

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

Mariana de Oliveira Escarati

**Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída baseada em otimização
usando o Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios**

Juiz de Fora

2023

Mariana de Oliveira Escarati

**Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída baseada em otimização
usando o Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios**

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 Mestra em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Professor Dr. Igor Delgado de Melo

Juiz de Fora

2023

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

Escarati, Mariana de Oliveira.

Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída baseada em otimização usando o Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios / Mariana de Oliveira Escarati. – 2023.

85 f. : il.

Orientador: Professor Dr. Igor Delgado de Melo

Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Capacidade de Hospedagem. 2. Sistemas de Distribuição. 3. Otimização. 4. Recursos Energéticos Distribuídos. 5. Tensão de neutro. I. Melo, Igor D. de, orient. II: Título.

Mariana de Oliveira Escarati

Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída baseada em otimização usando o Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios

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 26 de junho de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bráulio César de Oliveira

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 02/06/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 26/06/2023, às 11:33, 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 26/06/2023, às 11:35, 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 **Bráulio César de Oliveira, Usuário Externo**, em 26/06/2023, às 11:38, 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 **1311833** e o código CRC **2DD285BB**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me guiar e colocar pessoas tão especiais em meu caminho.

Aos meus pais Amaury e Andreia por estarem ao meu lado em todos os momentos, me aconselhando e apoiando minhas decisões.

Ao meu marido Bruno, agradeço por todo companheirismo e suporte incondicional.

Agradeço todos os momentos que vivi com meus amigos Glaucus e Junior, compartilhando conhecimentos, perrengues, histórias e boas risadas. Com vocês a caminhada se tornou mais leve e alegre.

Agradeço ao Prof. Igor por toda amizade, dedicação e paciência em ensinar. Obrigada por me manter motivada durante esses anos.

Agradeço às minhas amigas Bruna, Cândida e Jéssica pelo apoio nos melhores e piores momentos, ao meu irmão e a todos meus amigos e familiares que contribuíram de alguma forma para que eu chegasse até aqui.

Aos colegas do NUPESP e aos do GEPEQE agradeço por estarem sempre dispostos a ajudar e contribuir à pesquisa.

Agradeço a UFJF e o PPEE por proporcionarem ensino e pesquisa de qualidade, e aos órgãos de fomento.

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota.”
Madre Teresa de Calcutá (1910-1997)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova abordagem determinística para calcular a máxima capacidade de hospedagem de geração a ser acomodada em sistemas de distribuição de energia, baseada na formulação de um problema de otimização no qual a função objetivo visa maximizar o montante total de potência ativa injetada na rede sujeito às restrições de desigualdade associadas às magnitudes de tensão nas três fases do sistema, magnitude da tensão do neutro à terra (do inglês *Neutral-to-Earth Voltage - NEV*), fluxo reverso na subestação da concessionária e fator de desequilíbrio de tensão. Para calcular o fluxo de carga em sistemas de distribuição de média tensão, as equações do Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios (MICTQ) são incorporadas ao modelo de otimização como restrições de igualdade. A solução é fornecida pelo método da Programação Quadrática Sequencial (PQS) buscando aliar um tempo computacional vantajoso com uma resposta viável e factível que atenda às restrições do problema. Simulações computacionais são realizadas utilizando um sistema teste de 33 barras e um sistema de distribuição de 6,6 kV baseado na modelagem da rede de média tensão da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) para comprovar a aplicabilidade da metodologia proposta, mostrando o impacto do condutor neutro nos cálculos referentes à capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de média tensão. Diversos cenários são avaliados analisando-se condições de carga, impedância de aterramento e fator de potência das unidades de geração distribuída. Como contribuição metodológica, tem-se a formulação trifásica a quatro fios para estudos determinísticos de capacidade de hospedagem usando as equações do MICTQ considerando a representação do condutor neutro em sistemas multi-aterrados, sendo uma ferramenta valiosa para estudos de máxima acomodação de energia não despachável em sistemas de média tensão garantindo a qualidade de energia fornecida pelas concessionárias e entregue aos consumidores.

Palavras-chave: Capacidade de Hospedagem; Sistemas de Distribuição; Otimização; Recursos Energéticos Distribuídos; Tensão de neutro.

ABSTRACT

This paper presents a novel deterministic approach to calculate the maximum hosting capacity of generation to be accommodated in energy distribution systems, based on the formulation of an optimization problem in which the objective function aims to maximize the total amount of active power injected into the network subject to inequality constraints associated with three phase voltage magnitudes, neutral-to-earth voltage (NEV) magnitudes, reverse power flow at the utility substation and voltage unbalance factor. To calculate the load flow in power distribution systems, the Three-Phase Four-Wire Current Injection Method (TPFWCIM) is modeled through equality constraints incorporated into the optimization model. The solution provided by the Sequential Quadratic Programming (SQP) method seeking to combine advantageous computational time with a viable solution that meets the problem constraints. Computational simulations are performed using a IEEE 33 bus test system and 6.6 kV distribution system based on the modeling of UFJF (Federal University of Juiz de Fora) medium-voltage network in order to prove the applicability of the proposed methodology, showing the impact of the neutral conductor in calculations regarding distributed generation hosting capacity in medium voltage networks. Several scenarios are evaluated by analyzing load conditions, grounding impedance and power factor of distributed generation units. As a methodological contribution, the four-wire-three-phase formulation for deterministic studies of hosting capacity using the TPFWCIM equations is considered, taking into account the representation of the neutral conductor in multi-grounded systems, being a valuable tool for studies of maximum accommodation of non-dispatchable energy in medium-voltage systems, ensuring the quality of energy supplied by utilities and delivered to consumers.

