo de potência ótimo (FPO) proposto. Como restrições de desigualdade, consideram-se os limites máximos e mínimos de magnitudes de tensão, de potências geradas em cada barra e da possibilidade de ocorrência de reversão do fluxo na subestação principal da concessionária. Ainda como contribuição desta pesquisa, propõe-se uma nova metodologia para se determinar a MCH em sistemas multifásicos desequilibrados em que, através de modificações no FPO, almeja-se determinar a máxima quantidade de potência a ser hospedada em redes trifásicas, multiterradas, a quatro fios. Para isso, restrições de desigualdade incorporam limites associados às magnitudes de tensão em cada fase, fator de desequilíbrio e tensão de neutro. Equações do método de injeção de correntes trifásico a quatro fios são tratadas como restrições de igualdade. O problema de otimização é resolvido via método de pontos interiores. Adicionalmente, a fim de considerar incertezas nos métodos propostos, as cargas do sistema são modeladas através da função de densidade de probabilidade Gaussiana, considerando uma dispersão estatística em relação a seus valores nominais com o objetivo de se avaliar impacto de incertezas nos valores de carga nos valores de MCH. Simulações computacionais são conduzidas utilizando dois sistemas: o equivalente monofásico da rede de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora, composto de 23 barras e o sistema trifásico desequilibrado de 33 barras do IEEE. Diversas análises são efetuadas considerando as unidades de geração distribuída alocadas de maneira dispersa nas redes a serem avaliadas. Ainda, a fim de validar as metodologias propostas, os resultados são comparados à trabalhos correlatos da literatura, mostrando versatilidade e aplicabilidade das metodologias propostas nesta dissertação.

Palavras-chave: Capacidade de hospedagem; Redes de distribuição; Fluxo de potência ótimo multifásico; Geração distribuída; Tensão de neutro.

ABSTRACT

This work presents a novel deterministic methodology to determine the maximum distributed generation capacity in power distribution systems. In the proposed approach, an optimization problem is formulated to calculate the maximum amount of power to be accommodated in a power system without violating operational limits. For the proposed formulation, the current injection method equations are considered as equality constraints to compute the optimal power flow solution. Maximum and minimum limits for the voltage magnitudes are considered as inequality constraints, as well as the powers at each busbar and the reverse power flow at the utility substation. Also as a contribution of this research, a new methodology is proposed to determine the MCH in unbalanced multiphase systems in which, through modifications in the optimal power flow, the aim is to determine the maximum amount of power to be hosted in three-phase four-conductor system. For this, inequality constraints incorporate limits associated with the voltage magnitudes on each phase, voltage unbalance factor and neutral voltage. Equations of the three-phase four-conductor current injection method are treated as equality constraints. The optimization problem is solved via interior-point method. Additionally, in order to account for uncertainties in the proposed methods, the system loads are modeled using Gaussian probability density functions considering a statistical dispersion with respect to their nominal values in order to evaluate the impact of uncertainties on the load values in the MCH values. Computational simulations are conducted using two systems: the single-phase equivalent distribution system of the Federal University of Juiz de Fora, composed of 23 buses, and the unbalanced three-phase IEEE system of 33 buses. Several analyses are carried out, considering the generation units allocated dispersedly in the grid to be evaluated. Still, in order to validate the proposed methodologies, the results are compared to related works in the literature, proving the versatility and applicability of the methodologies proposed in this dissertation.

Keywords: Hosting capacity; Distribution grids; Multiphase optimal power flow; Distributed generation; Neutral voltage.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade instalada de energia renovável	12
Figura 2 – Perfil de tensão de um alimentador sem GD	18
Figura 3 – Perfil de tensão de um alimentador com GD	18
Figura 4 – Perfil de tensão de um sistema com GD inserida na fase a	20
Figura 5 – Perfil de tensão de um sistema com GD dispersa nas três fases	20
Figura 6 – Curva do pato prevista pelo Sistema operador da Califórnia (CAISO) .	21
Figura 7 – Índice de performance <i>versus</i> montante de GD	22
Figura 8 – Função Gaussiana	33
Figura 9 – Fluxograma do processo para análise da MCH	34
Figura 10 – Diagrama unifilar do sistema de 23 barras	35
Figura 11 – Perfil de tensão para o caso base com carga nominal e sem GD	36
Figura 12 – Perfil de tensão para o Caso I.	37
Figura 13 – Perfil de tensão para o Caso II.	37
Figura 14 – Perfil de tensão para o Caso III com controle de tensão na subestação.	38
Figura 15 – Perfil de tensão para o Caso IV com controle de tensão na subestação.	39
Figura 16 – Histograma da MCH considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23 .	41
Figura 17 – <i>Boxplot</i> da MCH considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23	42
Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema IEEE de 33 barras	43
Figura 19 – Perfil de tensão para o caso base com carga nominal e sem GD	44
Figura 20 – Perfis de tensão para o Caso I e II.	44
Figura 21 – Perfil da tensão de neutro para os casos em estudo	45
Figura 22 – Desequilíbrio de tensão para os casos em estudo	46
Figura 23 – Perfil de tensão para o caso III, com controle de tensão na subestação.	47
Figura 24 – Perfil de tensão para o caso IV, com controle de tensão na subestação.	47
Figura 25 – Desequilíbrio de tensão para os casos em estudo, com controle de tensão na subestação.	48
Figura 26 – Perfil da tensão de neutro para os casos em estudo, com controle de tensão na subestação.	48
Figura 27 – Perfil da tensão de neutro sem a restrição da NEV.	49
Figura 28 – Histograma da MCH considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33 .	51
Figura 29 – <i>Boxplot</i> da MCH considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33	51
Figura 30 – Fluxograma do processo para análise da MCH via <i>Pandapower</i>	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230kV . . .	19
Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV	19
Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 2,3kV e inferior a 69kV	19
Tabela 4 – Resumo dos resultados simulados na seção para o sistema UFJF 23 barras	39
Tabela 5 – Casos de estudo do sistema UFJF 23 barras	40
Tabela 6 – Comparação para validação dos resultados para o sistema de 23 barras	40
Tabela 7 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23	42
Tabela 8 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada em todas as barras	42
Tabela 9 – Casos de estudo do sistema IEEE 33 barras	50
Tabela 10 – Comparação para validação das simulações para o sistema de 33 barras	50
Tabela 11 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33	52
Tabela 12 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada em todas as barras	52
Tabela 13 – Dados de barras do Sistema 23 barras UFJF	61
Tabela 14 – Dados de linha do Sistema 23 barras UFJF	62
Tabela 15 – Dados de barras PQ do Sistema 33 barras IEEE	63
Tabela 16 – Dados das linhas trifásicas (próprias) do sistema 33 barras IEEE . . .	64

SUMÁRIO

1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	12
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	12
1.2	JUSTIFICATIVA	13
1.3	OBJETIVOS	14
1.4	PUBLICAÇÕES RESULTANTES	14
1.5	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	CONCEITOS ESSENCIAIS	16
2.1.1	Geração distribuída e os impactos na rede	16
2.1.1.1	Sobretensão	17
2.1.1.2	Desequilíbrio de Tensão	19
2.1.1.3	Fluxo de potência reverso	20
2.1.2	Capacidade de hospedagem de geração distribuída	22
2.2	ESTADO DA ARTE	23
2.2.1	Conclusões parciais	25
3	METODOLOGIA PROPOSTA	27
3.1	MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARA SISTEMAS MONOFÁSICOS EQUIVALENTE	27
3.2	MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS A QUATRO FIOS	29
3.3	AVALIAÇÃO DA MCH CONSIDERANDO INCERTEZAS NA CARGA	32
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	35
4.1	SISTEMA 23 BARRAS UFJF - MODELAGEM MONOFÁSICA	35
4.1.1	Avaliação do estado operativo sem alocação de GD	36
4.1.2	Resultados determinísticos usando o FPO com a tensão da subestação igual a 1,00pu	36
4.1.3	Avaliação dos resultados considerando a tensão na subestação como variável de controle	38
4.1.4	Estudos considerando diferentes posições de GD	39
4.1.5	Estudos comparativos	40
4.1.6	Avaliação probabilística	41
4.2	SISTEMA TESTE 33 BARRAS IEEE - MODELAGEM TRIFÁSICA A QUATRO FIOS	43

4.2.1	Resultados determinísticos usando o FPO com a tensão da subestação igual a 1,00pu	43
4.2.2	Avaliação dos resultados considerando a tensão na subestação como variável de controle	45
4.2.3	Estudos considerando diferentes posições de GD	49
4.2.4	Avaliação probabilística	50
4.2.5	Conclusões parciais	52
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
5.1	CONCLUSÕES	53
5.2	PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	55
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56
	APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 23 BARRAS DA UFJF	61
	APÊNDICE B – Dados do sistema de 33 barras desequilibrado	63
	APÊNDICE C – Abordagem do <i>Pandapower</i> para cálculo da MCH	65
C.1	Obtenção da MCH por Fluxo de Potência Convencional	66

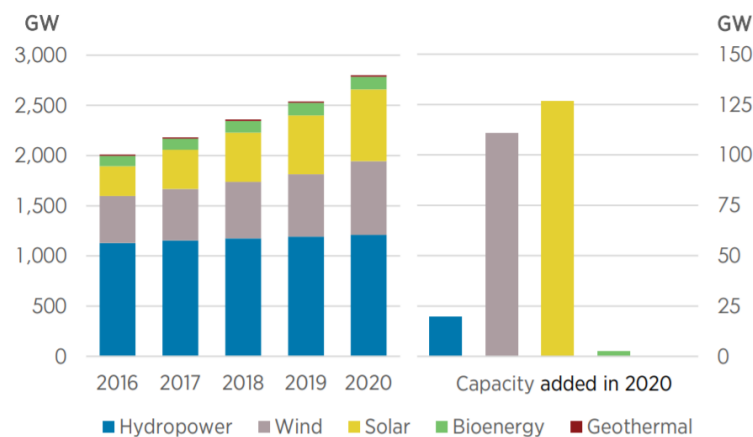
1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Ao longo da história, observa-se a forte relação entre o desenvolvimento da economia e o aumento do consumo de energia elétrica. Nesse contexto, o uso da tecnologia no setor energético vem sendo cada vez mais amplificada e vem fomentando tal crescimento econômico. Com efeito, observa-se, nos últimos anos, o aumento da penetração de fontes alternativas próximas aos consumidores nos sistemas de energia bem como a inserção de diversos dispositivos os quais impactam a qualidade de energia como, por exemplo, equipamentos da eletrônica de potência, veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia (MULENGA, E.; BOLLEN, M.; ETHERDEN, N., 2020; RABIEE; MOHSENI-BONAB, 2017; DUBEY; SANTOSO; MAITRA, 2015).

Estima-se que, em 2020, houve um crescimento de 10,3% da capacidade instalada de energia renovável em relação ao ano anterior. Nesse âmbito, a maior parte da injeção de potência nas redes elétricas de média tensão refere-se à energia solar, conforme apontado em Statistics (2021). A Figura 1 ilustra esse crescimento. Nessa mesma figura, destaca-se a predominância das energias solar e eólica, que representaram 91% da capacidade adicionada em 2020 aos sistemas elétricos de potência.

Figura 1 – Capacidade instalada de energia renovável



Fonte: Statistics (2021).

As fontes renováveis de energia, além de atenderem ao aumento do consumo de eletricidade, corroboram o período atual de transição energética, pois contribuem na substituição de fontes não-renováveis, incluindo as que se valem da queima de combustíveis fósseis (que são nocivas ao meio ambiente e que aumentam a emissão de dióxido de carbono na atmosfera). Essa transição energética, vislumbrada internacionalmente, almeja mitigar efeitos dos gases de efeito estufa no planeta, diversificar a matriz energética mundial e

expandir o uso de eletricidade para países onde a acessibilidade à energia é escassa. Apesar dos vários benefícios atrelados às fontes renováveis, tais tecnologias trazem grandes desafios para o setor elétrico, como a alta variabilidade devido à fatores temporais como irradiação solar e velocidade ventos para os casos da geração solar e eólica, o que motiva a discussão e a existência deste trabalho de pesquisa.

1.2 JUSTIFICATIVA

A inserção de geração distribuída (GD) nos alimentadores de distribuição traz diversos benefícios como a diversificação da matriz energética. No entanto, traz maior complexidade para a operação de sistemas de média e baixa tensão. A introdução dessas fontes de energia pode provocar problemas associados às sobretensões, distorções harmônicas, aumento do desequilíbrio e fluxo reverso (TANG; CHANG, 2018; TORQUATO et al., 2018; AZIZ; KETJOY, 2017). Além disso, a alta variabilidade da geração solar e eólica pode trazer consigo variações de frequência do sistema e incertezas a respeito da disponibilidade de energia devido à alta variabilidade das mesmas, principalmente em microrredes ilhadas (LA GATTA; PASSOS FILHO; PEREIRA, 2019).

Outro fator, somado às questões relativas à geração distribuída, é o aumento da presença de cargas com características não-lineares na rede de distribuição, as quais também trazem um desafio para a qualidade de energia em um cenário cada vez mais complexo do ponto de vista operacional. Neste caso, destaca-se o uso intensivo de inversores de frequência responsáveis pela integração energética entre os sistemas de geração e a rede de corrente alternada.

Considerando a necessidade de se averiguar o impacto da inserção das fontes distribuídas no sistema, faz-se necessário desenvolver ferramentas de estudo que visam avaliar a máxima de capacidade de hospedagem (MCH) de GD, as quais permitem analisar o máximo montante de energia que pode ser alocado em um determinado sistema elétrico sem que sejam violadas as restrições operacionais e físicas do sistema e de seus equipamentos (ESCARATI; MELO, I. D. et al., 2020; BEHRAVESH; KEYPOUR; FOROUD, 2018; BOLLEN; RÖNNBERG, 2017; BRAGA et al., 2018).

Diferentemente de problemas de alocação de unidades de GD, os estudos de MCH almejam determinar o máximo montante a ser acomodado de GD em uma rede de distribuição sem violar critérios operacionais. Podem ser considerados diversos cenários probabilísticos com diferentes pontos de conexão de unidades de GD ou tipos diferentes de energia renovável como as despacháveis e as de alta variabilidade como a solar e eólica, por exemplo.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral determinar a máxima penetração de GD em sistemas de distribuição, considerando a formulação de problemas de otimização que levam em conta restrições relativas aos limites operacionais e aos padrões de qualidade de energia estabelecidos, principalmente pelo módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), em âmbito nacional.

Além disso, os objetivos específicos deste trabalho são:

- Modelar limites estabelecidos pelo PRODIST como restrições de desigualdade do problema de otimização proposto por esta dissertação;
- Modelar o método de injeção de correntes trifásico a quatro fios como restrições de igualdade do problema formulado;
- Explorar a modelagem e análise de sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados a quatro fios;
- Verificar diferentes cenários para diferentes quantidades de barras com inserção de GD, de acordo com abordagens realizadas na literatura;
- Comparação dos resultados com metodologias alternativas publicadas na literatura;
- Realizar uma análise estatística, considerando uma distribuição de probabilidade Gaussiana a fim de se verificar o impacto da incerteza da carga no resultado da MCH.

1.4 PUBLICAÇÕES RESULTANTES

Durante o desenvolvimento desta dissertação, os seguintes trabalhos relacionados foram elaborados:

1. VALE, Glauber D S; MELO, Igor D; FILHO, João A.P.; PERES, Wesley., Oliveira, Braulio C. *Máxima Capacidade de hospedagem de geração distribuída considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes*. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2022.
2. VALE, Glauber D S; MELO, Igor D; FILHO, João A.P. *Capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas multifásicos considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes trifásicos a quatro fios*. SBPO, 2022 (submetido).
3. MOREIRA, Vinicius D.; MELO, Igor D.; MINGORANÇA, Jeanderson S.; VALE, Glauber D. S. *Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem de Geração*

Distribuída em um Sistema de Distribuição Universitário. Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia - CBQEE, 2021.

1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento é estruturado em quatro capítulos. O Capítulo 1 é composto pela introdução, no qual se aborda o contexto em que o trabalho está inserido, as justificativas e objetivos para o desenvolvimento da pesquisa e a relação dos trabalhos publicados, resultantes desta pesquisa.

O Capítulo 2 tem como objetivo apresentar a revisão bibliográfica sobre os principais conceitos inerentes à avaliação da máxima capacidade de hospedagem. Além disso, os trabalhos relevantes relacionados ao tema da dissertação são apresentados junto ao estado da arte.

No Capítulo 3, as metodologias propostas são apresentadas. O objetivo desse capítulo é explanar sobre a formulação do problema de otimização, apresentando-se a função objetivo, as restrições a que ela está sujeita e os processos da metodologia adotados. Este capítulo é, ainda, dividido em duas partes, uma destinada à apresentar a formulação básica aplicada à sistemas de distribuição equilibrados com monofásico equivalente a fim de validar a aplicabilidade do método de injeção de correntes para esta situação, o que por si só já consiste em importante contribuição desta pesquisa. Na segunda parte, o método é estendido à análise de sistemas multifásicos desequilibrados utilizando as equações algébricas do método de injeção de correntes trifásico a quatro fios.

A aplicação do método é validada no Capítulo 4, em que os resultados e testes são apresentados. A aplicabilidade do método proposta é validada por meio da execução de diferentes cenários para dois diferentes sistemas-teste: um monofásico equivalente representativo da rede de distribuição da UFJF e o sistema 33 barras desequilibrado.

Finalmente, o Capítulo 5 traz as considerações finais relacionadas à dissertação desenvolvida.

Além desses capítulos, este trabalho possui dois apêndices que detalham os dados dos sistemas-teste que foram empregados na condução das simulações, e um apêndice que explicita a metodologia empregada pela ferramenta *Pandapower*.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, os conceitos essenciais relacionados ao tema deste trabalho são apresentados, sendo dissertado sobre a geração distribuída, capacidade de hospedagem e seus principais impactos provocados em uma rede elétrica, conforme apontado pelas referências e trabalhos correlatos.