Keywords: Hosting capacity; Distribution system; Optimization; Distributed energy resources; Neutral voltage.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Porcentagem da geração de energia elétrica no Brasil em 2022 por origem de combustível	16
Figura 2 – Porcentagem da variação da geração de energia elétrica no Brasil no ano de 2022 em relação ao ano de 2021	16
Figura 3 – Projeção da geração total de energia e capacidade instalada mundiais por fonte, no cenário de 1,5°C em 2018, 2030 e 2050	17
Figura 4 – Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2021 [GW] - Entrada em Operação	18
Figura 5 – Sistemas Elétricos: presente e futuro.	25
Figura 6 – Perfil denominado de curva do pato	27
Figura 7 – Perfil de tensão de um alimentador sem GD	27
Figura 8 – Perfil de tensão de um alimentador com GD	28
Figura 9 – Desequilíbrio de tensão de um sistema com 33 barras e GD inserida . .	31
Figura 10 – Índice de desempenho versus quantidade de GD	31
Figura 11 – Sistema trifásico a quatro fios multiterrado	32
Figura 12 – Curva característica do funcionamento de um controle Volt/Var	33
Figura 13 – Fluxograma do método determinístico	45
Figura 14 – Sistema teste IEEE 33-barras.	48
Figura 15 – Perfil de tensão(pu) - caso base	49
Figura 16 – NEV(pu) - caso base	49
Figura 17 – Magnitude de tensão(pu) - GD em duas barras	50
Figura 18 – NEV(pu) - GD em duas barras	50
Figura 19 – Magnitude de tensão(pu) - GD em 7 barras	51
Figura 20 – NEV(pu) - GD em 7 barras	51
Figura 21 – Magnitude de tensão(pu) - todas as barras candidatas a inserção de GD	52
Figura 22 – NEV(pu) - todas as barras candidatas a inserção de GD	52
Figura 23 – Potências ativas acomodadas em todas as barras e fases do sistema 33 barras	53
Figura 24 – Comportamento da NEV com a variação de Z_{at}	56
Figura 25 – Comportamento do desequilíbrio de tensão com a variação de Z_{at} . .	57
Figura 26 – Comportamento da tensão na presença de GD com injeção de potência reativa indutiva	58
Figura 27 – Comportamento da NEV na presença de GD com a injeção de potência reativa indutiva	58
Figura 28 – Comportamento da tensão com injeção de potência reativa capacitiva .	59
Figura 29 – Comportamento da NEV com a injeção de potência reativa capacitiva .	59
Figura 30 – Diagrama Unifilar do Sistema da UFJF 22-barras.	61
Figura 31 – Magnitude de tensão(pu) - Caso base do sistema UFJF	62

Figura 32 – NEV(pu) - Caso base do sistema UFJF	63
Figura 33 – Magnitude de tensão(pu) - todas as barras do sistema UFJF candidatas a inserção de GD	63
Figura 34 – NEV(pu) - todas as barras do sistema UFJF candidatas a inserção de GD	64
Figura 35 – Potências ativas acomodadas em todas as barras e fases do sistema da UFJF	65
Figura 36 – Potências ativas acomodadas em todas as barras e fases do sistema da UFJF - modificando a restrição 3.12	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superiores a 230 kV. . .	28
Tabela 2 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69kV e inferior a 230 kV.	29
Tabela 3 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 2,3kV e inferior a 69 kV.	29
Tabela 4 – Pontos de conexão em tensão nominal inferior a 2,3 kV (220/127). . . .	29
Tabela 5 – Pontos de conexão em tensão nominal inferior a 2,3 kV (380/220). . . .	29
Tabela 6 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127). .	30
Tabela 7 – MCH desconsiderando a restrição 3.14	54
Tabela 8 – MCH considerando a restrição 3.14	54
Tabela 9 – MCH variando o fator de carga	55
Tabela 10 – NEV desconsiderando inserção de GD e variando Z_{at}	55
Tabela 11 – MCH e NEV considerando inserção de GD e variando Z_{at}	56
Tabela 12 – MCH e NEV com inserção de GD, variando Z_{at} e desconsiderando restrição 3.11	57
Tabela 13 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão com injeção de potência reativa indutiva	59
Tabela 14 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão com injeção de potência reativa capacitiva	60
Tabela 15 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão - Todas as barras candidatas a inserção de GD	64
Tabela 16 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão - inserção de GD em todas as barras do sistema UFJF	65
Tabela 17 – Tensão dos sistemas sem inserção de GD variando o fator de carga . .	66
Tabela 18 – MCH variando o fator de carga para o sistema UFJF - com reversão de fluxo	67
Tabela 19 – MCH variando o fator de carga para o sistema UFJF - sem reversão de fluxo na SE	67
Tabela 20 – MCH, NEV e desequilíbrio para o sistema da UFJF variando Z_{at} . . .	67
Tabela 21 – Comparação de tempo computacional entre método de pontos interiores e programação quadrática sequencial	68
Tabela 22 – Dados de linha das três fases	82
Tabela 23 – Dados de carga do Sistema 33 barras	83
Tabela 24 – Dados de barras do Sistema 22 barras UFJF	84
Tabela 25 – Dados de linha das três fases do Sistema 22 barras UFJF	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

MCH	Máxima Capacidade de Hospedagem
GD	Geração Distribuída
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFRA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SE	Subestação
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
TE	Transição Energética
IoT	<i>Internet of Things</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

s	Fases a , b e c
s'	Fases a , b e c e condutor neutro n
Ω_k	Conjunto de barras conectadas diretamente ao barramento k incluindo a barra k
N_B	Número total de barras da rede
N_{GD}	Número total de barras com GD (Geração Distribuída)
$I_{r_k}^s$	Parte real da corrente em uma barra k associada a cada fase s do sistema
$I_{m_k}^s$	Parte imaginária da corrente em uma barra k associada a cada fase s do sistema
$I_{r_k}^n$	Parte real da corrente em uma barra k associada ao condutor neutro n
$I_{m_k}^n$	Parte imaginária da corrente em uma barra k associada ao condutor neutro n
$P_k^{s,sp}$	Potência ativa especificada em uma barra k por fase s
$Q_k^{s,sp}$	Potência reativa especificada em uma barra k por fase s
$P_{g_k}^s$	Potência ativa gerada por uma barra k por fase s
$Q_{g_k}^s$	Potência reativa gerada por uma barra k por fase s
$P_{d_k}^s$	Potência ativa demandada por uma barra k por fase s
$Q_{d_k}^s$	Potência reativa demandada por uma barra k por fase s
V_k^s	Magnitude de tensão em uma barra k por fase s
$V_{r_k}^s$	Parte real da tensão em uma barra k por fase s
$V_{m_k}^s$	Parte imaginária da tensão em uma barra k por fase s
$V_{r_k}^n$	Parte real da tensão em uma barra k para o condutor neutro n
$V_{m_k}^n$	Parte imaginária da tensão em uma barra k para o condutor neutro n
$G_{k,i}^{ss'}$	Condutância entre as fases s e s' da barra k para a barra i
$G_{k,i}^{ns'}$	Condutância entre o neutro n e as fases s' da barra k para a barra i
$B_{k,i}^{ss'}$	Susceptância entre as fases s e s' da barra k para a barra i

$B_{k,i}^{ns'}$	Susceptância entre o neutro n e as fases s' da barra k para a barra i
δ_k^s	Ângulo de tensão para cada barra k por fase s
α	$\alpha = 120^\circ$
\dot{V}_k^{neg}	Fasor de tensão associado à sequência negativa
\dot{V}_k^{pos}	Fasor de tensão associado à sequência positiva
ϕ_k	fator de desequilíbrio de tensão calculado para cada barra k do sistema

SUMÁRIO

1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	JUSTIFICATIVA	20
1.3	OBJETIVOS	20
1.4	PUBLICAÇÕES RESULTANTES	21
1.5	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	CONCEITOS ESSENCIAIS	23
2.1.1	Geração Distribuída	23
2.1.2	Impactos da Geração Distribuída na rede de distribuição	24
2.1.2.1	Fluxo de Potência Reverso	26
2.1.2.2	Sobretensão	27
2.1.2.3	Desequilíbrio de Tensão	30
2.1.3	Capacidade de Hospedagem	30
2.1.4	Tensão de neutro à terra	31
2.1.5	Potência Reativa	33
2.2	REVISÃO DA LITERATURA SOBRE MCH	34
2.3	CONCLUSÕES PARCIAIS	37
3	METODOLOGIA PROPOSTA	39
3.1	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	39
3.2	PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQUENCIAL	43
3.3	FLUXOGRAMA RESUMITIVO DO MÉTODO	45
4	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS	47
4.1	SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS	48
4.1.1	Carga Nominal - Sem inserção de GD	48
4.1.2	Unidades de GD nas barras 17 e 32	49
4.1.3	Unidades de GD nas barras 30, 6, 24, 16, 20, 10, 32	50
4.1.4	Unidades de GD em todas as barras de carga	51
4.1.5	MCH para diferentes alocações de GD	53
4.1.6	MCH considerando diferentes fatores de carga	54
4.1.7	MCH para diferentes impedâncias de aterramento	55
4.1.8	Análises considerando injeção de potência reativa	57
4.1.8.1	Potência reativa indutiva	58

4.1.8.2	Potência reativa capacitiva	59
4.2	SISTEMA 22 BARRAS DA UFJF	60
4.2.1	Carga nominal - Sem inserção de GD	62
4.2.2	Unidades de GD em todas as barras de carga	63
4.2.2.1	Avaliando a inserção de potência ativa na rede	64
4.2.3	MCH considerando diferentes fatores de carga	66
4.2.4	MCH para diferentes impedâncias de aterramento	67
4.3	ANÁLISE DE TEMPO COMPUTACIONAL	67
4.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	68
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
5.1	CONCLUSÕES	69
5.2	TRABALHOS FUTUROS	71
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
	APÊNDICE A – Método de Injeção de Correntes Trifásico	77
	APÊNDICE B – RESUMO DO MICTQ	80
	APÊNDICE C – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS DE- SEQUILIBRADO MODIFICADO	82
	APÊNDICE D – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 23 BARRAS DA UFJF	84