2.1 CONCEITOS ESSENCIAIS

2.1.1 Geração distribuída e os impactos na rede

Entende-se por geração distribuída (GD) a produção de energia elétrica através de geradores que se encontram instalados próximos aos centros de carga. Geralmente, as fontes renováveis são as mais encontradas, por exemplo, usinas solares, parques eólicos, bem como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Ainda dentro desse contexto, existe também a produção de energia via fontes não-renováveis, por exemplo, os grupos geradores a diesel (BRAGA, 2019; SANTOS; SANTOS, 2008). Recentemente, o conceito "prossumidor" (neologismo do termo difundido em inglês *prosumer*) tem sido empregado para designar aqueles que são, concomitantemente, consumidores e produtores de energia. Além de possuírem energia disponível advinda da concessionária, esses também podem injetar potência na rede de distribuição por meio da integração energética existente entre a rede e a unidade geradora (GAUTIER; JACQMIN; POUDOU, 2018; INÊS et al., 2020; ZAKERI et al., 2021).

O crescimento da GD foi impulsionado em um cenário de crise do setor elétrico brasileiro em 2001 (SCHWEER; TZSCHOPPE, 1999). Hoje, o aumento da demanda de energia impulsiona o emprego desse tipo de geração. Dentre as principais vantagens dessa aplicação, pode-se citar:

- tempo de implementação reduzido em relação às usinas centralizadas de grande porte;
- postergação de investimentos com a expansão das redes de transmissão e de distribuição, devido ao menor uso da capacidade destas;
- diversificação da matriz energética que, no Brasil, possibilita menor dependência do volume de chuvas e do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas;
- redução das perdas elétricas e conseqüente diminuição da necessidade de reforços nas redes de distribuição;

- possibilidade de geração de energia renovável e limpa com vista à mitigação de impactos ambientais devido à menor taxa de emissão de dióxido de carbono na atmosfera;
- fornecimento de energia elétrica a locais de difícil acesso;

Atualmente, grande parte da energia se origina de grandes centros de geração (usinas hidrelétricas e termelétricas, essencialmente). Através de um sistema de transmissão robusto e de grande porte, a energia percorre quilômetros para atender os consumidores.

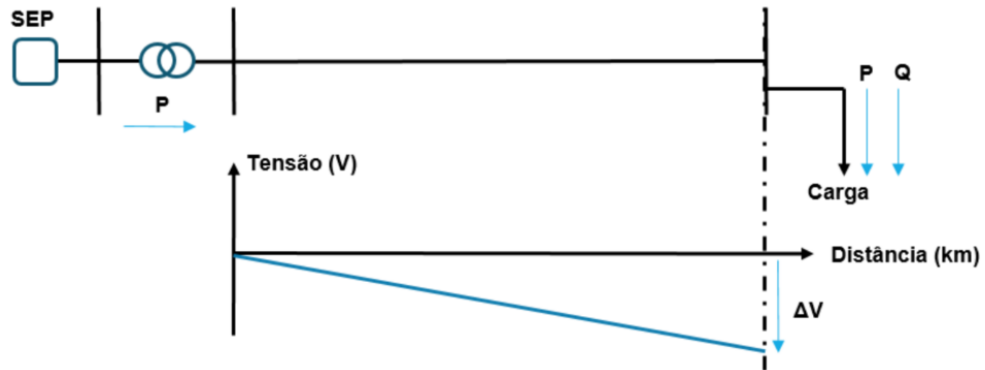
Nas redes de média tensão, tradicionalmente a concessionária é a única fonte de energia que supre a demanda de seus consumidores, sendo o fluxo unidirecional, neste caso. Com níveis consideráveis de penetração de GD na rede de distribuição, provoca-se a alteração dessa lógica, de modo que o fluxo de potência seja bidirecional. Essa mudança traz consigo diversos desafios que precisam ser analisados para um sistema que se torna cada vez mais complexo (MARQUES; MORAN; ABREU et al., 2004). Dentre eles, citam-se os desafios no planejamento do setor elétrico e nos procedimentos de operação. Análises podem ser utilizadas com o objetivo de analisar o comportamento da rede elétrica frente à inserção de GD, verificando-se, por exemplo, os seguintes impactos: sobretensão, desequilíbrio de tensão e fluxo de potência reverso. Nesse último caso, destaca-se que tem sido observado, por parte das concessionárias de energia, o surgimento de pontos notáveis dentro do sistema elétrico nacional os quais já demonstram ocorrência de reversão de fluxo. Em redes de média tensão, é comum haver condomínios fechados com alta penetração de GD em que os transformadores, antes destinados ao atendimento da carga, operam quase que diariamente com fluxos reversos. Apesar de o fato ser uma questão relevante, as redes de média tensão conseguem acomodar tal situação sem prejuízos desastrosos. Entretanto, o maior problema é a reversão de fluxo em uma subestação principal de uma concessionária, pois existem relés e dispositivos de proteção que, ao serem sensibilizados pela reversão do fluxo podem atuar de maneira indevida interpretando a reversão do fluxo como uma falha ou curto circuito.

2.1.1.1 Sobretensão

Em um cenário em que o fluxo de potência é caracterizado como unidirecional, a energia flui da subestação (SE) para os consumidores, situação em que haverá consumo de potência ativa (P), podendo haver consumo de potência reativa (Q). Nos sistemas com essa configuração, o fluxo se dá do maior para o menor nível de tensão devido às quedas de tensão ao longo do alimentador, que são representadas por ΔV , conforme Figura 2.

Quando há inserção de GD em uma barra de carga, o fluxo de potência pode se tornar reverso se, em um determinado instante, a potência injetada na barra de carga for maior que a potência consumida pela própria carga. Quando isso acontece, a energia

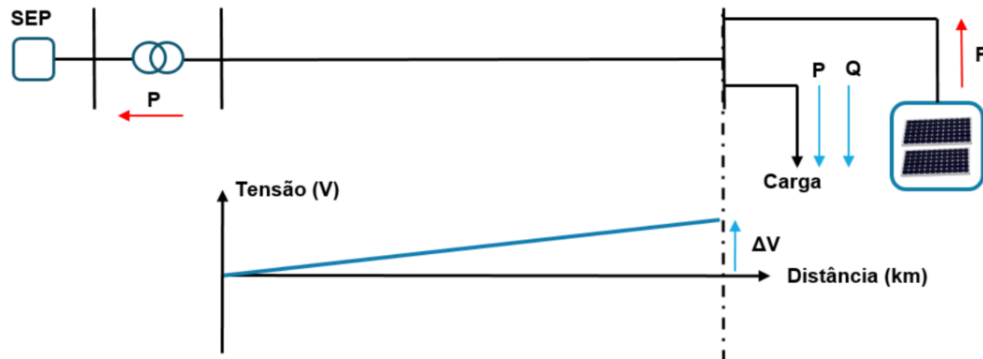
Figura 2 – Perfil de tensão de um alimentador sem GD



Fonte: Adaptado de Esslinger e Witzmann (2010).

injetada na rede faz com que a tensão cresça no ponto da conexão da GD, conforme Figura 3. A inserção de GD pode, inclusive, ser usada como estratégia para compensar quedas de tensão em finais de linhas de sistemas radiais, desde que corretamente dimensionada e sem violar critérios de sobretensão estabelecidos por normativas nacionais.

Figura 3 – Perfil de tensão de um alimentador com GD



Fonte: Adaptado de Esslinger e Witzmann (2010).

Estudos reforçam que a sobretensão é tida como um dos principais impactos no sistema quando da inserção de GD (EBAD; GRADY, 2016; GAUNT; NAMANYA; HERMAN, 2017; HASHEMI; ØSTERGAARD, 2017; ETHERDEN; BOLLEN, 2014; COLLINS; WARD, 2015), sendo a principal variável avaliada em diversas pesquisas para delimitar a MCH. Portanto, esse aumento de tensão deve ser monitorado, de modo que o perfil de tensão de um sistema elétrica permaneça dentro dos limites aceitáveis. No Brasil, os limites mínimos e máximos de tensão em regime permanente são estabelecidos no módulo 8 do PRODIST, cujas restrições foram atualizadas para o ano de 2022. Seus valores estão indicados por faixas e para diferentes níveis de tensão. Para os pontos de conexão em tensão nominal compreendidos na faixa de 2,3kV a 230kV, o detalhamento é

apresentado nas Tabelas 1, 2 e 3.

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230kV

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: ANEEL (2021).

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69kV e inferior a 230kV

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: ANEEL (2021).

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 2,3kV e inferior a 69kV

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

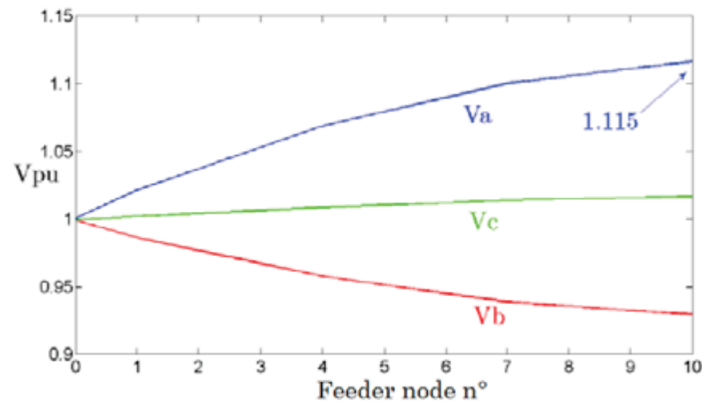
Fonte: ANEEL (2021).

Além disso, a referida atualização do Módulo 8 do PRODIST estabelece restrições adicionais para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 2,3kV. Nessa faixa de tensão, são apresentadas diferentes restrições para as tensões de linha/fase 220/127V, 380/220V, 254/127V, 440/220V, 208/120V, 230/115V, 240/120V e 220/110V.

2.1.1.2 Desequilíbrio de Tensão

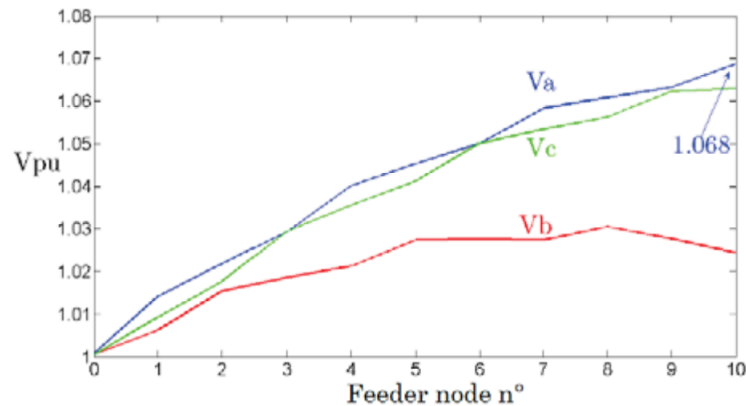
A inserção de geração distribuída nas fases de um sistema de distribuição traz grande influência para o desequilíbrio de tensão. Quando se insere GD em uma única fase, o desequilíbrio se acentua. Por outro lado, se a potência conectada de maneira distribuída entre as fases, o desequilíbrio das tensões pode ser melhorado (DE JAEGER; DU BOIS; MARTIN, 2013). As duas situações são mostradas, respectivamente, nas Figuras 4 e 5, cenários em que um sistema de 10 barras recebe GD nas configurações supracitadas.

Figura 4 – Perfil de tensão de um sistema com GD inserida na fase a



Fonte: De Jaeger, Du Bois e Martin (2013)

Figura 5 – Perfil de tensão de um sistema com GD dispersa nas três fases



Fonte: De Jaeger, Du Bois e Martin (2013)

2.1.1.3 Fluxo de potência reverso

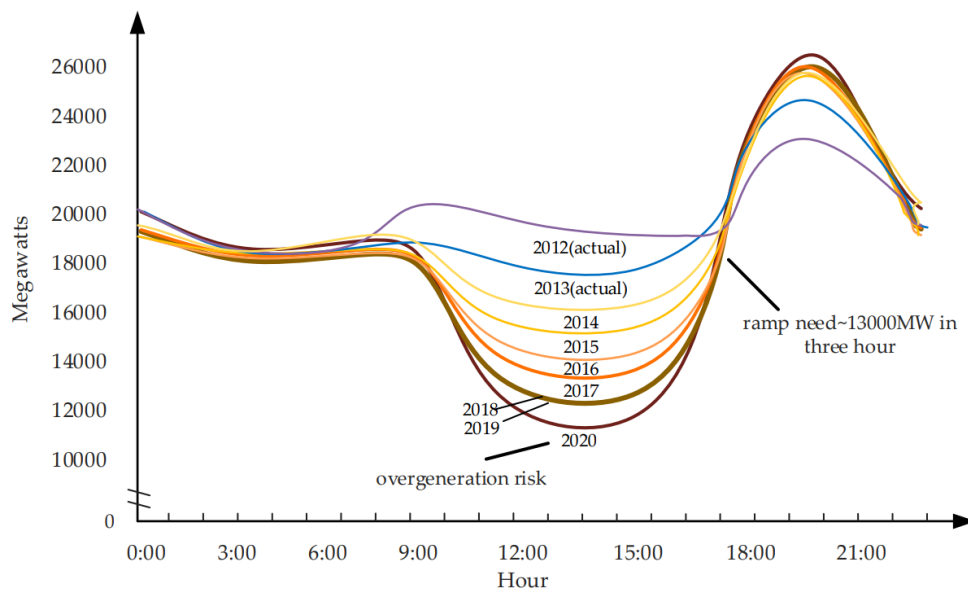
Conforme dito na seção 2.1.1, a mudança de direção do fluxo de potência em trechos de um sistema elétrico ocorre quando níveis expressivos de GD são injetados em pontos da rede, situação em que a potência produzida excede a potência demandada pela carga em um determinado momento. Essa situação é descrita como reversão do fluxo de potência.

A alta penetração de GD traz consigo o desafio do fluxo reverso de energia na rede de distribuição. Quando em altos índices, um fluxo reverso de potência pode acarretar em alguns problemas como o aumento de tensão no alimentador de distribuição, o aumento de distorções harmônicas e mudanças na direção e magnitude da corrente de curto-circuito, provocando operação indesejada ou inesperada no sistema de proteção (KARIMI et al., 2016; JANNESAR et al., 2018; BRAGA, 2019). Além disso, em um cenário que há um grande volume de GD e pouca demanda de energia, o sistema pode vir a exceder a capacidade térmica de seus equipamentos (transformadores e alimentadores).

Em se tratando de geração de energia fotovoltaica, a variação das curvas de carga *versus* curvas de geração demonstra um problema associado ao fluxo de potência reverso. Como a produção de energia solar ocorre durante o dia, ocorre um desequilíbrio dessa geração para com a carga a ser atendida pelas demais fontes. Isto é: no período da tarde, a produção de energia solar é grande, assim, a demanda de carga restante é menor. A partir do início da noite, há um crescimento da demanda de energia que a energia solar não pode mais suprir (LAZAR et al., 2016). Com o crescimento da inserção de GD do tipo fotovoltaica, a curva de demanda a ser atendida pelas demais fontes de energia sofre modificações ao longo dos anos. Essa transição pode ser verificada por meio da curva conhecida como *Duck Curve* (Curva do pato).

O estudo desenvolvido pelo Sistema Operador Independente da Califórnia (CAISO) apresenta a Curva do pato, conforme a Figura 6, cujo gráfico do ano de 2012 mostra a curva de carga sem GD. As demais curvas (de 2013 a 2020) mostram que, quanto maior for a capacidade instalada de geração distribuída, maiores são os riscos de geração excessiva (*overgeneration risk*) no momento de alta penetração, assim como maior se torna a rampa de transição do dia para a noite (*ramp need*). Dessa forma, tal condição do sistema cria dificuldades operacionais para as concessionárias, uma vez que necessitam desligar algumas usinas convencionais no horário de alta penetração, mas também requerem rápidos acionamentos quando a demanda aumenta.

Figura 6 – Curva do pato prevista pelo Sistema operador da Califórnia (CAISO)



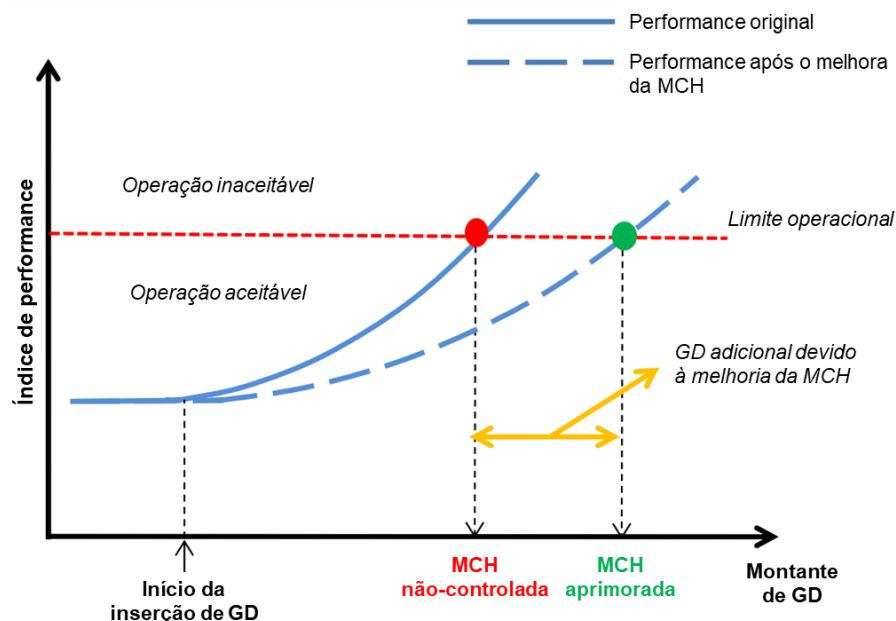
Fonte: Wang et al. (2019).

2.1.2 Capacidade de hospedagem de geração distribuída

O estudo da máxima de capacidade de hospedagem (MCH) de GD diz respeito à análise do máximo montante de energia que pode ser alocado em um determinado sistema elétrico sem que sejam violadas restrições operacionais, a saber, sobretensões, desequilíbrios, sobrecarga e/ou sobrecorrente, conforme apontado por Bollen e Rönnberg (2017) e Braga et al. (2018).

Observa-se, na Figura 7, uma representação simplificada do impacto da inserção de GD em um sistema elétrico. Quanto maior o montante de potência inserido, mais próximo o sistema se encontra dos limites de operação e físicos aceitáveis, por exemplo, dos descritos nesta seção. Algumas técnicas podem ser úteis para enfrentar tais limites impostos ao sistema, de modo a otimizar a MCH. O controle de potência reativa e o ajuste de tape em transformadores são algumas das técnicas abordadas pela literatura como medidas para o alcance de uma MCH aprimorada (WALLA, 2012; COLLINS; WARD, 2015). O valor encontrado da MCH pode, por exemplo, contribuir para estudos de expansão de sistemas elétricos (SOUSA et al., 2019).

Figura 7 – Índice de performance *versus* montante de GD



Fonte: Ismael et al. (2019)

Pode-se perceber que, sem um correto planejamento, quando o montante de energia acomodado é superior ao que a rede suporta, algum índice de desempenho será comprometido, podendo ser a magnitude de tensão nos pontos de conexão da GD, a distorção harmônica causada pela inserção de aparato de eletrônica de potência destinada à integração energética, o desequilíbrio de tensão ou a tensão de neutro. Essa última ganha

notoriedade em sistemas desequilibrados multi-aterrados, sendo o problema conhecido na literatura por aumento da tensão de neutro referenciada ao aterramento, em livre tradução da expressão inglesa *Neutral-to-Earth Voltage* (NEV) a qual é comumente traduzida como tensão perdida ou *stray voltage*, um problema que pode levar a aumento de perdas em sistemas industriais, perda de isolamento e vida útil de transformadores em subestações industriais e possibilidades de danos físicos às instalações e profissionais do setor.

2.2 ESTADO DA ARTE

A literatura apresenta algumas formas em que se pode conduzir estudos de MCH de GD. Segundo E. Mulenga, M.H.J. Bollen e N. Etherden (2020), os métodos mais utilizados são os seguintes: (i) método determinístico: determina-se o máximo montante de GD com base nas simulações em regime permanente como o fluxo de potência determinístico ótimo, por exemplo; (ii) método probabilístico: estuda-se diversos cenários probabilísticos, modelados com base na alta variabilidade das fontes e na variabilidade das cargas, por meio do uso de funções de densidade de probabilidade; e (iii) análise por séries temporais em que são usados perfis diários de carga de modo a determinar a capacidade de hospedagem para um determinado período de tempo.

Cada método possui suas particularidades. O método determinístico, por exemplo, é amplamente utilizado para estudos em regime permanente, não sendo capaz de avaliar a dispersão estatística relacionada à variabilidade das fontes e cargas. O método probabilístico, por sua vez, considera a presença de incertezas, sejam as aleatórias (relacionadas à geração, ao consumo e ao sistema utilizado, e podem ser modeladas, por exemplo, a partir de uma função Gaussiana) ou as epistêmicas (relacionadas às variáveis dos futuros sistemas de geração a serem alocados, possuindo, portanto, dificuldade para serem modeladas) (MULENGA, E.; BOLLEN, M.; ETHERDEN, N., 2020), (MARAHA; EKWUE, 2015).

Ismael et al. (2019) aborda os principais impactos da GD na rede de distribuição. Além dos aspectos já abordados neste trabalho, o autor também elenca outros problemas, como as subtensões, as perdas excessivas de linha, a sobrecarga de equipamentos, a falha de proteção e a alta distorção harmônica. Além disso, uma revisão bibliográfica é conduzida a fim de mapear as principais técnicas de avaliação e tecnologias de aprimoramento da MCH, como o controle de potência reativa, o controle de tensão na subestação, a implementação de tecnologias de armazenamento de energia, e até mesmo a reconfiguração e reforço da rede.

O artigo de Torquato et al. (2018) apresenta uma análise probabilística baseada em simulações de Monte Carlo incluindo avaliação de impactos no sistema investigado considerando a magnitude da tensão, os níveis de carga e as impedâncias dos condutores. Adicionalmente, mostra-se que a estimação da MCH pode ser realizada com um espaço amostral reduzido, simulando-se apenas 1% dos circuitos selecionados aleatoriamente,

poupando-se tempo computacional.

Já Ding e Mather (2016), realiza uma análise de sensibilidade da MCH segundo as características do sistema fotovoltaico e do alimentador de distribuição. A pesquisa engloba um estudo de gerenciamento do sistema de distribuição para a maximização da MCH, por meio de ações em determinados dispositivos do sistema, por exemplo, na substituição de capacitores, no controle de inversores inteligentes e no ajuste de tapas reguladores.

Paralelamente, a pesquisa desenvolvida por Lee et al. (2020) traz resultados considerando a possibilidade de aumento da capacidade de hospedagem para um sistema, através do controle automático de subestações. Nessa abordagem, não se faz necessário a inserção e melhorias na infraestrutura básica da rede, sendo analisados apenas parâmetros relacionados aos limites operacionais.

Barbosa et al. (2020) disserta sobre a relevância de se avaliar a máxima capacidade de hospedagem conjuntamente à penetração de veículos elétricos em redes inteligentes e sistemas de distribuição de baixa tensão. Análises de sensibilidade são efetuadas para se verificar necessidades de melhorias na infraestrutura da rede a fim de acomodar maior montante de MCH.

Tiago EC de Oliveira et al. (2018) aborda sobre um método analítico determinístico baseado nas equações algébricas do fluxo de potência e análise harmônica para analisar o impacto da penetração solar em sistemas de distribuição com cargas não lineares conectadas à rede de média tensão. O mesmo problema é tratado por Kazemi-Robati et al. (2022) em que um problema de otimização multiobjetivo é apresentado no intuito de se determinar a MCH considerando distorções harmônicas.

Bajaj e Singh (2021) propõe como solução ao problema a alocação de filtros passivos para se eliminar as distorções harmônicas em redes de média tensão a fim de se propiciar maior acomodação de geração distribuída nos sistemas elétricos. Para isso, é desenvolvida uma metodologia com base na teoria das potências sob condições não senoidais a fim de efetivar controle de inversores que fazem integração com a rede básica.

Olczak et al. (2021) analisa o fenômeno da Curva do Pato para a rede de distribuição da Polônia. Com base em dados de centenas de instalações fotovoltaicas, estima-se o valor máximo de produção de energia necessária para equilibrar um certo número de prosumidores. O trabalho utiliza análise estatística e tendências para identificar o efeito da Curva do pato e suas projeções futuras, bem como a instabilidade da produção advindas das instalações fotovoltaicas. As respostas para tais problemas são relevantes, tendo em vista a transição do setor energético no país.

O estudo de caso de Duong et al. (2019) busca, por meio de otimização baseada em biogeografia, realizar o dimensionamento e localização de GD para os sistemas teste IEEE 33 e 69 barras, de modo a alcançar a redução de perdas de energia, respeitando-se,

também, perfis adequados de tensão e níveis aceitáveis de distorção harmônica.

Em se tratando de um sistema universitário, T. E. de Oliveira et al. (2018) analisa a capacidade de hospedagem por meio de um processo de medição e simulações computacionais. Os efeitos das distorções harmônicas de tensão são considerados para a análise através de simulações computacionais.

Em Escarati, Igor D Melo et al. (2020), é mostrado um problema de otimização visando maximizar a corrente injetada por cada unidade geradora distribuída considerando-se o método de injeção de correntes, conforme Variz e Costa (2002). A utilização das equações de injeção de corrente se mostra válida para modelar características intrínsecas das redes de distribuição como a radialidade, esparsidade e equacionamento dos fluxos passantes pelas linhas de distribuição.

Enock Mulenga, Math HJ Bollen e Nicholas Etherden (2022) desenvolvem estudos utilizando as abordagens determinística e probabilística a fim de se quantificar a capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição da Suécia. Conclui-se, nos casos estudados, que a sobrecarga e a sobretensão são fatores limitantes para a MCH do sistema. Adicionalmente, demonstra-se que a probabilidade de os limites operacionais do transformador serem atingidos primeiro é maior que para os limites dos alimentadores de distribuição. Contudo, nem sempre isso será verdade, devido à existência de incertezas epistêmicas que permanecem desconhecidas. Algumas dessas incertezas apontadas são: número de consumidores que instalarão energia solar, tamanho das unidades de geração e probabilidade de instalação.

Chihota, Bekker e Gaunt (2022) apresentam uma metodologia estocástica para cálculo de MCH em redes de distribuição considerando limites de sobretensão, limites térmicos de máquinas e fator de desequilíbrio para redes trifásicas. O método apresenta resultados satisfatórios para avaliar de maneira quantitativa e prática.

2.2.1 Conclusões parciais

Pela revisão literária e o estado da arte, percebe-se que o tema é de interesse atual para planejamento e operação de concessionárias que almejam melhorar a controlabilidade e confiabilidade de seus ativos.

A principal restrição referente ao problema de MCH apontada nos artigos utilizados como referência é a sobretensão sendo esta a principal delimitadora em diversos cenários de análise. O fluxo de reverso na subestação é controlado comumente por estratégias de automação ou mudança da tensão de barra de referência, ou utilizando dispositivos de eletrônica de potência, como a exemplo o inversor inteligente. Apesar de a solução ser bastante promissora, no cenário nacional, há ainda resistência de se utilizar tal solução devido à falta de regulação e normativas explícitas que subsidiem as concessionárias e operadores se valerem de tal estratégia. Por isso, comumente é feito a substituição e

re-cabeamento de instalações físicas existentes, como alternativa (BARBOSA et al., 2020).

A partir dos resultados dos máximos montantes de GD a serem acomodados nas redes, podem-se averiguar necessidades de troca de cabos, equipamentos e mudança da infraestrutura da rede como mudança da seção transversal de cabos, nível de isolamento, troca de transformadores e dispositivos de proteção de redes de média tensão.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARA SISTEMAS MONO-FÁSICOS EQUIVALENTE

A formulação do fluxo de potência ótimo (FPO) é descrita nesta seção. A função objetivo (3.1) está sujeita às restrições de igualdade (3.2) e (3.3), que representam os resíduos de correntes (partes real e imaginária, respectivamente) do método de injeção de correntes, segundo Variz e Costa (2002). As equações (3.4) e (3.5) são relacionadas às potências especificadas em cada barra do sistema e as restrições de desigualdade (3.6) a (3.10) representam os limites operacionais referentes às magnitudes de tensão, seus ângulos e potências associadas às barras.

$$\max \sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{g_i} \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$\Delta I_{r_k} = \frac{P_k^{sp} V_{r_k} + Q_k^{sp} V_{m_k}}{V_{r_k}^2 + V_{m_k}^2} - \sum_{i=1}^{N_B} (G_{k,i} V_{r_i} - B_{k,i} V_{m_i}) = 0 \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.2)$$

$$\Delta I_{m_k} = \frac{P_k^{sp} V_{m_k} - Q_k^{sp} V_{r_k}}{V_{r_k}^2 + V_{m_k}^2} - \sum_{i=1}^{N_B} (G_{k,i} V_{m_i} + B_{k,i} V_{r_i}) = 0 \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.3)$$

$$P_k^{sp} = P_{g_k} - P_{d_k}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.4)$$

$$Q_k^{sp} = Q_{g_k} - Q_{d_k}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.5)$$

$$V_k^{min} < V_k < V_k^{max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.6)$$

$$\delta_k^{min} \leq \delta_k \leq \delta_k^{max} \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.7)$$

$$P_{g_i}^{min} < P_{g_i} < P_{g_i}^{max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (3.8)$$

$$Q_{g_i}^{min} < Q_{g_i} < Q_{g_i}^{max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (3.9)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{g_i} \leq \sum_{k=1}^{N_B} P_{d_k} \quad (3.10)$$

onde:

- N_B é o número de barras de carga do sistema;
- N_{GD} é o número de barras com GD;
- $\Delta I_{r_k} + j\Delta I_{m_k}$ é o resíduo de corrente complexo na barra k com suas partes real e imaginária, respectivamente;
- $P_k^{sp} + jQ_k^{sp}$ é a potência complexa especificada na barra k ;
- $P_{g_k} + jQ_{g_k}$ é a potência complexa gerada na barra k ;
- $P_{g_i} + jQ_{g_i}$ é a potência complexa gerada na barra i ;
- $P_{d_k} + jQ_{d_k}$ é a potência de carga na barra k ;
- $V_{r_k} + jV_{m_k}$ é a tensão complexa da barra k ;
- $V_{r_i} + jV_{m_i}$ é a tensão complexa da barra i ;
- $G_{k,i}$ e $B_{k,i}$ são a condutância e a susceptância entre as barras k e i ;
- V_k é a magnitude da tensão na barra k ;
- V_k^{min} e V_k^{max} são os limites mínimo e máximo da magnitude da tensão;
- δ_k^{min} e δ_k^{max} são os limites mínimo e máximo do ângulo da tensão δ_k ;
- $P_{g_i}^{min}$ e $P_{g_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo da potência ativa injetada na barra i ;
- $Q_{g_i}^{min}$ e $Q_{g_i}^{max}$ são os limites mínimo/máximo da potência reativa injetada na barra i .

A restrição (3.7) delimita os valores das aberturas angulares relativas aos fasores de tensão nodais. Percebe-se que o problema de otimização proposto não delimita os valores de potências demandadas mas delimita a abertura angular a fim de manter as capacidades de transmissão e distribuição das linhas de distribuição. Tal estratégia também é adotada na literatura e incorporada nesta metodologia a fim de se permitir comparações com os métodos alternativos.

A inequação (3.10) impõe ao problema de otimização o impedimento da reversão de fluxo de potência na subestação, fazendo com que o somatório de todas as potências injetadas no sistema pelas GDs seja menor do que somatório de potência demandada pelas cargas atendidas pela subestação, conforme modelagem apresentada por Al Abri, El-Saadany e Atwa (2012).

O fluxo reverso é evitado, nesta abordagem, apenas na subestação principal da concessionária podendo ocorrer nos demais barramentos da rede a fim de se realizar estudos em conformidade com os apresentados comumente pela literatura, ou seja, as restrições

de carga na barra não são limitadas a fim de permitir que o fluxo reverso ocorra nos pontos de conexão da rede com os consumidores conectados à rede primária a fim de simular um cenário mais realista e próximo das situações que ocorrem atualmente. Desta forma, os resultados do método proposto poderão ser comparados e equiparados a outros obtidos pela literatura buscando validação do equacionamento e formulação trazidas como contribuição desta pesquisa.

O grande problema associado à reversão de fluxo em subestações principais das concessionárias é a existência de relés direcionais que podem ser afetados imensamente pela inversão do sentido do fluxo passante, resultando em atuações que podem ocasionar na descontinuidade do serviço de entrega da energia aos consumidores finais. Além desta questão, existem problemas relacionados à sobretensão na subestação, aumento da tensão de neutro, desequilíbrio próximo à geração, perda de isolamento, queima de fusíveis e dispositivos de proteção bem como redução de vida útil de equipamentos elétricos.

Cada barra a receber GD possui como variável de controle a potência gerada na barra. A tensão na subestação também é adotada como variável de decisão para o problema. Nesse sentido, soluciona-se o problema de otimização usando a *toolbox* do *MATLAB* denominada *fmincon* através do método de pontos interiores. Como solução do problema, tem-se a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída no sistema de distribuição obtida pelo valor da própria função objetivo, o estado operativo da rede composto por suas magnitudes de tensão em cada barra e a potência injetada no sistema por cada unidade geradora.

3.2 MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS A QUATRO FIOS

Nessa seção, descreve-se a formulação do FPO para o sistema trifásico. A função objetivo (3.11) está sujeita às restrições de igualdade (3.12) e (3.13), que representam os resíduos de correntes do método de injeção de correntes trifásico. As equações (3.14) e (3.15) são relacionadas às potências especificadas em cada barra do sistema e as restrições de desigualdade (3.16) a (3.22) representam os limites operacionais referentes às magnitudes de tensão e potências injetadas em cada barra pelas unidades de GD.

$$\max \sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{g_i}^s \quad (3.11)$$

sujeito a:

$$\Delta I_{r_k}^s = \frac{P_k^{s,sp} V_{r_k}^s + Q_k^{s,sp} V_{m_k}^s}{V_{r_k}^{s,2} + V_{m_k}^{s,2}} - \sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{r_i}^{s'} - B_{k,i}^{ss'} V_{m_i}^{s'}) = 0 \quad (3.12)$$

$$\Delta I_{m_k}^s = \frac{P_k^{s,sp} V_{m_k}^s - Q_k^{s,sp} V_{r_k}^s}{V_{r_k}^{s,2} + V_{m_k}^{s,2}} - \sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{m_i}^{s'} + B_{k,i}^{ss'} V_{r_i}^{s'}) = 0 \quad (3.13)$$

$$P_k^{s,sp} = P_{g_k}^s - P_{d_k}^s, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.14)$$

$$Q_k^{s,sp} = Q_{g_k}^s - Q_{d_k}^s, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.15)$$

$$V_k^{s,min} < V_k^s < V_k^{s,max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.16)$$

$$V_k^{n,min} < V_k^n < V_k^{n,max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.17)$$

$$\delta_k^{s,min} \leq \delta_k^s \leq \delta_k^{s,max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.18)$$

$$0 \leq \phi_k \leq \phi_k^{max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.19)$$

$$P_{g_i}^{s,min} < P_{g_i}^s < P_{g_i}^{s,max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (3.20)$$

$$Q_{g_i}^{s,min} < Q_{g_i}^s < Q_{g_i}^{s,max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (3.21)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{g_i}^s \leq \sum_{k=1}^{N_B} P_{d_k}^s \quad (3.22)$$

$$\phi_k = \frac{|\dot{V}_k^{neg}|}{|\dot{V}_k^{pos}|} = \frac{|\dot{V}_k^a + \alpha^2 \dot{V}_k^b + \alpha \dot{V}_k^c|}{|\dot{V}_k^a + \alpha \dot{V}_k^b + \alpha^2 \dot{V}_k^c|} \quad (3.23)$$

$$\dot{I}_k^n = - \left(\dot{I}_k^a + \dot{I}_k^b + \dot{I}_k^c + \frac{\dot{V}_k^n}{Z_{k,at}} \right), \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.24)$$

em que:

- o sobrescrito s é o índice que designa os elementos do conjunto composto pelas fases a , b e c do sistema trifásico;
- o sobrescrito n representa o neutro do sistema trifásico;
- o sobrescrito s' é o índice que designa os elementos do conjunto composto pelas fases a , b , c e o neutro do sistema trifásico;
- α é o operador rotacional $\alpha = 1 \angle 120^\circ$;

- \dot{V}_k^{neg} e \dot{V}_k^{pos} são os fasores de tensão calculados em sequência negativa e positiva, respectivamente;
- ϕ_k é o fator de desequilíbrio calculado para cada barra k do sistema, que varia entre um limite mínimo de zero e um valor máximo ϕ_k^{max} estabelecido por procedimentos de redes.
- N_B é o número de barras de carga do sistema;
- N_{GD} é o número de barras com GD;
- $\Delta I_{r_k}^s + j\Delta I_{m_k}^s$ é o resíduo de corrente complexo na barra k com suas partes real e imaginária, respectivamente, na fase s ;
- $P_k^{s,sp} + jQ_k^{s,sp}$ é a potência complexa especificada na barra k , por fase;
- $P_{g_k}^s + jQ_{g_k}^s$ é a potência complexa gerada na barra k , por fase;
- $P_{g_i}^s + jQ_{g_i}^s$ é a potência complexa gerada na barra i , por fase;
- $P_{d_k}^s + jQ_{d_k}^s$ é a potência de carga na barra k , por fase;
- $V_{r_k} + jV_{m_k}$ é a tensão complexa da barra k ;
- $V_{r_i} + jV_{m_i}$ é a tensão complexa da barra i ;
- $G_{k,i}^s$ e $B_{k,i}^s$ são a condutância e a susceptância entre as barras k e i , por fase;
- Ω_k é o conjunto de barras conectadas à barra k ;
- V_k^s é a magnitude da tensão na barra k , por fase;
- $V_k^{s,min}$ e $V_k^{s,max}$ são os limites mínimo e máximo da magnitude da tensão, por fase;
- $\delta_k^{s,min}$ e $\delta_k^{s,max}$ são os limites mínimo e máximo do ângulo da tensão δ_k^s , em cada fase;
- $P_{g_i}^{s,min}$ e $P_{g_i}^{s,max}$ são os limites mínimo e máximo da potência ativa injetada na barra i , por fase;
- $Q_{g_i}^{s,min}$ e $Q_{g_i}^{s,max}$ são os limites mínimo e máximo da potência reativa injetada na barra i , por fase.
- \dot{I}_k^n é a corrente fasorial no neutro e \dot{V}_k^n é a tensão de neutro;
- $Z_{k,at}$ é a impedância de aterramento associado à uma barra k .