1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

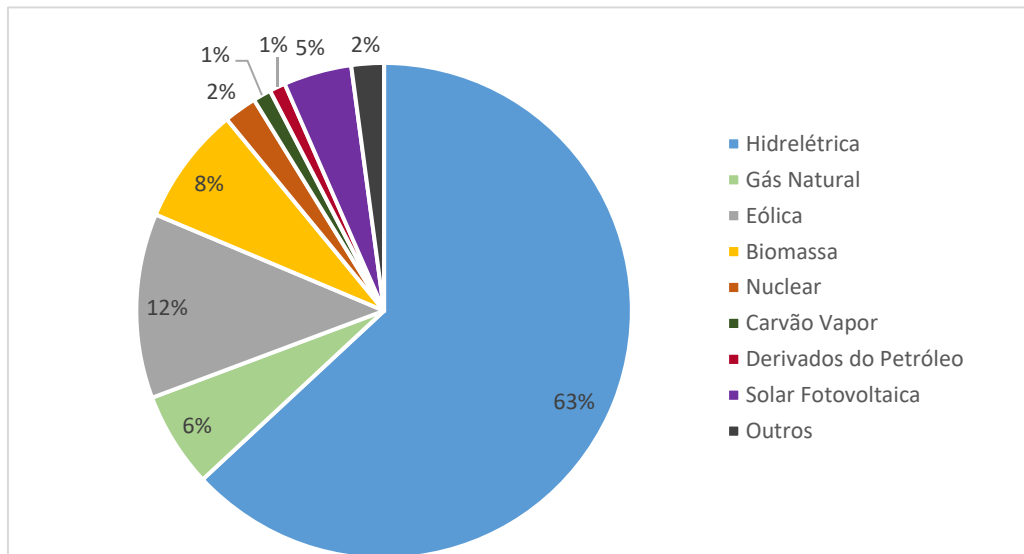
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Desde a ocorrência das Revoluções Industriais, a humanidade tem intensificado a exploração de combustíveis fósseis como fonte primária de energia em suas atividades cotidianas, acelerando o ritmo da emissão de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera (EPE, 2023b). A queima desses combustíveis é amplamente empregada em diversas áreas como na geração de energia elétrica, no transporte e na indústria, configurando-se como a principal fonte de emissão de GEE, onde o dióxido de carbono (CO_2) o gás mais relevante nesse contexto. Apesar da importância dos GEE como compostos gasosos essenciais para o equilíbrio climático de nosso planeta, o ritmo acelerado de emissão tem ocasionado um aumento expressivo na temperatura média global, despertando preocupação na comunidade científica e população em geral, o que demanda a adoção de mudanças comportamentais e políticas de mitigação dos problemas ocasionados (EPE, 2023b).

O mundo vem experimentando um conjunto de transformações conhecido como Transição Energética (TE), a qual representa uma tendência global que reflete a necessidade imperativa de reduzir a emissão dos GEE e mitigar os efeitos das mudanças climáticas. No presente momento, a TE se caracteriza pelos denominados 3Ds: (i) Descarbonização, focando na diminuição das emissões de carbono e redução de fontes não renováveis para a geração de energia; (ii) Descentralização da geração, trazendo-a para próximo do consumidor final através da ampliação do uso de unidades de geração distribuída (GD); e (iii) Digitalização, cuja intenção é que os documentos, atividades e serviços passem por uma transformação digital contextualizada no uso de tecnologias emergentes, armazenamento de informações, tratamento de um grande volume de dados aliado ao conceito de IoT (*Internet of Things*) nos quais aparelhos eletrônicos podem permitir o monitoramento, troca de informações rápida e comunicação mais precisa sob o ponto de vista tecnológico. Ademais, como complemento, estima-se o aumento da eficiência energética através desse aparato fornecido pela TE (EPE, 2023b).

Considerando o setor de energia elétrica, o carvão mineral é o principal combustível fóssil empregado em nível global como matéria prima para a geração de energia. Já no Brasil, além de as emissões de GEE estarem predominantemente relacionadas ao desmatamento e às queimadas, o que significa que o setor elétrico não representa a fonte mais significativa de poluentes atmosféricos, a matriz elétrica brasileira apresenta uma porção considerável de geração advinda de fontes renováveis (EPE, 2023b). O balanço energético do ano de 2022 mostra que a geração de energia elétrica teve destaque para a fonte hídrica, responsável por gerar mais de 60% da energia elétrica total no país, seguido da fonte eólica com 12% e biomassa com 8%, conforme ilustrado pela Figura 1.

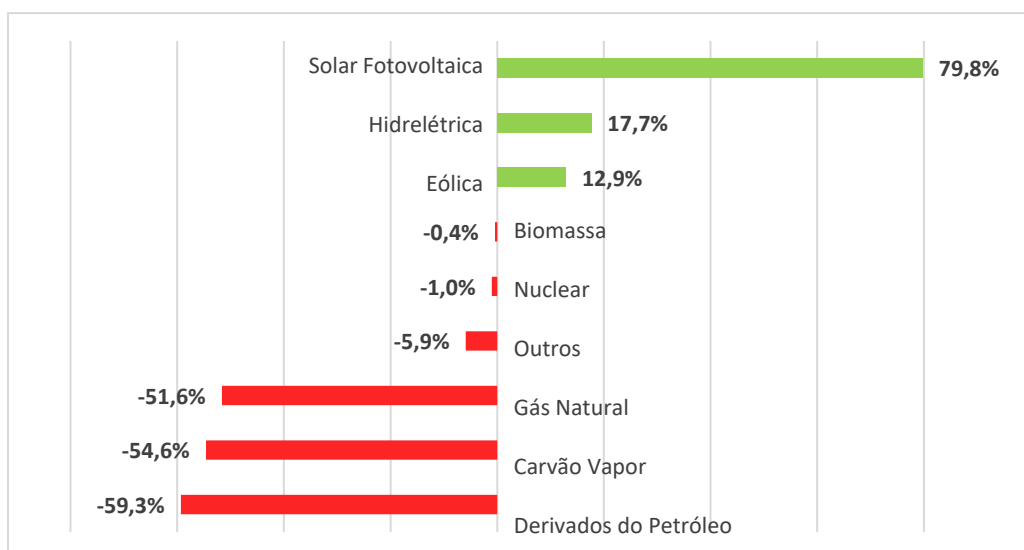
Figura 1 – Porcentagem da geração de energia elétrica no Brasil em 2022 por origem de combustível



Fonte: (EPE, 2023a)

Neste âmbito, é importante destacar que as fontes eólica e solar têm aumentado gradualmente suas participações na matriz brasileira, contribuindo assim com a renovabilidade da mesma, como pode ser observado na Figura 2, que mostra em porcentagem a variação da geração de energia elétrica no país, em relação ao ano de 2021 por origem de combustível.

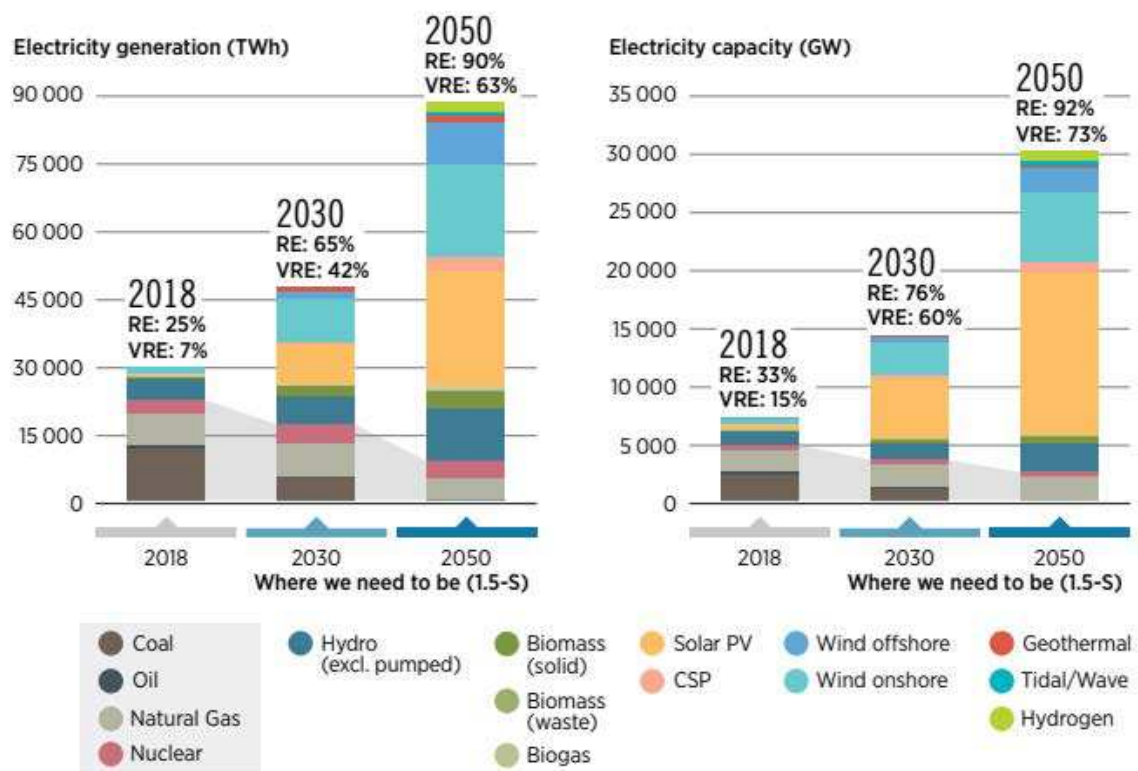
Figura 2 – Porcentagem da variação da geração de energia elétrica no Brasil no ano de 2022 em relação ao ano de 2021



Fonte: (EPE, 2023a)

Segundo estudos apresentados pela IRENA (*International Renewable Energy Agency*), a eletrificação e a eficiência energética tem o potencial de serem os grandes impulsionadores da transição energética dos próximos anos. Com o intuito de cumprir o caminho de redução de 1,5°C, estabelecida pelo Acordo de Paris, estima-se que o setor elétrico deva passar pela descarbonização completa até meados do século (YU et al., 2023). O aumento da geração de energia proveniente de fontes renováveis, como eólicas *onshore* e *offshore*, energia solar fotovoltaica, heliotérmica, hidrelétrica, biomassa, geotérmica e maremotriz, juntamente com melhorias da eficiência energética, incluindo programas de conscientização sobre o uso racional da energia bem como a eletrificação dos setores de uso final, como o crescente número de veículos elétricos em circulação, são meios de se alcançar uma redução de aproximadamente 37 gigatoneladas de emissões anuais de CO_2 até 2050, como indicado na Figura 3, obtida na referência (IEA, 2022).

Figura 3 – Projeção da geração total de energia e capacidade instalada mundiais por fonte, no cenário de 1,5°C em 2018, 2030 e 2050



Note: 1.5-S = 1.5°C Scenario; CSP = concentrated solar power; GW = gigawatts; PV = photovoltaic; RE = renewable energy; TWh/yr = terawatt hours per year; VRE = variable renewable energy.

Fonte: (IEA, 2022)

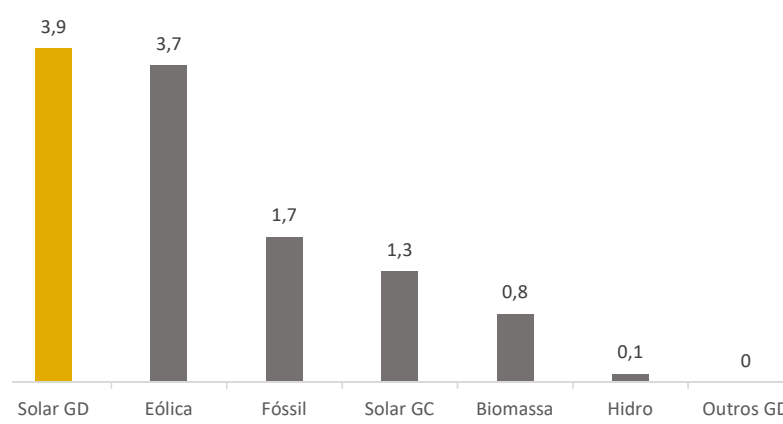
No contexto da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, a inserção de Geração Distribuída nas redes de distribuição cresceu significativamente nos últimos anos (CIAVARELLA et al., 2022), adquirindo crescente destaque no Brasil. De acordo com a matéria publicada no site da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), em

abril de 2023, o Brasil atingiu a marca de 20GW em potência instalada de GD, sendo esse valor o suficiente para abastecer aproximadamente 10 milhões de residências. Apresentando um ritmo de crescimento bastante acelerado, as projeções indicam que até o final deste ano essa potência instalada atingirá 25GW segundo essa referência (ABGD, 2023).