A equação (3.17) mostra os limites da NEV, a qual poderá excursionar entre o valor nulo (o que é esperado para sistemas equilibrados) e 10% da tensão nominal associado à cada barra do sistema analisado. Tal imposição visa manter a segurança do sistema sob o ponto de vista de manutenção do isolamento e vida útil de máquinas elétricas e dispositivos eletrônicos conectados à rede.

A inequação (3.22) impõe ao problema de otimização que não haja reversão de fluxo de potência na subestação, considerando a abordagem trifásica, fazendo com que o somatório das potências injetadas pelas GDs em cada fase seja menor do que somatório de potência demandada pelas cargas atendidas pela subestação, conforme modelagem apresentada por Al Abri, El-Saadany e Atwa (2012).

As variáveis de controle do problema são as potências geradas nas barras a receber GD e a tensão na barra da subestação. A resolução desta abordagem trifásica se dá usando a *toolbox* do *MATLAB* *fmincon* através do método de pontos interiores, com solução iterativa com convergência estabelecida pela tolerância de 10^{-6} pu. Como solução do problema, tem-se a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída no sistema de distribuição obtida pelo valor da própria função objetivo, o estado operativo da rede composto por suas magnitudes de tensão em cada barra (em cada fase e neutro) e a potência injetada no sistema por cada unidade geradora.

3.3 AVALIAÇÃO DA MCH CONSIDERANDO INCERTEZAS NA CARGA

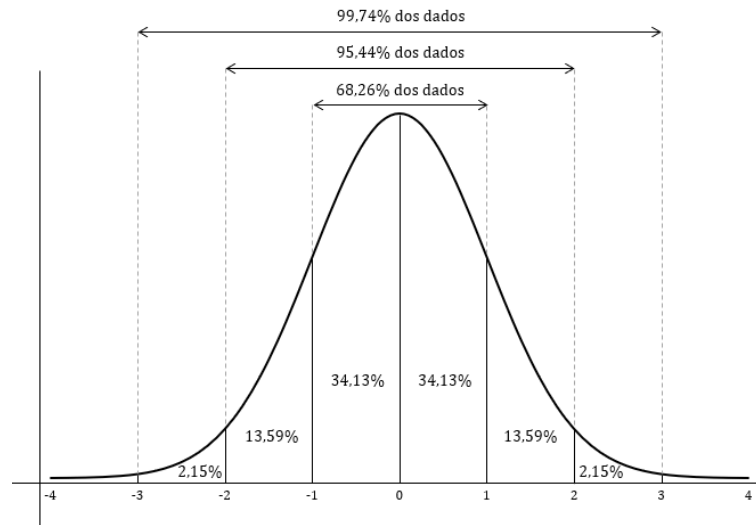
A metodologia proposta nas seções 3.1 e 3.2 são realizadas através do FPO por meio da abordagem determinística. Contudo, as incertezas nas cargas trazem influência no resultado da máxima capacidade de hospedagem (DIOGO et al., 2021). Com o objetivo de avaliar o impacto da variabilidade da carga na MCH, tais incertezas são modeladas a partir de uma função de densidade de probabilidade (FDP) Gaussiana, definidas a partir de um valor médio μ e de um desvio padrão σ , conforme a equação (3.25).

$$FDP(P_{d_k}) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{P_{d_k}-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.25)$$

A função Gaussiana, também chamada de distribuição normal, é mostrada na Figura 8 para uma média zero e desvio padrão unitário, como exemplo. Percebe-se que esta função compreende o quantitativa de dados (amostras) dispersas, sendo a maior quantidade concentrada próxima à média (ou valor esperado). Porém, há possibilidade haver dados com maior desvio em relação à média. Tal probabilidade de uma amostra ser encontrada próxima ao valor central é dado pela equação (3.25).

Dessa forma, a carga em uma determinada barra do sistema será considerada entre limites mínimos e máximos determinados randomicamente de acordo com a função

Figura 8 – Função Gaussiana



Fonte: Pro-educacional (2022)

gaussiana a partir de seus valores médios respectivos.

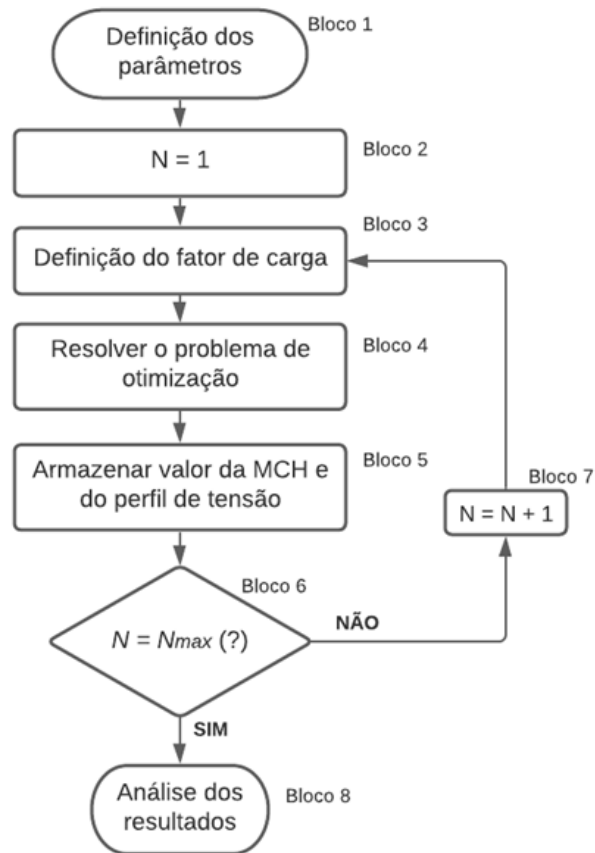
Nota-se que, com uma abordagem estatística efetuada através do método de Monte Carlo, o problema de otimização formulado é executado diversas vezes considerando as cargas variando entre limites mínimos e máximos determinados pela FDP Gaussiana. Consequentemente, os resultados de MCH serão determinados a depender do grau de incerteza (desvio padrão) associado às cargas.

O processo de avaliação da MCH é representado pelo fluxograma da Figura 9. Cada bloco do procedimento é explanado a seguir.

- *Bloco 1:* Carrega-se os dados de barra e linha da rede. Em seguida, define-se o número máximo de simulações (N_{max}) e em quais barras as GDs serão alocadas. Adicionalmente, o percentual de incertezas considerado na modelagem da carga é definido a partir dos valores nominais de carga em cada barra e um valor de desvio padrão escolhido pelo usuário;
- *Bloco 2:* Inicia-se a contagem do número de simulações da análise;
- *Bloco 3:* Define-se os valores de carga, modelados pela FDP, sendo escolhidos de maneira aleatória conforme explicitado na subseção 2.2;
- *Bloco 4:* O algoritmo de otimização é executado¹, conforme a função objetivo e as restrições do problema para se determinar o máximo montante de geração a ser acomodada para um caso de estudo;

¹ Caso o sistema seja um equivalente monofásico a metodologia desenvolvida usando o método básico de injeção de correntes será utilizado. Em caso contrário, o método de injeção correntes trifásico será usado para determinar da MCH em redes desequilibradas

Figura 9 – Fluxograma do processo para análise da MCH



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

- *Bloco 5*: Após o resultado do problema de otimização, ser obtido, armazenam-se os resultados da presente simulação;
- *Bloco 6*: Este bloco verifica se o número total de simulações máximo (N_{max}) já foi executado;
- *Bloco 7*: Para número de simulação inferior a N_{max} , acrescenta-se 1 à variável contadora da simulação e é dado prosseguimento ao processo a partir do *Bloco 3*.
- *Bloco 8*: Com o valor de N_{max} atingido, realiza-se a análise estatística dos resultados obtidos no processo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão mostradas as aplicações da metodologia proposta em sistemas de distribuição. Resultados e discussões acerca dos mesmos são mostrados detalhadamente buscando validação do trabalho de pesquisa.

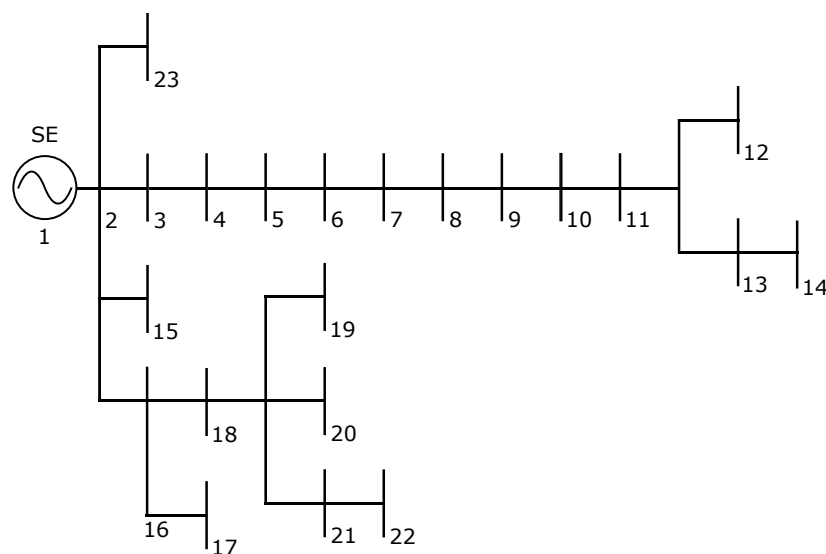
Diversos cenários são observados de modo a verificar a aplicação do método para os sistemas em questão sendo as simulações comparadas com o método padronizado em código aberto pelo *Pandapower* para cálculo da MCH descrito integralmente por Diogo et al. (2021) e com o método trifásico desenvolvido por Escarati, Igor D Melo et al. (2020).

4.1 SISTEMA 23 BARRAS UFJF - MODELAGEM MONOFÁSICA

O sistema usado no estudo é a rede de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), modelada a partir do sistema apresentado em Diogo et al. (2021) em que os centros de carga de cada unidade acadêmica foi obtida através de campanhas de medição, o equivalente monofásico foi determinado por equações de *Carson*.

A rede em questão atende uma demanda de 5,79MW (fator de potência indutivo de 0,92) operando sob tensão 6,6kV e transportando energia para os principais centros de carga do *Campus*, representados pelas 22 barras de carga, conforme a Figura 10. Os dados de barra e de linha são disponibilizados no Apêndice A. A metodologia descrita na seção 3.1 é utilizada para o sistema elétrico em questão.

Figura 10 – Diagrama unifilar do sistema de 23 barras

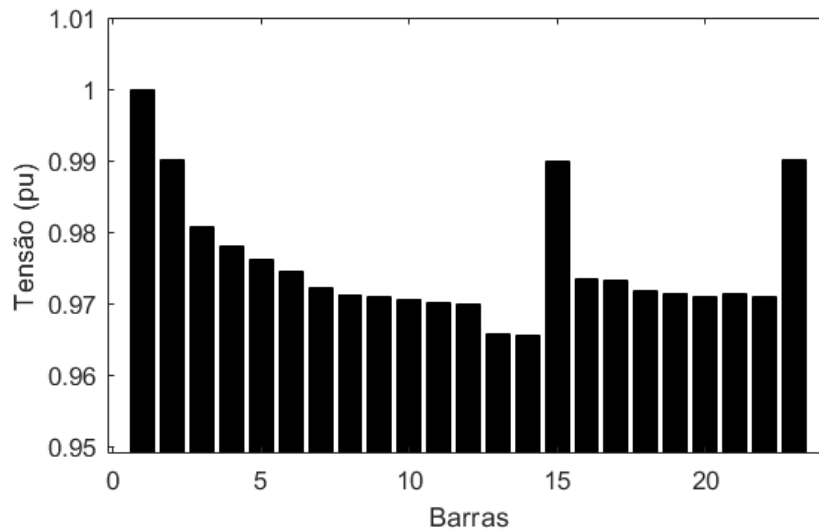


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.1.1 Avaliação do estado operativo sem alocação de GD

Executa-se o fluxo de potência, conforme descrito em Variz e Costa (2002) a fim de determinar o estado operativo do sistema para um caso base, considerando as cargas nominais descritas no Apêndice A. Na Figura 11 é mostrado o perfil de tensão do sistema para cada uma das 23 barras. Neste primeiro caso de simulação, a tensão na subestação é fixada em 1pu.

Figura 11 – Perfil de tensão para o caso base com carga nominal e sem GD



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.1.2 Resultados determinísticos usando o FPO com a tensão da subestação igual a 1,00pu

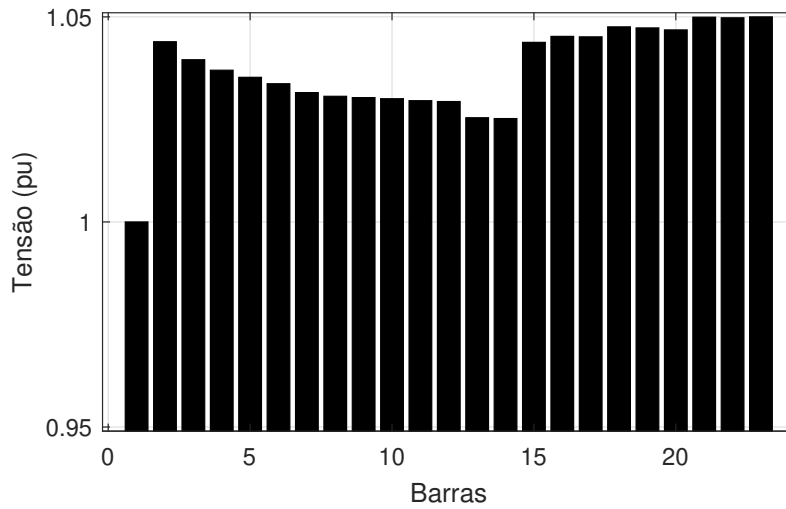
Serão simulados dois casos de estudo considerando-se a inserção de GD nas barras 21, 22 e 23. Essas barras foram escolhidas aleatoriamente apenas para se efetuar as análises preliminares utilizando o método proposto, mostrando sua aplicabilidade e versatilidade.

No Caso I, a restrição de desigualdade (3.10) não será levada em consideração e, no Caso II, tal restrição será incluída na simulação. O intuito é demonstrar o impacto da restrição de fluxo reverso para os resultados da MCH para um cenário assumindo inserção de GD. Os resultados dos dois cenários são mostrados nas Figuras 12 e 13. Em ambos os casos, a tensão da subestação é considerada fixa no valor de 1,00pu.

Como esperado, na ausência da restrição de fluxo de potência na subestação, o fator limitante é a tensão nas barras com GD, cujas tensões atingiram o limite de 1,05pu, conforme as restrições do problema. No entanto, observou-se uma expressiva modificação no resultado da máxima penetração de GD a ser inserida em cada caso de estudo. Para o primeiro caso, encontrou-se uma MCH de 36,21MW e, no segundo, 6,09MW. No primeiro

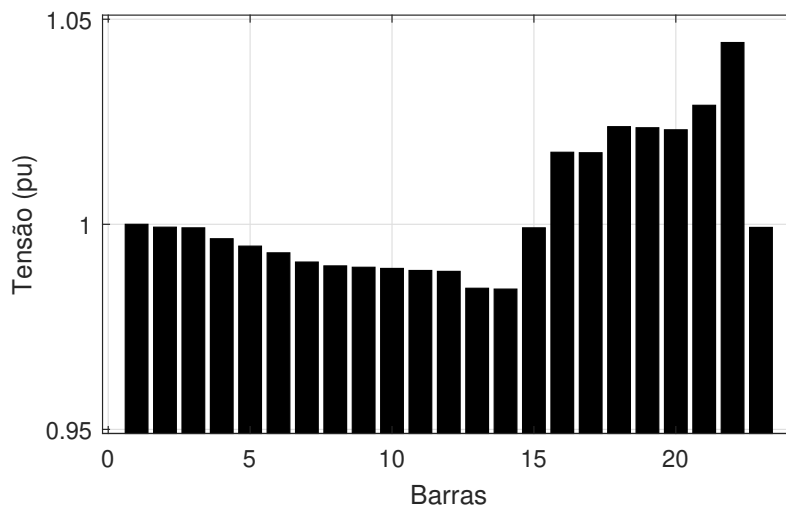
caso, notou-se que o algoritmo atingiu um valor de potência alocada alto em relação ao caso seguinte. Devido ao uso da restrição adicional de fluxo reverso na subestação, expressa pela inequação (3.10), pode-se encontrar uma MCH mais conservadora em relação ao primeiro caso. Tal verificação, apesar de conhecida na literatura, destaca a importância de se efetuar um correto planejamento de MCH para não danificar a estrutura da rede de distribuição.

Figura 12 – Perfil de tensão para o Caso I.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 13 – Perfil de tensão para o Caso II.



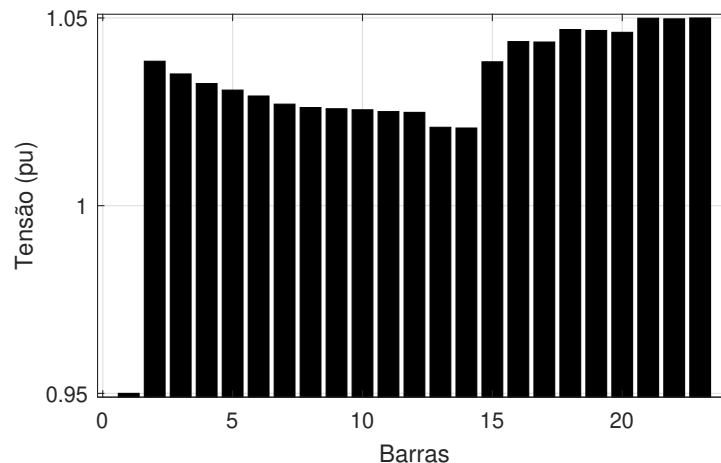
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.1.3 Avaliação dos resultados considerando a tensão na subestação como variável de controle

Para comparação, novas simulações são conduzidas, agora, adicionando a tensão da subestação (barra 1) como variável de controle do problema, a qual pode excursionar entre 0,95pu e 1,05pu. O objetivo é verificar o impacto dessa nova variável de controle nos resultados da MCH, assumindo que há a possibilidade de se automatizar e controlar o valor da tensão na subestação do sistema sob análise.

Através da solução do método proposto, encontra-se os resultados dos perfis de tensão mostrados nas Figuras 14 e 15. Para o Caso III, a restrição relativa à reversão de fluxo de potência na subestação não foi considerada e no caso Caso IV, a mesma foi considerada para a resolução do FPO determinístico.

Figura 14 – Perfil de tensão para o Caso III com controle de tensão na subestação.



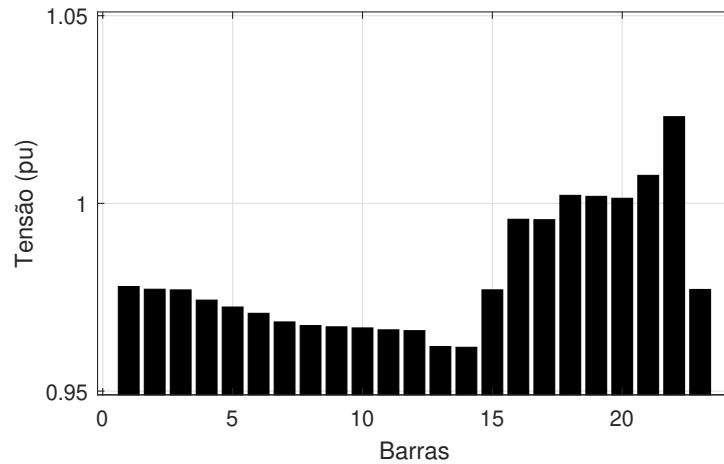
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com as novas simulações, encontrou-se uma MCH de 66,54MW no Caso III, mostrando o impacto do controle da tensão da subestação sobre os resultados. Nota-se que a tensão controlada da subestação, ao sofrer ajuste no processo de otimização para o valor de 0,95pu, permite conseqüente queda do perfil de tensão do sistema, no qual é restaurado até o limite de 1,05pu nas barras com GD, mediante a uma maior MCH comparada com o Caso I.

Dessa forma, uma vez que a tensão na subestação pode ser automatizada, esta pode permitir maior acomodação de GD na rede. Para o Caso IV, encontrou-se uma MCH de 6,11MW, mais restritiva em relação ao caso III.

Por fim, a Tabela 4 resume o resultado para os casos apresentados.

Figura 15 – Perfil de tensão para o Caso IV com controle de tensão na subestação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 4 – Resumo dos resultados simulados na seção para o sistema UFJF 23 barras

Caso	MCH (MW)
I	36,21
II	6,09
III	66,54
IV	6,11

4.1.4 Estudos considerando diferentes posições de GD

Outros casos foram simulados, de modo a explorar as possibilidades de alocação de GD em diferentes combinações de barras. Ressalta-se que a inserção da tensão na subestação como variável de controle foi considerada em tais simulações, pois promove maior versatilidade ao algoritmo e maior controlabilidade a fim de encontrar a MCH. Na Tabela 5, são mostrados esses estudos de caso, assumindo diferentes cenários em que as unidades de geração distribuída são consideradas em barras distintas, com o objetivo de mostrar versatilidade da metodologia para ser aplicada em diversos cenários. A coluna "MCH-A" mencionada na Tabela se refere à MCH desconsiderando a restrição de fluxo reverso na subestação. Já "MCH-B" considera a MCH com a referida restrição, para efeitos de comparação.

Nota-se, para os valores de MCH-A, que a capacidade de hospedagem de GD segue uma proporcionalidade ao número de barras que recebem injeção de potência, atestando que há maior acomodação de GD quando a geração é, de fato, distribuída pelo sistema conforme discutido em Enock Mulenga, Math HJ Bollen e Nicholas Etherden (2022). Para as simulações do caso 10, sem restrição de fluxo reverso (MCH-A), a GD é predominantemente alocada na barra 2, localizada no início do ramal; considerando

Tabela 5 – Casos de estudo do sistema UFJF 23 barras

Caso	Barras a receber GD	MCH-A (<i>MW</i>)	MCH-B (<i>MW</i>)
1	22	9,73	6,11
2	2	74,38	5,88
3	15	22,60	6,00
4	13	11,46	6,00
5	21	13,60	6,02
6	20	12,53	6,04
7	11, 12, 13	19,10	6,00
8	14, 15, 16	37,88	6,00
9	21, 22, 23	66,54	6,11
10	Todas	74,37	6,11

a restrição de fluxo reverso (MCH-B), a GD é predominantemente alocada na barra 22, localizada ao final do ramal. Além disso, em MCH-A, pode ser observada uma alocação maior de GD, sobretudo, nos casos em que são consideradas barras mais próximas à subestação. Constata-se, ainda, maior variabilidade dos resultados de MCH-A em detrimento de MCH-B. De fato, a diferença das restrições nas quais as duas simulações estão sujeitas permitem encontrar resultados mais conservadores em MCH-B, visto que o resultado da MCH-A revela maior liberdade para alocação de GD.

4.1.5 Estudos comparativos

A fim de realizar uma comparação da metodologia deste trabalho com a executada pelo *Pandapower* e descrita totalmente em Diogo et al. (2021), simulações foram realizadas a fim de se inserir GD em todas as barras do sistema em estudo. Os resultados encontrados são descritos na Tabela 6.

Tabela 6 – Comparação para validação dos resultados para o sistema de 23 barras

Cenário	MCH da metodologia proposta (<i>MW</i>)	MCH máxima do <i>Pandapower</i> (<i>MW</i>)
Caso I	40,32	36,45
Caso II	8,30	6,04
Caso III	74,39	69,33
Caso IV	6,11	5,97

Nota-se uma similaridade para os resultados encontrados. Destaca-se como vantagem da metodologia deste trabalho o tempo computacional despendido, pois esta faz uso da abordagem determinística para a obtenção dos resultados. Já a abordagem adotada por Diogo et al. (2021) faz uso da ferramenta *Pandapower*, aplicável em códigos da linguagem *Python* baseadas em simulações de Monte Carlo, situação em que as simulações são mais demoradas para obtenção de um valor médios de MCH.

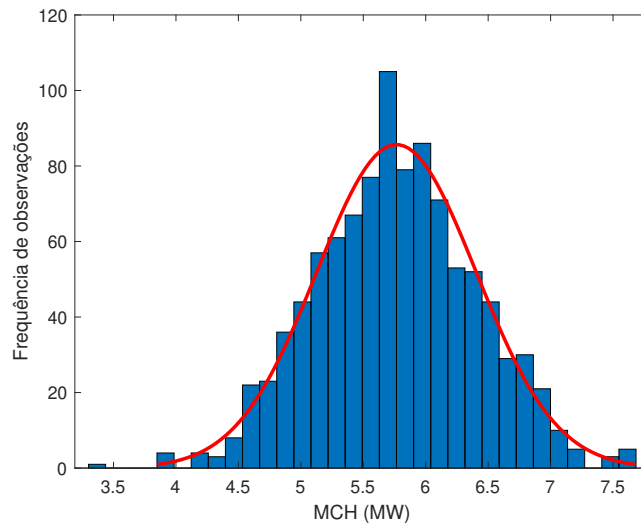
Para título de informação, os resultados obtidos pelo Pandapower, por vezes, demandam esforços computacionais de frações de horas ou até mesmo dias dependendo da discretização e dispersão estatística utilizada. O método desenvolvido neste trabalho gasta, em média, 1 minuto utilizando um computador IntelCore 7 1025G1 memória de 8GB, com SSD NVMe M.2 utilizando a versão 2018 do MATLAB.

4.1.6 Avaliação probabilística

Os cenários probabilísticos também foram analisados neste artigo considerando incertezas relacionadas à carga, levando em conta que seus valores médios possuem uma dispersão estatística definida a partir de um desvio padrão, o qual representa a incerteza da carga. Mil simulações de Monte Carlo foram conduzidas nesse experimento, com a inserção de GD nas barras 21, 22 e 23, considerando todas as restrições descritas na seção 3.1, bem como a inserção da tensão na subestação como variável de controle.

Para um desvio padrão $\sigma = 5\%$, obtém-se o histograma da Figura 16 e o diagrama de caixa (*boxplot*) da Figura 17.

Figura 16 – Histograma da MCH considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23

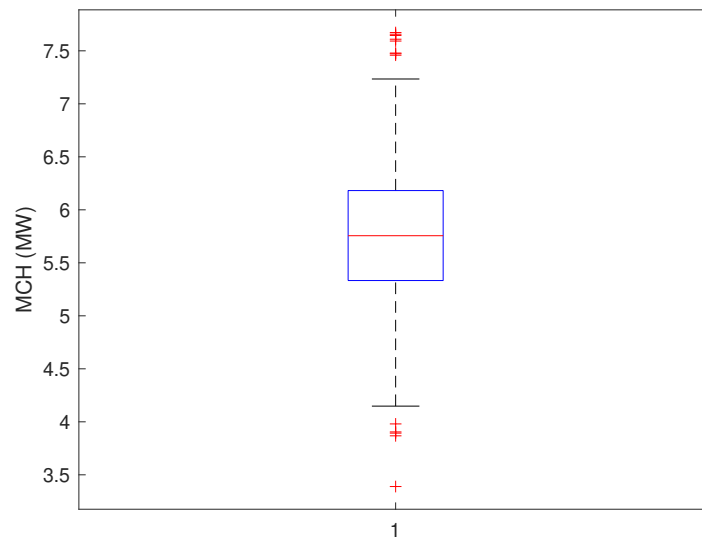


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se que a máxima capacidade de hospedagem é relativamente próxima da encontrada na análise anterior, conforme apontado pela tendência central da Figura 17. A modelagem das incertezas no algoritmo permite evidenciar uma distribuição de valores no histograma, cujo comportamento revela a tendência de uma distribuição normal.

Na Tabela 7, são mostrados os valores de MCH mínimos e máximos para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23.

Figura 17 – *Boxplot* da MCH considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 7 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23

Incerteza	Min (MW)	Max (MW)
5%	5,33	6,18
10%	4,63	6,27
15%	3,70	6,42

Pode-se notar que, dependendo da incerteza associada à carga, tem-se valores mínimos e máximos registrados para a MCH. Quanto maior a incerteza na carga, maior a faixa de variação da capacidade de hospedagem em MW.

Considerando GD alocada em todas as barras do sistema, na Tabela 8, são mostrados os valores de MCH mínimos e máximos para diferentes valores de incertezas.

Tabela 8 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada em todas as barras

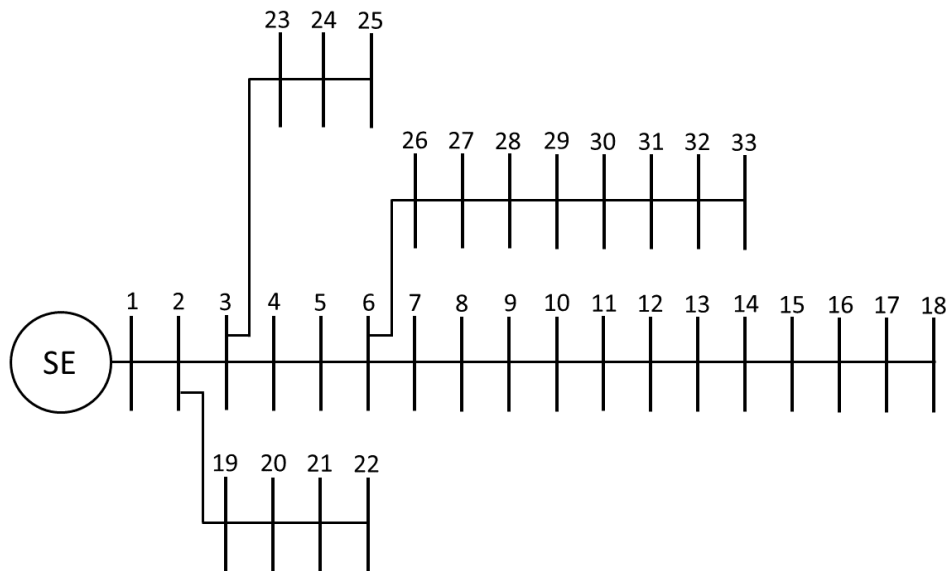
Incerteza	Min (MW)	Max (MW)
5%	5,36	6,19
10%	4,55	6,32
15%	3,81	6,41

Como conclusão parcial, estabelece-se que o máximo montante de acomodação de GD para a UFJF respeitando todos os limites de segurança e operacionais incluindo sobretensão e reversão de fluxo seria próxima a 6MW.

4.2 SISTEMA TESTE 33 BARRAS IEEE - MODELAGEM TRIFÁSICA A QUATRO FIOS

Com o objetivo de se apresentar os resultados da metodologia trifásica, realizam-se simulações similares às anteriores para o sistema IEEE 33 barras, cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 18. A rede em questão atende uma demanda de 20,745MW (fator de potência indutivo de 0,866) operando sob tensão 12,66kV. Os dados utilizados na simulação são apresentados por Escarati (2020). Análogo ao caso anterior, a modelagem do fluxo de potência ótimo é utilizada nas simulações dessa seção, mas agora, o sistema em estudo encontra-se desequilibrado e são consideradas, nas simulações, as restrições de desequilíbrio de tensão ($\phi_k^{max} = 2\%$) e de tensão de neutro ($V_k^{n,max} = 0,1pu$).

Figura 18 – Diagrama unifilar do sistema IEEE de 33 barras



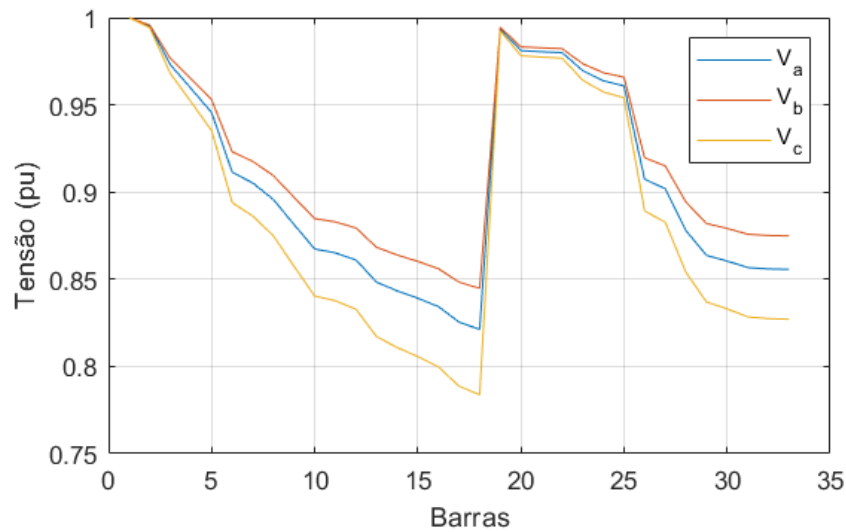
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Primeiramente, executa-se o fluxo de potência a fim de se determinar o estado operativo do sistema para um caso base, considerando as cargas nominais descritas no Apêndice B. Na Figura 19 é mostrado o perfil de tensão das fases do sistema, situação em que a tensão na subestação (barra 1) é fixada em 1,00pu.

4.2.1 Resultados determinísticos usando o FPO com a tensão da subestação igual a 1,00pu

Serão simulados dois casos de estudo considerando-se a inserção de GD na barra 17. A barra foi escolhida dentre as que fazem parte do fim do ramal de distribuição e comumente utilizada em aplicações nesse tipo de estudo para esse sistema. A simulação

Figura 19 – Perfil de tensão para o caso base com carga nominal e sem GD

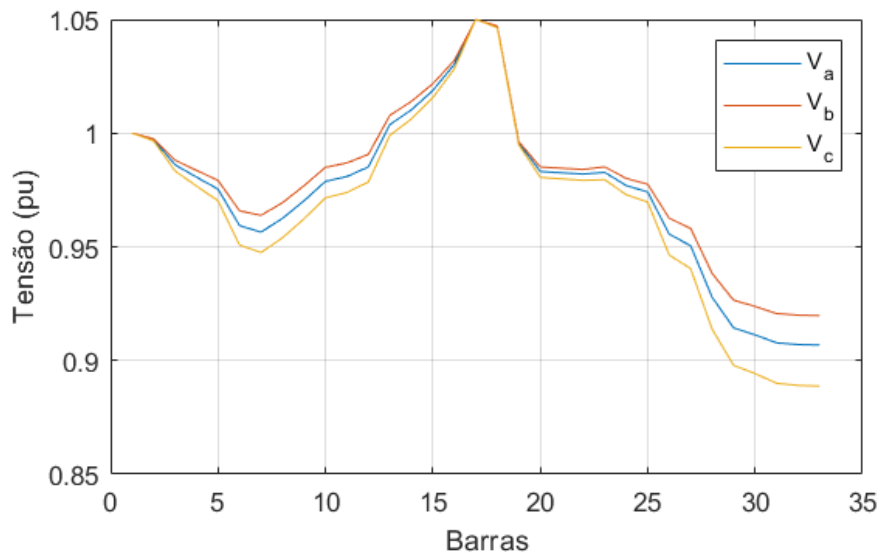


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

permite que se efetue as análises com o objetivo de mostrar a aplicabilidade e versatilidade da metodologia proposta.