No Brasil a GD acontece na forma de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) (AMARAL; BUTTENBENDER; THESING, 2023), que apresentou um crescimento de aproximadamente 88% em relação ao ano de 2021 (EPE, 2023a). Um dos motivos desse aumento, é o fato de a geração distribuída se apresentar como uma alternativa cada vez mais viável e competitiva em relação às fontes convencionais de energia elétrica, pois desde a implantação das Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), consumidores cativos podem produzir sua própria energia elétrica advinda de fontes alternativas. O Brasil, além de ser um país que possui grande potencial para exploração dessas fontes, nota-se a diminuição dos custos de novas tecnologias. Além disso, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFRA) vem aumentando sua competitividade econômica e participação no parque gerador (EPE, 2022), ocasionando um aumento contínuo e expressivo das instalações de novas unidades geradoras.

Embora outras fontes, como hidráulica e eólica tenham apresentado algum aumento, atualmente a maior parte da capacidade instalada de GD no Brasil, é composta por sistemas fotovoltaicos, que representam mais de 98% dos sistemas de geração distribuída instalados no país (ABGD, 2023). Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ano de 2021, a expansão de potência instalada da fonte solar fotovoltaica superou todas as outras fontes da matriz elétrica brasileira como pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 – Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2021 [GW] - Entrada em Operação



Fonte: (EPE, 2022)

A difusão da geração distribuída pode trazer benefícios para a rede elétrica desde

operacionais a econômicos. Dentre as principais vantagens de sua utilização, podemos citar a redução das perdas elétricas, reforço do sistema de distribuição, diversificação da matriz elétrica e a inserção de tecnologias limpas em sistemas elétricos colaborando com o processo da transição energética mundial baseada no uso de fontes de energia renováveis, impulsionando grandes mudanças e adaptações em todo o setor elétrico (PESQUISA ENERGÉTICA, 2018; KOIRALA et al., 2022; AMARAL; BUTTENBENDER; THESING, 2023).

Apesar dos benefícios apresentados, com o aumento da inserção de geração distribuída nas redes de distribuição, surgem, além das dificuldades de regulamentação e políticas públicas, problemas do ponto de vista elétrico. A integração de um grande montante de energia com a rede, apresenta desafios técnicos e problemas relacionados à qualidade de energia, que representam questões contemporâneas e importantes nesse contexto (NADERI et al., 2018). Devido à alta variabilidade das fontes solar e eólica, por exemplo, afundamentos e elevações de tensão podem ser observados com maior frequência durante a operação dos sistemas elétricos (SAKAR et al., 2018). Além disso, falhas na operação de relés direcionais, superaquecimento em máquinas rotativas, envelhecimento prematuro de equipamentos elétricos, variações de frequência, distorção harmônica, sobre e subtensões podem ser problemas associados à grande penetração de unidades de geração distribuída (GD) em sistemas de de distribuição de energia elétrica (YUAN; WENG; TAN, 2022).

Diante da alta e constante penetração de GD nas redes de distribuição, torna-se notável a necessidade de estudos que analisem a quantidade de geração que está sendo inserida na rede elétrica, a partir do desenvolvimento de metodologias adequadas que determinem a quantidade total de geração distribuída a ser acomodada nas redes de distribuição sem desrespeitar os padrões de qualidade de energia, conhecida como Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH) (MELO; JUNIOR; OLIVEIRA, 2021).

O conhecimento da MCH em um determinado sistema é essencial para garantir uma integração bem-sucedida da geração distribuída à rede elétrica. Levando em consideração a capacidade da infraestrutura elétrica existente, ao conhecer esses limites, é possível planejar de forma adequada a instalação dos sistemas de geração distribuída, evitando situações que possam prejudicar a operação do sistema elétrico como um todo. Dessa maneira, o estudo da MCH permite um planejamento eficiente e seguro da geração distribuída, promovendo benefícios econômicos, ambientais e de confiabilidade para o sistema elétrico.

Sendo assim, neste trabalho é desenvolvida uma metodologia para determinar a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas de distribuição desequilibrados de média tensão, a fim de estipular o montante máximo de potência a ser injetada nas redes, atendendo aos padrões relativos às magnitudes de tensão nos condutores de fase e neutro e desequilíbrios de tensão, bem como a análise do comportamento do

sistema frente à alta inserção de GD. Como principal contribuição, este trabalho traz a modelagem do condutor de neutro em sistemas multiterrados.

1.2 JUSTIFICATIVA

Não apenas a regulamentação e as políticas públicas para a geração distribuída ainda são um desafio para o país mas, do ponto de vista operacional, a presença de unidades de GD na rede aumenta a complexidade operacional e de planejamento do sistema. Esse grande e acelerado aumento de número de novas instalações de unidades de GD faz com que estudos acerca dos impactos da geração distribuída no sistema elétrico de distribuição tornem-se cada dia mais indispensáveis tanto para as concessionárias e consumidores, quanto para a comunidade acadêmica.