Assim como realizado na simulação da seção anterior, o Caso I desta seção não levará em consideração a restrição de desigualdade (3.22). Já no Caso II, tal restrição será incluída na simulação. Fixando o valor da tensão da subestação em 1,00pu, obtêm-se os resultados que são mostrados na Figura 20, cujos perfis de tensão são iguais para ambos os cenários.

Figura 20 – Perfis de tensão para o Caso I e II.

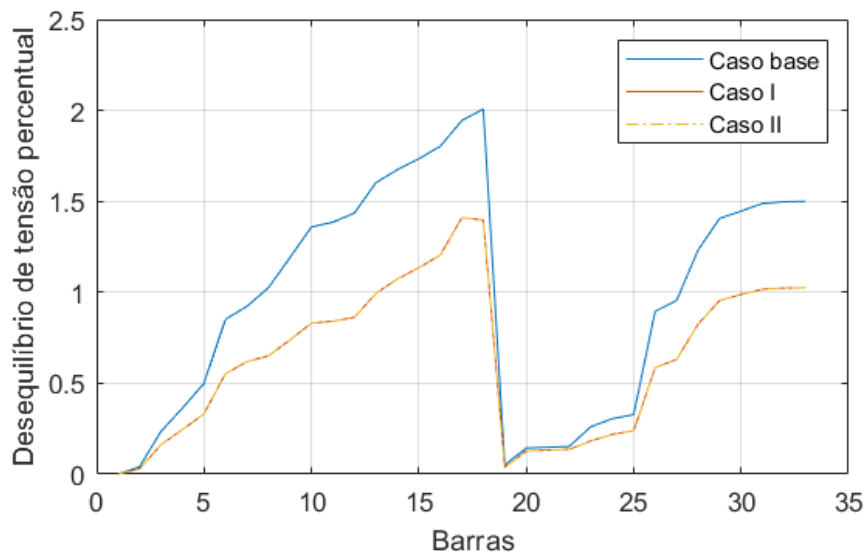


Como resultado, nota-se que a tensão na barra com GD atingiu o valor máximo

permitido e foi o fator limitante para a simulação, em acordo com as restrições implementadas. Diferentemente do caso da seção anterior analisado, não houve modificação do resultado da MCH entre os casos I e II. Em ambas as situações, encontrou-se uma máxima penetração de potência de 12,13MW.

A tensões de neutro para o sistema trifásico desequilibrado a quatro fios são mostradas na Figura 21. Nota-se que a barra em que recebe GD tem a tensão de neutro acentuada. O perfil de tensão de neutro para os casos I e II são similares e não excedem o valor limítrofe.

Figura 21 – Perfil da tensão de neutro para os casos em estudo



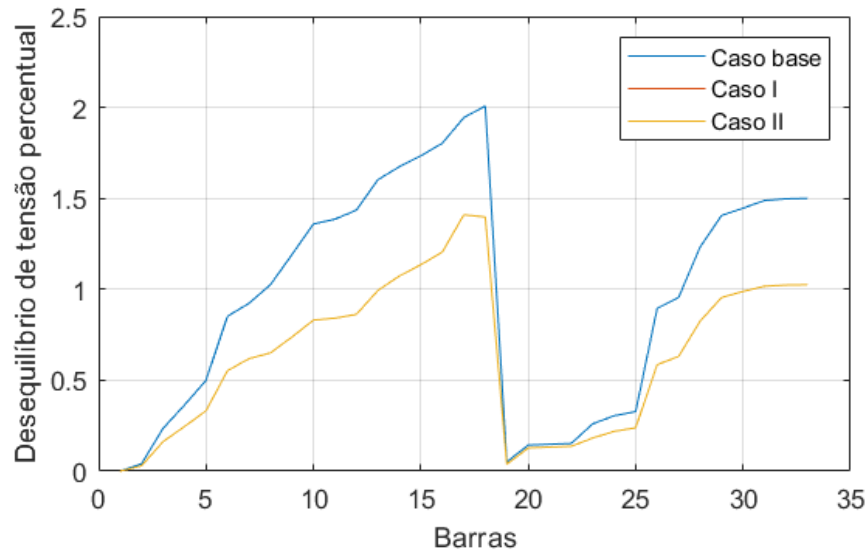
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Notou-se que a barra 17, que recebeu GD, é a que possuiu maior desequilíbrio de tensão para os casos analisados, atingindo o valor de $\phi_{17} = 1,41\%$, conforme Figura 22. Ainda assim, o desequilíbrio existente no sistema permaneceu abaixo do valor máximo permitido na simulação. Como a inserção de GD se deu concomitantemente nas três fases do sistema, a potência inserida foi alocada de modo que fosse obtido um menor desequilíbrio de tensão. Sabe-se que tal fenômeno não poderia ser observado para o caso em que se inserisse GD somente em uma das fases, sem um correto planejamento da concessionária de seus consumidores ativos.

4.2.2 Avaliação dos resultados considerando a tensão na subestação como variável de controle

Para comparação, novas simulações são conduzidas, agora, adicionando a tensão da subestação (barra 1) como variável de controle do problema, a qual pode excursionar entre 0,95pu e 1,05pu. O objetivo é verificar o impacto dessa nova variável de controle

Figura 22 – Desequilíbrio de tensão para os casos em estudo



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

nos resultados da MCH assumindo que há a possibilidade de se automatizar e controlar o valor da tensão na subestação do sistema sob análise.

A única barra com GD alocada é ainda a 17, neste caso, para fins de comparação com o caso anterior.

Através da solução do método proposto, encontra-se o resultado do perfil de tensão do sistema em análise. O caso III, que não considera a restrição relativa à reversão de fluxo de potência na subestação, e o Caso IV, que considera tal restrição, obtiveram perfis de tensão similares, conforme mostrado nas Figuras 23 e 24.

Com as novas simulações, encontrou-se uma MCH cujo valor arredondado foi de 16,96MW para os casos III e IV. Tal capacidade de hospedagem é 39,82% maior que os casos I e II analisados. Uma vez mais, nota-se que a tensão controlada da subestação, ao sofrer ajuste no processo de otimização para o valor de 0,95pu, permite maior acomodação de GD no sistema.

A respeito do desequilíbrio de tensão para os novos casos analisados, notou-se que o maior valor atingindo foi de $\phi_{17} = 1,50\%$, conforme Figura 25. Ao comparar com o perfil de desequilíbrio mostrado na Figura 22, nota-se que houve pequenas alterações nesse índice em relação ao uso da nova variável de controle uma vez que todas as barras estão com desequilíbrio abaixo do valor máximo imposto pelo método proposto.

Quanto às tensões de neutro, nota-se que houve significativo impacto em seus respectivos valores. Sem o controle de tensão da subestação, o valor acentuado das tensões de neutro se dava nas barras que recebiam GD. Com o controle da variável, praticamente

Figura 23 – Perfil de tensão para o caso III, com controle de tensão na subestação.

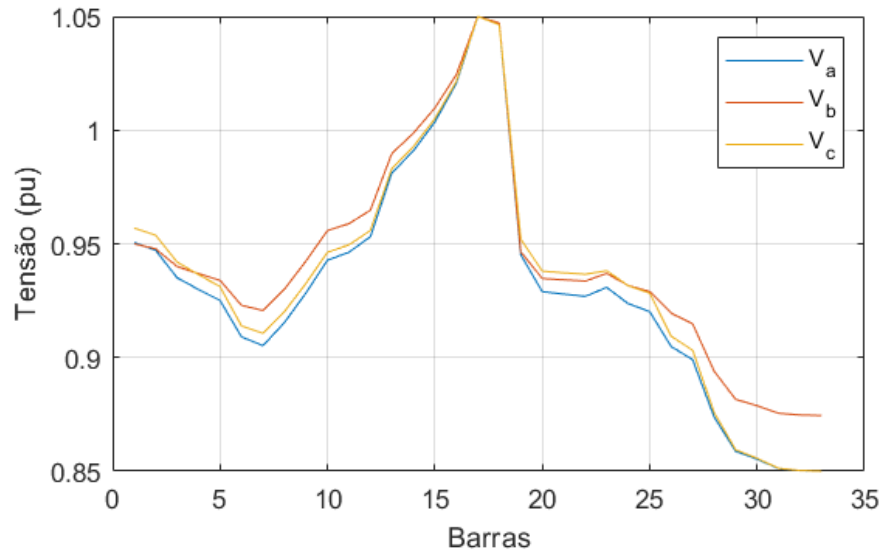


Figura 24 – Perfil de tensão para o caso IV, com controle de tensão na subestação.

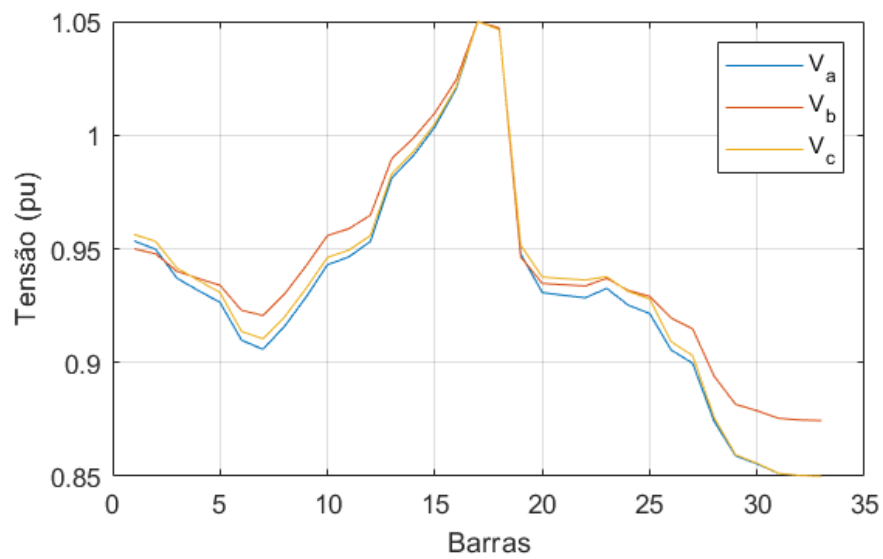
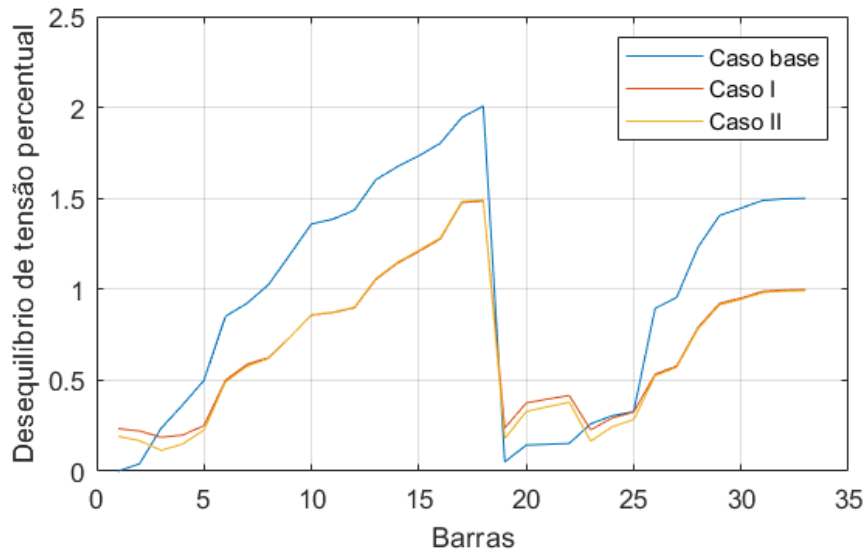


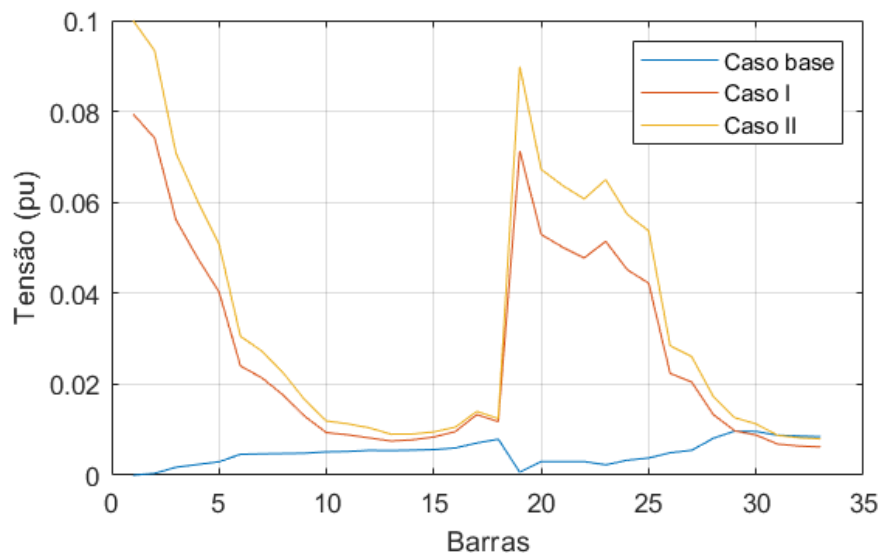
Figura 25 – Desequilíbrio de tensão para os casos em estudo, com controle de tensão na subestação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

todas as tensões de neutro foram acentuadas, com com valores decrescentes do início para o final do ramal, conforme evidenciado na Figura 26.

Figura 26 – Perfil da tensão de neutro para os casos em estudo, com controle de tensão na subestação.

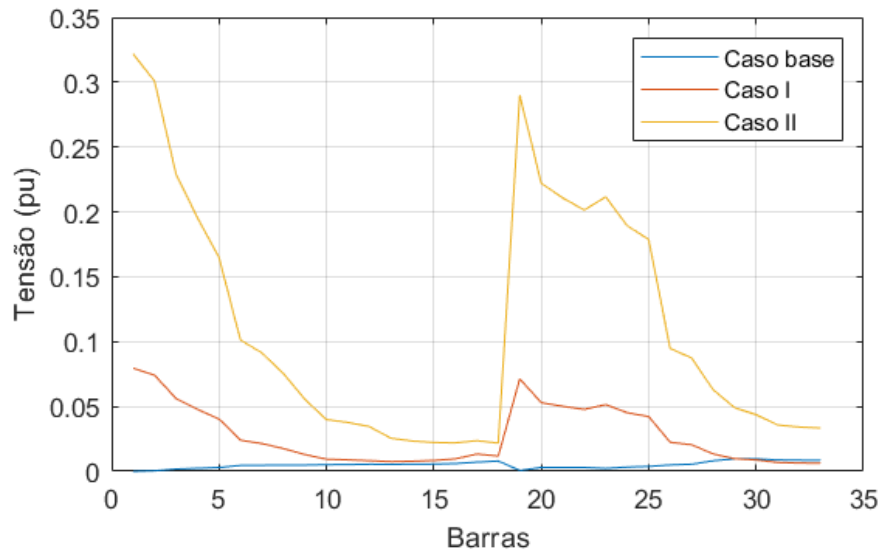


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dessa forma, assim como nos analisados na subseção anterior, a inserção de GD na nova simulação permitiu que o desequilíbrio de tensão tivesse seu valor atenuado. Além disso, destaca-se que, dentre as restrições utilizadas nas simulações, a limitação da tensão

de neutro foi extremamente importante. De fato, ao desconsiderar tal restrição, apesar dos perfis de tensão e de desequilíbrio entre fases se mantiverem praticamente os mesmos, o perfil da tensão de neutro sofre significativos impactos, com valores chegando a $0,32pu$, conforme Figura 27.

Figura 27 – Perfil da tensão de neutro sem a restrição da NEV.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com base nos resultados explanados, pode-se inferir que o uso do controle na subestação é uma medida vantajosa para o alcance de uma maior MCH. No entanto, tal ação não prescinde o monitoramento das tensões de neutro, que pode sofrer impactos significativos.

4.2.3 Estudos considerando diferentes posições de GD

A fim de verificar outras configurações de alocação de GD nas barras do sistema, novas simulações são conduzidas, de modo que os resultados são mostrados na Tabela 9. Para tais estudos, a tensão na subestação foi tomada como variável de controle. A coluna "MCH-A" mencionada na Tabela se refere à MCH desconsiderando a restrição de fluxo reverso na subestação. Já "MCH-B" considera a MCH com a referida restrição, para efeitos de comparação.

Nota-se que os valores da MCH são, em geral, maiores para casos em que a acomodação de GD é distribuída pelo sistema. Para as simulações do caso 10, sem restrição de fluxo reverso (MCH-A), a GD é predominantemente alocada nas barras 2, 3 e 4, localizadas no início do ramal; considerando a restrição de fluxo reverso (MCH-B), a GD é predominantemente alocada nas barras 23, 24 e 28, que estão mais distantes da

Tabela 9 – Casos de estudo do sistema IEEE 33 barras

Caso	Barras a receber GD	MCH-A (<i>MW</i>)	MCH-B (<i>MW</i>)
1	6	50,88	22,16
2	17	16,96	16,96
3	6, 17, 33	50,98	22,16
4	6, 9, 12	50,72	22,90
5	16, 22, 30	58,65	23,74
6	Todas	65,09	24,08

subestação. É importante destacar que o uso das novas restrições trabalhadas nesta seção permitiu encontrar valores mais conservadores, porém, congruentes para a operacionalidade do sistema.

Uma avaliação dos resultados desta seção 4.2 foi realizada, comparando-se com o resultados da MCH apresentados por Escarati (2020). O objetivo é validar a metodologia aplicada para o sistema trifásico em estudo. Nesse sentido, apresenta-se a Tabela 10 com os casos simulados. Ressalta-se que os resultados apresentados consideram a restrição da reversão de fluxo na subestação e não possuem o controle de tensão na barra $V\theta$, conforme executado pela literatura comparada.

Tabela 10 – Comparação para validação das simulações para o sistema de 33 barras

Barras a receber GD (<i>MW</i>)	MCH desta metodologia (<i>MW</i>)	MCH de Escarati (2020) (<i>MW</i>)	Diferença
17	12,13	11,24	7,9%
6	22,01	21,41	2,8%
6, 17, 33	22,01	21,65	1,6%
6, 9, 12	22,59	21,77	3,8%
16, 22, 30	22,58	21,60	4,5%
Todas	23,63	21,19	11,5%

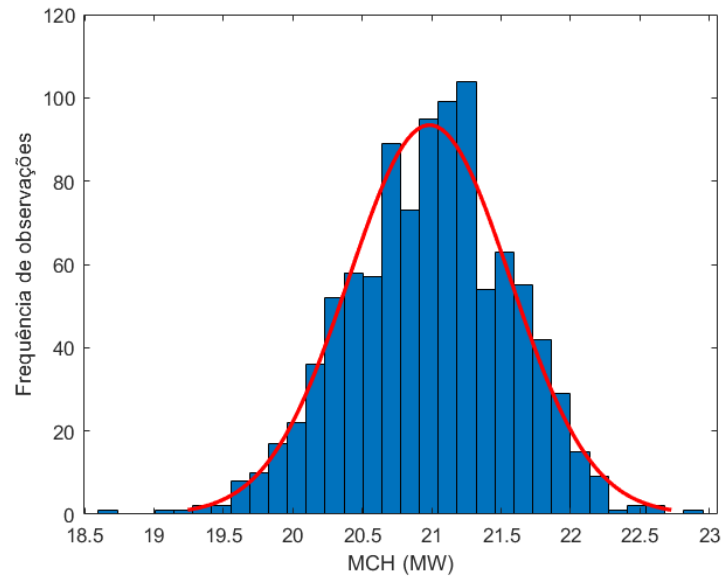
Os resultados desta metodologia foram ligeiramente maiores que os apresentados por Escarati (2020), destacando a eficácia do método. As diferenças se devem ao fato de, neste trabalho, a energia injetada ser modelada como potência. Já no trabalho usado como comparação, o mesmo faz uso de injeção de correntes para modelar a inserção de GD no sistema.

4.2.4 Avaliação probabilística

Análogo aos estudos realizadas na subseção 4.1.6, mil simulações de Monte Carlo foram conduzidas para a inserção de GD nas barras 6, 17 e 33, considerando todas as restrições da metodologia descrita na seção 3.2 e a tensão da subestação como variável de

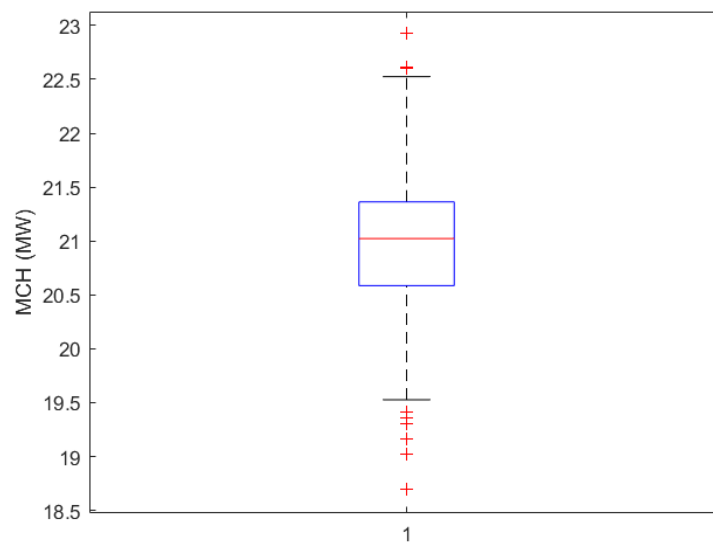
controle. Para um desvio padrão $\sigma = 5\%$, obtém-se o histograma da Figura 28 e (*boxplot*) da Figura 29.

Figura 28 – Histograma da MCH considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 29 – *Boxplot* da MCH considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se que a máxima capacidade de hospedagem encontrada na análise da subseção 4.2.3 está entre os valores mínimos e máximos da análise probabilística, conforme apontado pela Figura 29.

Na Tabela 11, são mostrados os valores de MCH mínimos e máximos para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33.

Tabela 11 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 6, 17 e 33

Incerteza	Min (MW)	Max (MW)
5%	18,72	22,86
10%	16,51	24,27
15%	14,06	24,94

A incerteza associada à carga permite, na abordagem probabilística, uma ampliação da faixa de valores da MCH. Quanto maior a incerteza na carga, maior a faixa de variação da capacidade de hospedagem em MW.

Considerando, agora, GD alocada em todas as barras do sistema, na Tabela 12, são mostrados os valores de MCH mínimos e máximos para diferentes valores de incertezas.

Tabela 12 – Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada em todas as barras

Incerteza	Min (MW)	Max (MW)
5%	21,64	24,68
10%	18,42	25,02
15%	15,55	25,80

4.2.5 Conclusões parciais

Pode-se perceber, através dos resultados mostrados nesta dissertação, que os resultados foram satisfatoriamente obtidos.

A aplicação do método de injeção de correntes é uma importante contribuição deste trabalho de pesquisa. A mesma foi aplicada diretamente ao sistema da UFJF alcançando resultados similares aos fornecidos pelo *Pandapower*. Como solução viável, respeitando todos os critérios de sobretensão e reversão de fluxo, a MCH do sistema está próxima de 6MW.

A metodologia trifásica a quatro fios foi aplicada ao sistema 33 barras desequilibrado apresentando resultados promissores, validados com comparação à uma metodologia alternativa em que as GDs são modeladas por injeções de corrente em Escarati, Igor D Melo et al. (2020). Para este sistema, a MCH foi obtida em torno de 22MW, respeitando limites operacionais e restrições de fluxo reverso na subestação. Vale a pena ressaltar a contribuição importante para determinação da MCH respeitando limitações de tensão de neutro à terra e desequilíbrio de tensão. caso haja um correto planejamento, tais parâmetros importantíssimos para a segurança operacional seriam de fato respeitando segundo as normativas nacional.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma nova abordagem para o cálculo da máxima capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição. Dois problemas de otimização foram formulados considerando o método de injeção de correntes como restrições de igualdade. Como restrições de desigualdade, limites relativos a valores mínimos e máximos de tensão, a potências geradas em cada barras e a reversão de fluxo na subestação foram modelados. Para sistemas trifásicos desequilibrados a quatro fios, também são consideradas como restrições de desigualdade, adicionalmente, o fator de desequilíbrio de tensão e magnitude da tensão de neutro. A partir da solução do problema, tem-se o máximo montante de geração distribuída a ser acomodada na rede assumindo que haja unidades de GD alocadas em barras específicas do sistema em estudo. Diversos estudos de caso foram avaliados, considerando cenários distintos a fim de mostrar versatilidade e aplicabilidade da metodologia, a qual se mostra uma ferramenta prática para avaliação de máxima acomodação de GD em redes de média tensão, auxiliando operadores e concessionárias a fazerem um planejamento adequado em relação à penetração de geração distribuída, respeitando-se critérios e normativas nacionais. Os seguintes pontos podem ser destacados sobre o desenvolvimento do trabalho:

- Aplicação da metodologia para dois sistemas, a saber, o sistema equivalente monofásico da rede de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora, composto de 23 barras e o sistema trifásico desequilibrado de 33 barras do IEEE;
- Análise para os casos com e sem a restrição de fluxo reverso na subestação;
- Análise para os casos com e sem o controle de tensão da subestação;
- Análise do comportamento das tensões das fases e do neutro e do desequilíbrio de tensão para um sistema trifásico desequilibrado;
- Avaliação probabilística da máxima capacidade de hospedagem de GD nos sistemas, considerando diferentes posições de GD e diferentes valores de incertezas.

Nesse sentido, após análise dos resultados obtidos, as conclusões para o trabalho e a proposição de trabalhos futuros são relatados nas seções deste capítulo.

5.1 CONCLUSÕES

- A inserção de GD no final do ramal dos sistemas de distribuição mostra-se uma estratégia vantajosa de modo que problemas recorrentes de subtensão em sistemas radiais sejam mitigados;

- O valor da máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída está intrinsecamente relacionado à quantidade de barras que receberão potência injetada e aos locais escolhidos para tal alocação. Em geral, essa máxima capacidade de hospedagem é maior quando há inserção de potência em barras mais próximas da subestação. Além disso, valores maiores de MCH são encontrados quando todas as barras são escolhidas para inserção de GD. No entanto, fatores podem impactar significativamente o resultado desta MCH, como por exemplo a restrição de fluxo reverso na subestação. Tem-se que, em um determinado momento, a restrição de fluxo reverso na subestação implicará na limitação de injeção de mais potência;
- Ainda que a reversão de fluxo de potência se mostre uma restrição fortemente limitadora para a inserção de mais potência em um sistema de distribuição, tal fator impede que a rede sofra maiores prejuízos como a atuação indevida dos sistemas de proteção e a queima de equipamentos. Além disso, o impedimento do fluxo reverso na subestação mantém a estabilidade nos níveis de tensão das barras do sistema;
- O controle de tensão na barra da subestação mostrou-se uma técnica de aprimoramento eficaz para o aumento da capacidade do sistema de receber potência sem que os limites operacionais sejam extrapolados;
- Quanto às simulações para o sistema trifásico desequilibrado, observou-se que a inserção de GD provoca melhorias no índice de desequilíbrio de tensão, em geral, para toda a extensão do ramal de distribuição. Por outro lado, as tensões de neutro são acentuadas, principalmente, nas barras distantes da GD inserida. Ainda que a inserção de GD traga inúmeras vantagens, o desequilíbrio de tensão e a tensão de neutro necessitam ser monitorados para se manterem em níveis aceitáveis, a fim de que a qualidade de energia do sistema em estudo seja preservada;
- A abordagem probabilística permite avaliar o impacto das incertezas sobre a máxima capacidade de hospedagem de GD. Assumindo uma função de densidade de probabilidade Gaussiana para modelar a incerteza das cargas, foi possível verificar a dispersão estatística da MCH. Além disso, quanto maior a incerteza considerada, maior a faixa de valores para a MCH;
- Em geral, a abordagem determinística, cuja simulação é mais rápida, fornece um valor de MCH dentro da faixa de valores encontrada pela abordagem probabilística. Ainda que o método determinístico não considere incertezas, o mesmo consegue fornecer uma análise inicial para um planejamento adequado de inserção de geração distribuída.

5.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Este trabalho trouxe estudos sobre máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída monitorando índices como a sobretensão, fluxo reverso na subestação, desequilíbrio de tensão, tensão de neutro. Implementou-se a técnica de aprimoramento da MCH por meio do controle de tensão na barra da subestação. Como trabalhos futuros, destacam-se os seguintes pontos:

- Modelagem trifásica de transformadores e reguladores de tensão para controle de tensão da subestação e no meio dos alimentadores de tensão com seus respectivos tipos de conexão e aterramento;
- Análises adicionais para comportamento do desequilíbrio de tensão e tensão NEV devido a problemas de condicionamento e/ou problemas relacionados à impedância de aterramento;
- Modelagem de cargas no modelo ZIP para o presente estudo, a fim de se verificar eventuais impactos na MCH;
- Modelagem de inversor inteligente para controle de reativos;
- Estudos para alocação de unidades de GD considerando a minimização de perdas elétricas, o carregamento de linha e os custos de geração;
- Aplicação de outras técnicas de solução para o problema de otimização formulado;
- Modelagem de incertezas adicionais que impactam o resultado da MCH, como por exemplo as incertezas na geração e no funcionamento dos diferentes equipamentos de geração inseridos no sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL ABRI, RS; EL-SAADANY, Ehab F; ATWA, Yasser M. Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 28, n. 1, p. 326–334, 2012.
- ANEEL. ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO 2021: PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL (PRODIST): MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Diário Oficial da união da República Federativa do Brasil**, 15 dez. 2021. ISSN 1676-2339. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-956-de-7-de-dezembro-de-2021-367535361>>. Acesso em: 6 mar. 2022.
- AZIZ, Tariq; KETJOY, Nipon. PV penetration limits in low voltage networks and voltage variations. **IEEE Access**, v. 5, p. 16784–16792, 2017.
- BAJAJ, Mohit; SINGH, Amit Kumar. Design and analysis of optimal passive filters for increasing the harmonic-constrained hosting capacity of inverter-based DG systems in non-sinusoidal grids. **Electrical Engineering**, Springer, p. 1–25, 2021.
- BARBOSA, Tiago et al. Use of EV hosting capacity for management of low-voltage distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 14, n. 13, p. 2620–2629, 2020.
- BEHAVESH, V.; KEYPOUR, R.; FOROUD, A. A. Stochastic analysis of solar and wind hybrid rooftop generation systems and their impact on voltage behavior in low voltage distribution systems. **Solar Energy**, v. 116, p. 317–333, 2018.
- BOLLEN, M. H.; RÖNNBERG, S. K. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. **Energies**, 10 n.9, p. 1325, 2017.
- BRAGA, M. D. et al. Harmonic Hosting Capacity Approach in a Radial Distribution System due to PV Integration Using OpenDSS. **13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, p. 222–228, 2018.
- BRAGA, Mateus Dias. **Capacidade de Hospedagem de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída Utilizando o OpenDSS**. 2019. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.
- CHIHOTA, Munyaradzi Justice; BEKKER, Bernard; GAUNT, Trevor. A stochastic analytic-probabilistic approach to distributed generation hosting capacity evaluation of active feeders. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 136, p. 107598, 2022.

COLLINS, Lyle; WARD, JK. Real and reactive power control of distributed PV inverters for overvoltage prevention and increased renewable generation hosting capacity.

Renewable Energy, Elsevier, v. 81, p. 464–471, 2015.

DE JAEGER, Emmanuel; DU BOIS, Arnaud; MARTIN, Benoit. Hosting capacity of LV distribution grids for small distributed generation units, referring to voltage level and unbalance. In: IET. 22ND International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). 2013. P. 1–4.

DING, F.; MATHER, B. On distributed PV hosting capacity estimation, sensitivity study, and improvement. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, p. 1010–1020, 2016.

DIOGO, Vinicius R. et al. Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída em um Sistema de Distribuição Universitário. **Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**, v. 1, n. 1, p. 1–8, 2021.

DUBEY, Anamika; SANTOSO, Surya; MAITRA, Arindam. Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits. **IEEE power energy society general meeting**, p. 1–5, 2015.

DUONG, M. Q. et al. Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems Energies. **Energies**, 12 n.1, p. 174, 2019.

EBAD, Mehdi; GRADY, William Mack. An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 133, p. 347–354, 2016.

ESCARATI, M. O. **Capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas trifásicos de distribuição: uma abordagem baseada em otimização**. 2020. Universidade Federal de Juiz de Fora.

ESCARATI, M. O.; MELO, I. D. et al. Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através de um modelo de otimização. **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**, v. 2, p. 1, 2020.

ESCARATI, M. O.; MELO, Igor D et al. Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através de um modelo de otimização. In: 1. CONGRESSO Brasileiro de Automática-CBA. 2020. v. 2.

ESSLINGER, Peter; WITZMANN, Rolf. Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication. In: IEEE. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). 2010. P. 1–8.

- ETHERDEN, Nicholas; BOLLEN, Math HJ. Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy—some illustrative case studies. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 114, p. 39–48, 2014.
- GAUNT, CT; NAMANYA, E; HERMAN, R. Voltage modelling of LV feeders with dispersed generation: Limits of penetration of randomly connected photovoltaic generation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 143, p. 1–6, 2017.
- GAUTIER, Axel; JACQMIN, Julien; POUDOU, Jean-Christophe. The prosumers and the grid. **Journal of Regulatory Economics**, Springer, v. 53, n. 1, p. 100–126, 2018.
- HASHEMI, Seyedmostafa; ØSTERGAARD, Jacob. Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV. **IET Renewable power generation**, Wiley Online Library, v. 11, n. 2, p. 205–214, 2017.
- INÊS, Campos et al. Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU. **Energy Policy**, Elsevier, v. 138, p. 111212, 2020.
- ISMAEL, Sherif M et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable energy**, Elsevier, v. 130, p. 1002–1020, 2019.
- JANNESAR, Mohammad Rasol et al. Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. **Applied energy**, Elsevier, v. 226, p. 957–966, 2018.
- KARIMI, M et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 53, p. 594–605, 2016.
- KAZEMI-ROBATI, Ehsan et al. PV-hosting-capacity enhancement and power-quality improvement through multiobjective reconfiguration of harmonic-polluted distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 140, p. 107972, 2022.
- LA GATTA, Paula Oliveira; PASSOS FILHO, João Alberto; PEREIRA, José Luiz Rezende. Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids. **IET Renewable Power Generation**, Wiley Online Library, v. 13, n. 4, p. 609–617, 2019.
- LAZAR, Jim et al. **Teaching the "duck" to Fly**. Regulatory Assistance Project Montpelier VT, 2016.
- LEE, J. et al. Maximizing PV hosting capacity of distribution feeder microgrid. **Applied Energy**, v. 261, p. 114400, 2020.
- MARAH, B.; EKWUE, A. O. Probabilistic load flows. **50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, p. 1–6, 2015.

- MARQUES, Frederico AS; MORAN, Jesus A; ABREU, Lísias et al. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. **Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural**, SciELO Brasil, 2004.
- MULENGA, E.; BOLLEN, M.H.J.; ETHERDEN, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 115, p. 105445, 2020.
- MULENGA, Enock; BOLLEN, Math HJ; ETHERDEN, Nicholas. Limits set by component loadability on solar power integration in distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 209, p. 107951, 2022.
- OLCZAK, Piotr et al. Analyses of duck curve phenomena potential in polish PV prosumer households' installations. **Energy Reports**, Elsevier, v. 7, p. 4609–4622, 2021.
- OLIVEIRA, T. E. de et al. PV hosting capacity dependence on harmonic voltage distortion in lowvoltage grids: Model validation with experimental data. **Energies**, 11 n.2, p. 465, 2018.
- OLIVEIRA, Tiago EC de et al. PV hosting capacity dependence on harmonic voltage distortion in low-voltage grids: Model validation with experimental data. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 2, p. 465, 2018.
- PRO-EDUCACIONAL. Distribuição de Probabilidades – Distribuição Normal. **disponível em:**
<https://proeducacional.com/ead/curso-cga-modulo-i/capitulos/capitulo-4/aulas/distribuicao-de-probabilidades-distribuicao-normal/>; **acesso em: 20 mai 2022.**, 2022.
- RABIEE, Abbas; MOHSENI-BONAB, Seyed Masoud. Maximizing hosting capacity of renewable energy sources in distribution networks: A multi-objective and scenario-based approach. **Energy**, v. 120, p. 417–430, 2017.
- SANTOS, Fernando António; SANTOS, Fernando Miguel. Geração distribuída versus centralizada. **Instituto Politécnico de Viseu, 2008. Citado na p. 16.**, p. 15, 2008.
- SCHWEER, Adolf; TZSCHOPPE, J. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system; Einfluss zunehmender dezentraler Stromerzeugung auf das elektrische Energieversorgungssystem. **Elektrizitaetswirtschaft**, v. 98, 1999.
- SOUSA, Alana Lima de et al. Estimativa da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição via algoritmos genéticos. Universidade Federal do Pará, 2019.
- STATISTICS, Renewable Capacity. Available online: <https://www.irena.org/publications/2021/March>. **Renewable-Capacity-Statistics-2021 (accessed on 4 June 2021)**, 2021.