Apesar do grande volume de trabalhos envolvendo o tema acerca da capacidade de hospedagem, são poucos os trabalhos que consideram o impacto no condutor neutro em redes de distribuição trifásicas de média tensão e avaliam o comportamento sistêmico considerando várias características intrínsecas da rede de distribuição e sua qualidade de energia concomitantemente. Dessa forma, as principais justificativas para a realização deste trabalho estão listadas a seguir:

1. Aumento da inserção de fontes alternativas renováveis no sistema, que trazem aumento da complexidade operacional;
2. Impactos elétricos negativos nas redes de distribuição de média tensão, associados às GDs como sobretensões e desequilíbrios de tensão;
3. Necessidade de as concessionárias planejarem de maneira mais confiável e robusta suas redes mantendo-as sob critérios estabelecidos por normativas nacionais acerca de sua qualidade de energia;
4. Verificação da saturação de inserção de geração distribuída em alguns centros de carga atualmente;
5. Escassez de trabalhos na literatura que abordem sistemas multiterrados nesse contexto.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a capacidade de hospedagem de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de média tensão multifásicos desequilibrados através de uma nova modelagem de um problema de otimização. Esse considera restrições para magnitudes, desequilíbrios de tensão, e a reversão de fluxo de potência na subestação provedora principal de energia elétrica para um alimentador de distribuição. Para

computar corretamente o fluxo de potência em tais redes, utilizam-se as equações do Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios (MICTQ) modeladas por equações de igualdade adicionadas ao problema de otimização proposto incorporando todas as suas particularidades como topologia predominantemente radial, impedâncias mútuas, condutores de neutro e impedâncias de aterramento. Além dos objetivos principais, a seguir, estão descritos os objetivos específicos:

1. Análise da capacidade de hospedagem considerando limites estabelecidos no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) para valores de tensão em estado permanente e desequilíbrio de tensão;
2. Análise do comportamento da NEV (*Neutral-to-earth voltage*) perante à inserção de GD no sistema;
3. Análise do comportamento sistêmico, considerando casos com e sem restrição de fluxo na subestação, levando em conta todas os parâmetros tratados no problema incluindo magnitude e desequilíbrio de tensão, NEV, impedância de aterramento e fator de potência;
4. Aplicação prática das equações do Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios (MICTQ) em um cenário atual e relevante.

1.4 PUBLICAÇÕES RESULTANTES

Nesta seção é disponibilizada uma relação de artigos desenvolvidos durante a realização deste trabalho de pesquisa, relacionados à capacidade de hospedagem, geração distribuída e qualidade de energia em sistemas elétricos de distribuição.

- **ESCARATI, M.O.**; MELO, I.D.; DIOGO, V.M.R.; ANTUNES, M.P. *Análise de capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através da formulação de um problema de otimização*. Em: Congresso Brasileiro de Automática, 2020.
- DE MELO, Igor Delgado; JUNIOR, Heitor Magno Rodrigues; **ESCARATI, Mariana de Oliveira**. Maximum hosting capacity of distributed generation in three-phase distribution systems: an approach based on an optimization model. *Brazilian Journal of Development*, v. 7, n. 1, p. 7425-7443, 2021.
- **ESCARATI, M.O.**; MELO, I.D. *Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída baseada em otimização usando o Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro fios* Em: CBQEE, 2023.

1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento encontra-se estruturado com cinco capítulos, incluindo este, Capítulo 1, de caráter introdutório.

No capítulo 2, será feita uma revisão bibliográfica contendo conceitos essenciais sobre GD e os impactos advindos de sua inserção nas redes elétricas de distribuição e uma seção para uma revisão sobre máxima capacidade de hospedagem, contemplando alguns dos estudos sobre o tema deste trabalho. Dentre os impactos existentes da inserção de GD em redes de média tensão, serão tratados sobretensão, desequilíbrio de tensão e fluxo reverso de potência. Também será abordado, neste capítulo, o conceito de máxima capacidade de hospedagem e conceitos básicos relacionados à potência reativa e à NEV também abordados neste trabalho.

No capítulo 3, será apresentada a metodologia proposta para o problema de otimização, onde será explicitada a formulação matemática da função objetivo e das restrições envolvidas no problema. Além disso, neste capítulo é apresentada uma revisão sobre a Programação Quadrática Sequencial, método pelo qual o problema de otimização será resolvido. Um fluxograma geral ainda é apresentado para a compreensão integral do leitor.

O capítulo 4 está reservado para a aplicação da metodologia desenvolvida, dividida em dois sistemas: o sistema teste IEEE 33 barras e o sistema 22 barras da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Esta aplicação se dará para diferentes cenários, onde os resultados serão apresentados e discutidos a partir de simulações computacionais.

No capítulo 5 serão apresentadas as considerações finais, contendo as conclusões obtidas e propostas para trabalhos futuros.

Por fim, têm-se os apêndices contendo uma breve revisão do MICT e MICTQ. Os dados dos sistemas utilizados neste trabalho também são disponibilizados como apêndices finais garantindo reprodutibilidade dos resultados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, é realizado um levantamento bibliográfico referente às pesquisas relacionadas a este trabalho. Em duas seções principais, são discutidos os conceitos essenciais para a realização da pesquisa de mestrado, de maneira analítica, com base em trabalhos correlatos e referências base encontradas na literatura junto a uma revisão de artigos sobre MCH, prezando por ordem cronológica.

2.1 CONCEITOS ESSENCIAIS

2.1.1 Geração Distribuída

A geração distribuída pode ser compreendida como a geração de energia elétrica próxima aos centros de consumo, geralmente com instalação na própria unidade consumidora, a partir de pequenos e médios geradores (BRAGA, 2019). Segundo a ANEEL, formas de produção de energia advindas de qualquer fonte renovável como eólica, solar fotovoltaica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são aceitas como geração distribuída, bem como a cogeração qualificada.