TANG, N. C.; CHANG, G. W. A stochastic approach for determining PV hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints. **18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, p. 1–5, 2018.

TORQUATO, Ricardo et al. A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018.

VARIZ, Abilio Manuel; COSTA, Vander Menengoy da. Novos desenvolvimentos numa formulação de injeção de corrente para solução do fluxo de potência. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, SciELO Brasil, v. 13, p. 298–306, 2002.

WALLA, Tobias. **Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids**. 2012.

WANG, Qi et al. Mitigation strategy for duck curve in high photovoltaic penetration power system using concentrating solar power station. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 18, p. 3521, 2019.

ZAKERI, Behnam et al. Centralized vs. distributed energy storage—Benefits for residential users. **Energy**, Elsevier, v. 236, p. 121443, 2021.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 23 BARRAS DA UFJF

Na Tabelas 13 e 14 são mostrados, respectivamente, os dados de barras e os de linha do sistema de 23 barras. Para essa rede, a base de potência é 100MVA e a base de tensão é 6,6kV.

Tabela 13 – Dados de barras do Sistema 23 barras UFJF

Barra	Tipo	P_D (kW)	Q_D (kVAr)
1	V θ	0,0	0,0
2	PQ	0,0	0,0
3	PQ	460,0	195,959
4	PQ	667,0	284,141
5	PQ	276,0	117,576
6	PQ	138,0	58,788
7	PQ	460,0	195,959
8	PQ	276,0	117,576
9	PQ	276,0	117,576
10	PQ	27,6	11,758
11	PQ	276,0	117,576
12	PQ	276,0	117,576
13	PQ	276,0	117,576
14	PQ	552,0	235,151
15	PQ	41,4	17,636
16	PQ	207,0	88,182
17	PQ	207,0	88,182
18	PQ	13,8	5,879
19	PQ	207,0	88,182
20	PQ	460,0	195,959
21	PQ	276,0	117,576
22	PQ	138,0	58,788
23	PQ	276,0	117,576

A Barra 1 é o ponto de entrega da concessionária para a UFJF, alimentada em 22kV. Existe um transformador que abaixa a tensão para 6,6kV. A Barra 2 representa a subestação da instituição, e as demais barras são:

- Barra 3: ICB (Instituto de Ciências Biológicas);
- Barra 4: CGCO (Centro de Gestão do Conhecimento Organizacional);
- Barra 5: Prédios dos cursos de Física e Química;
- Barra 6: Prédio do curso de Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional;
- Barra 7: Instalações destinadas a atender os cursos de Arquitetura e Engenharia;
- Barra 8: Restaurante Universitário;
- Barra 9: Biblioteca do ICE (Instituto de Ciências Exatas);
- Barra 10: Laboratório Solar;

- Barra 11: Instalações destinadas a atender os cursos do IAD (Instituto de Artes e Design) e Edifício Itamar Franco (salas de aula);
- Barra 12: CRITT (Centro Regional de Inovação e Transferência de Tecnologia);
- Barra 13: Instalações destinadas a atender o curso da FAEFID (Faculdade de Educação Física);
- Barra 14: Segundo transformador destinado a atender o curso da FAEFID;
- Barra 15: Estação Meteorológica;
- Barra 16: Instalações destinadas a atender o curso do ICH (Instituto de Ciências Humanas);
- Barra 17: Instalações destinadas a atender o curso de Estudos Sociais;
- Barra 18: Iluminação Pública;
- Barra 19: Instalações destinadas a atender o curso de Economia;
- Barra 20: Instalações destinadas a atender o curso de Odontologia;
- Barra 21: Instalações destinadas a atender o curso de Comunicação;
- Barra 22: Instalações destinadas a atender os Bombeiros e Pórtico Sul;
- Barra 23: Instalações destinadas a atender a Reitoria.

Tabela 14 – Dados de linha do Sistema 23 barras UFJF

De	Para	$r_{km}(\%)$	$x_{km}(\%)$
1	2	15,4637	2,8214
2	3	15,4637	2,8214
3	4	6,9745	1,2725
4	5	5,8230	1,0624
5	6	5,8623	1,0696
6	7	8,5022	1,5513
7	8	4,3869	0,8004
8	9	1,8123	0,3307
9	10	1,8516	0,3378
10	11	3,3171	0,6052
11	12	7,2199	1,3173
11	13	47,7846	8,7186
13	14	3,3826	0,6172
2	15	35,8278	6,5370
3	16	43,7478	7,9820
16	17	5,3846	0,9825
16	18	13,3962	2,4442
18	19	12,0942	2,2067
18	20	15,7188	2,8680
18	21	9,6996	1,7697
21	22	27,1522	4,9541
2	23	1,9334	0,3528

APÊNDICE B – Dados do sistema de 33 barras desequilibrado

Os dados do sistema trifásico de 33 barras com neutro é apresentado nas Tabelas 15 e 16, contendo informações acerca das cargas nas fases do sistema e impedâncias dos cabos. A sequência de fases adotada é a positiva (ABC), a conexão de todas as cargas é em estrela (Y) aterrada através de uma impedância de 10pu. O valor das impedâncias mútuas é 1/8 das impedâncias próprias.

Tabela 15 – Dados de barras PQ do Sistema 33 barras IEEE

Barra	P^a (kW)	Q^a (kVAr)	P^b (kW)	Q^b (kVAr)	P^c (kW)	Q^c (kVAr)
2	100	60	90	50	110	65
3	90	40	80	30	100	50
4	120	80	110	70	130	90
5	60	30	50	25	70	40
6	60	20	50	15	70	30
7	200	100	190	90	210	110
8	200	100	190	90	210	110
9	60	20	50	15	65	30
10	60	20	50	15	65	30
11	45	30	40	25	47	40
12	400	350	500	300	700	400
13	60	35	50	30	70	40
14	120	80	110	70	130	90
15	60	10	50	9	65	15
16	60	20	50	15	65	30
17	60	20	50	15	65	30
18	700	200	85	30	100	50
19	90	40	85	30	100	50
20	900	400	85	30	100	50
21	90	40	85	30	100	50
22	90	40	85	30	100	50
23	190	50	171	45	209	55
24	420	200	410	190	430	210
25	420	200	410	190	430	210
26	60	25	50	22.5	65	30
27	60	25	50	22.5	65	30
28	600	200	500	150	650	300
29	920	700	828	650	1012	800
30	200	600	190	590	210	610
31	150	70	140	65	160	75
32	210	100	200	90	220	110
33	60	40	50	30	65	50

Tabela 16 – Dados das linhas trifásicas (próprias) do sistema 33 barras IEEE

De	Para	$r^{AA} (\Omega)$	$r^{BB} (\Omega)$	$r^{CC} (\Omega)$	$r^{NN} (\Omega)$	$x^{AA} (\Omega)$	$x^{BB} (\Omega)$	$x^{CC} (\Omega)$	$x^{NN} (\Omega)$
1	2	0,0922	0,0922	0,0922	0,0922	0,0470	0,0470	0,0470	0,0470
2	3	0,4930	0,4930	0,4930	0,4930	0,2511	0,2511	0,2511	0,2511
3	4	0,3660	0,3660	0,3660	0,3660	0,1864	0,1864	0,1864	0,1864
4	5	0,3811	0,3811	0,3811	0,3811	0,1941	0,1941	0,1941	0,1941
5	6	0,8190	0,8190	0,8190	0,8190	0,7070	0,7070	0,7070	0,7070
6	7	0,1872	0,1872	0,1872	0,1872	0,6188	0,6188	0,6188	0,6188
7	8	0,7114	0,7114	0,7114	0,7114	0,2351	0,2351	0,2351	0,2351
8	9	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,7400	0,7400	0,7400	0,7400
9	10	1,0440	1,0440	1,0440	1,0440	0,7400	0,7400	0,7400	0,7400
10	11	0,1966	0,1966	0,1966	0,1966	0,0650	0,0650	0,0650	0,0650
11	12	0,3744	0,3744	0,3744	0,3744	0,1238	0,1238	0,1238	0,1238
12	13	1,4680	1,4680	1,4680	1,4680	1,1550	1,1550	1,1550	1,1550
13	14	0,5416	0,5416	0,5416	0,5416	0,7129	0,7129	0,7129	0,7129
14	15	0,5910	0,5910	0,5910	0,5910	0,5260	0,5260	0,5260	0,5260
15	16	0,7463	0,7463	0,7463	0,7463	0,5450	0,5450	0,5450	0,5450
16	17	1,2990	1,2990	1,2990	1,2990	1,7210	1,7210	1,7210	1,7210
17	18	0,7320	0,7320	0,7320	0,7320	0,5740	0,5740	0,5740	0,5740
2	19	0,1640	0,1640	0,1640	0,1640	0,1565	0,1565	0,1565	0,1565
19	20	1,5042	1,5042	1,5042	1,5042	1,3554	1,3554	1,3554	1,3554
20	21	0,4095	0,4095	0,4095	0,4095	0,4784	0,4784	0,4784	0,4784
21	22	0,7089	0,7089	0,7089	0,7089	0,9373	0,9373	0,9373	0,9373
3	23	0,4512	0,4512	0,4512	0,4512	0,3083	0,3083	0,3083	0,3083
23	24	0,8980	0,8980	0,8980	0,8980	0,7091	0,7091	0,7091	0,7091
24	25	0,8960	0,8960	0,8960	0,8960	0,7011	0,7011	0,7011	0,7011
6	26	0,2030	0,2030	0,2030	0,2030	0,1034	0,1034	0,1034	0,1034
26	27	0,2842	0,2842	0,2842	0,2842	0,1447	0,1447	0,1447	0,1447
27	28	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	0,9337	0,9337	0,9337	0,9337
28	29	0,8042	0,8042	0,8042	0,8042	0,7006	0,7006	0,7006	0,7006
29	30	0,5075	0,5075	0,5075	0,5075	0,2585	0,2585	0,2585	0,2585
30	31	0,9744	0,9744	0,9744	0,9744	0,9630	0,9630	0,9630	0,9630
31	32	0,3105	0,3105	0,3105	0,3105	0,3619	0,3619	0,3619	0,3619
32	33	0,3410	0,3410	0,3410	0,3410	0,5302	0,5302	0,5302	0,5302

APÊNDICE C – Abordagem do *Pandapower* para cálculo da MCH

A abordagem do *Pandapower* é detalhada na referência (DIOGO et al., 2021) e descrita neste apêndice.

A fim de se modelar as incertezas, são consideradas funções de densidade de probabilidade Gaussianas que são definidas a partir dos valor médio μ e desvio padrão σ de uma função, assim como mostrado na Equação (C.1):

$$\rho_k = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{P_{g,k}-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (\text{C.1})$$

em que $P_{g,k}$ representa a potência gerada em uma barra k do sistema. Assim, a partir dessa função de probabilidade, será inserida geração nas barras levando em consideração as devidas incertezas das GDs modeladas.

O método de fluxo de potência via Newton-Raphson é um processo iterativo que considera resíduos de potências ativa e reativa que são calculados como nas Equações (C.2) e (C.3), respectivamente. Os subscritos g e d informam valores de potência gerada e demandada em uma certa barra k , já os sobrescritos *calc* e *esp* denotam potência calculada e potência especificada, respectivamente. Outrossim, o grupo de barras Ω_i são dos tipos PV ou PQ, ou seja, as barras que possuem potências ativas especificadas, já o grupo de barras Ω_{ii} são do tipo PQ, que possuem suas potências reativas especificadas.

$$\Delta P_k = P_k^{calc} - (P_{k,g}^{esp} - P_{k,d}^{esp}), \quad k \in \Omega_i \quad (\text{C.2})$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{calc} - (Q_{k,g}^{esp} - Q_{k,d}^{esp}), \quad k \in \Omega_{ii} \quad (\text{C.3})$$

As potências calculadas que são utilizadas nos resíduos, podem ser observados nas Equações (C.4) e (C.5), nelas temos G_{km} e B_{km} que são a condutância e a susceptância de um trecho de linha km , V_k que é a tensão em uma barra k e θ_{km} o ângulo de potência entre duas barras k e m .

$$P_k^{calc} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km})) \quad (\text{C.4})$$

$$Q_k^{calc} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (\text{C.5})$$

Então, a partir de um processo iterativo, busca-se minimizar os valores dos resíduos de potências (ΔP_k e ΔQ_k), tal que os parâmetros da rede sejam obtidos. Neste trabalho, foi considerada apenas a incerteza na geração de potência ativa e, para isso, a função que

é utilizada para modelar a incerteza foi incluída na parcela de potência ativa gerada da Equação (C.2), resultando na Equação (C.6).

$$\Delta P_k = P_k^{calc} - (\rho_k \cdot P_{k,g}^{esp} - P_{k,d}^{esp}), \quad k \in \Omega_i \quad (C.6)$$

A metodologia proposta para obter os resultados da MCH é baseada no método estatístico das simulações de Monte Carlo. Nesta seção serão apresentados dois fluxogramas que apresentam os algoritmos para obter a MCH utilizando tanto o fluxo de potência convencional, quanto o estimador de estados.

Vale salientar que o processo para obter uma análise estatística da máxima capacidade de acomodação de geração distribuída é similar para os dois casos, mudando apenas o recurso utilizado para obter os parâmetros de cada barra.

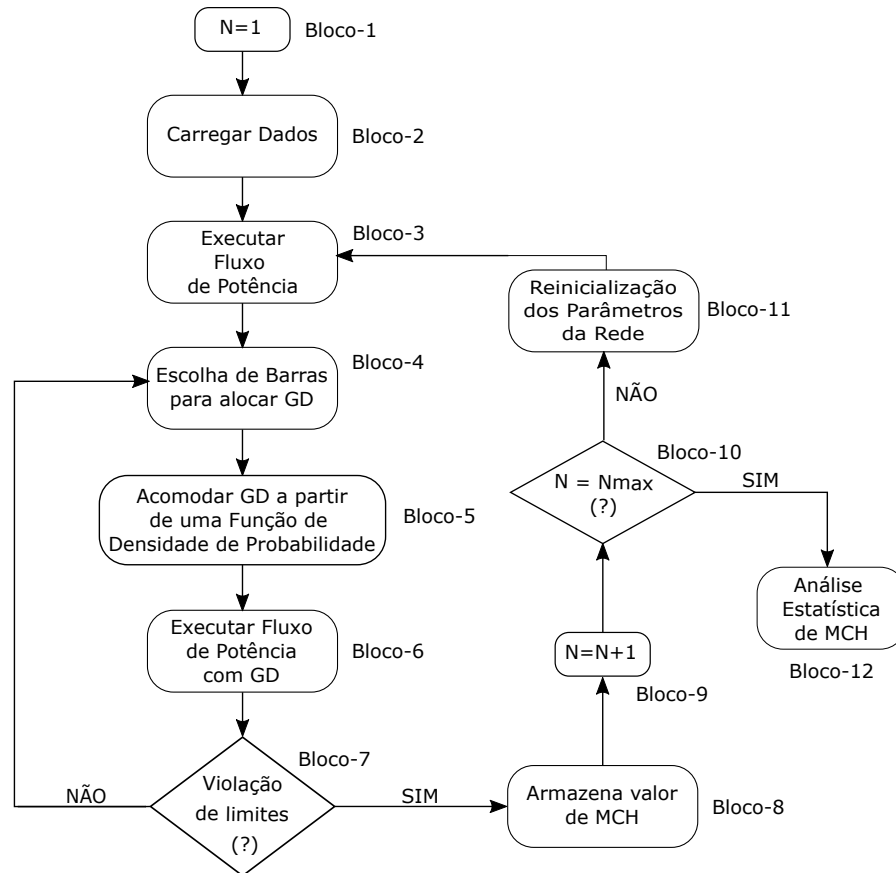
C.1 Obtenção da MCH por Fluxo de Potência Convencional

Para explicar detalhadamente cada passo adotado pela metodologia proposta utilizando o fluxo de potência, segue na Figura 30 o fluxograma dividido em blocos de explanação.

Explicando separadamente cada bloco deste fluxograma apresentado:

- Bloco 1: Este bloco indica a inicialização da variável contadora N ;
- Bloco 2: O segundo passo é relacionado à leitura dos dados de cada centro de carga e das linhas da rede;
- Bloco 3: Executa-se o fluxo de potência para o caso base para obter o estado inicial da rede;
- Bloco 4: De forma aleatória, no bloco 4, é escolhida uma barra para alocar geração;
- Bloco 5: Neste bloco é acomodada a GD a partir de uma Função de Densidade de Probabilidade;
- Bloco 6: Com a inserção de GD na rede, modelada como injeção de potência gerada na barra, um fluxo de potência é executado para avaliar o seu novo estado;
- Bloco 7: Em um bloco de decisão é efetuada a verificação da violação de limites, considerando o limite máximo de tensão estabelecido pelo PRODIST de 1,05 pu e impossibilitando o fluxo reverso, ou seja, não pode haver consumo de potência na barra da subestação. Caso o limite de tensão não seja violado, volte para o Bloco 4;
- Bloco 8: Caso ocorra a violação de um dos limites, é armazenado o valor da MCH para a simulação N ;

Figura 30 – Fluxograma do processo para análise da MCH via *Pandapower*.



Fonte: Adaptado de (DIOGO et al., 2021)

- Bloco 9: Atualização da variável contadora para o cálculo da próxima simulação ($N+1$);
- Bloco 10: Bloco de decisão que verifica se o número de contagem alcançou o valor máximo estipulado pelo usuário;
- Bloco 11: Caso o valor máximo de simulações não seja alcançado, são reiniciados os parâmetros da rede para obtenção de um novo resultado de MCH;
- Bloco 12: Por fim, é possível realizar a análise dos resultados estatísticos obtidos a partir dos valores de MCHs armazenados.