Segundo o Artigo 14 do Decreto-Lei nº 5.163 de 2004, no Brasil a produção de energia elétrica oriunda do empreendimento de agentes concessionários, permissionários ou autorizados que estiver conectado diretamente no sistema de distribuição do comprador de energia elétrica, é considerado geração distribuída. No decreto, são excluídos os geradores hidrelétricos com potência instalada superior a 30 MW e termelétricos, incluindo os de cogeração, que não utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível e possuam eficiência energética inferior a 75%.

As unidades de geração distribuída são classificadas, também, pela sua quantidade de potência instalada em corrente alternada. Em 2012 foi criada a Resolução Normativa nº 482, que determinava as condições regulatórias de inserção de GD no sistema elétrico do país, e em 2022 foi regulamentada a Lei 14.300, conhecida como marco legal da Micro e Minigeração distribuída, onde encontra-se a seguinte classificação:

- **Microgeração distribuída:** central geradora com potência instalada de até 75kW;
- **Minigeração distribuída:** central geradora com potência instalada maior que 75kW e menor que 3MW para fontes não despacháveis e 5MW para fontes despacháveis.

Além da regulamentação e caracterização do funcionamento desses sistemas, no Módulo 3 do PRODIST são estabelecidas as diretrizes para conexão de geração na rede de distribuição, incluindo requisitos de instalação, proteção e medição.

Os sistemas de geração distribuída podem ser conectados à rede elétrica ou operar de forma isolada (*off-grid*), dependendo das necessidades locais. Quando conectados à rede elétrica, esses sistemas podem fornecer energia excedente de volta para a rede da concessionária, seguindo o conceito de compensação de energia, dependendo das políticas e regulamentações locais. Existem diferentes abordagens em relação ao tratamento dessa energia excedente, e as práticas podem variar de acordo com o país. No Brasil, o proprietário do sistema recebe créditos pela energia excedente gerada, que podem ser utilizados para compensar o consumo de energia em momentos em que a geração é insuficiente, como à noite ou em períodos de baixa produção (AMARAL; BUTTENBENDER; THESING, 2023).

Atualmente, o exemplo mais comum de geração distribuída é a instalação de painéis solares em telhados ou pequenas e médias usinas instaladas no solo. Os sistemas compostos por esses módulos fotovoltaicos e os inversores de energia, são capazes de converter a energia da luz sol capturada em eletricidade, que pode ser usada no próprio local ou injetada de volta para a rede elétrica da concessionária. No Brasil, esse tipo de sistema está cada vez mais popular principalmente em residências, seguido de comércios, meio rural e indústrias (ABGD, 2023).

2.1.2 Impactos da Geração Distribuída na rede de distribuição

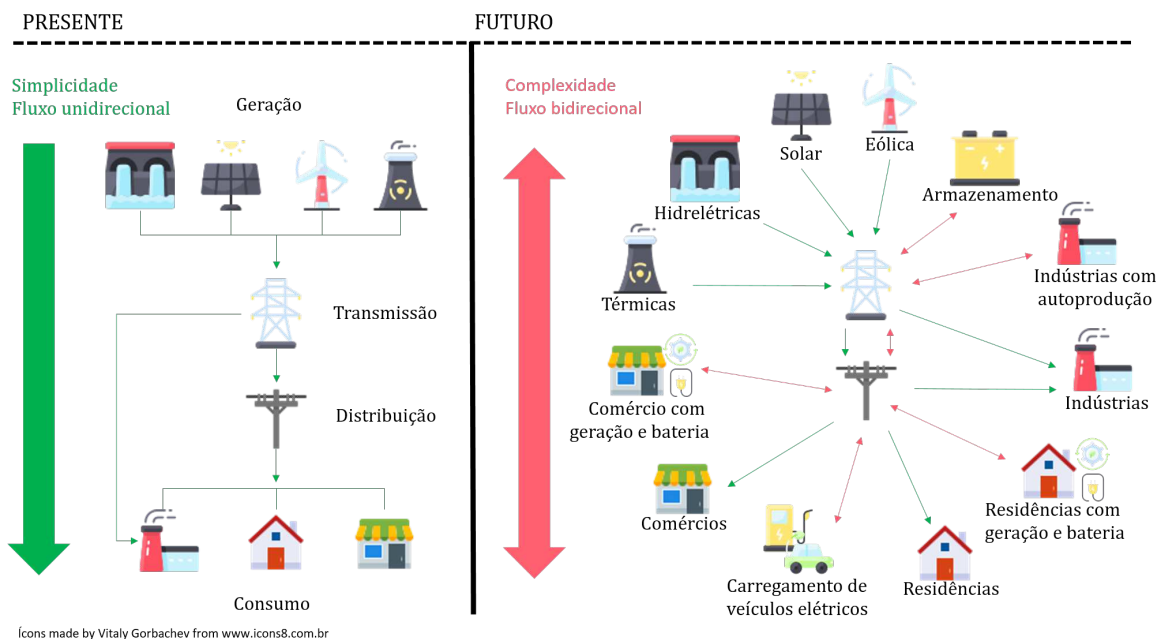
O aumento do número de instalações de GD está diretamente ligado ao constante crescimento do consumo de energia elétrica, juntamente com a insatisfação por parte dos clientes, em relação aos preços das tarifas praticados pelas concessionárias de energia elétrica (DE CASTRO; DANTAS, s.d.). Além disso, a redução dos custos de equipamentos e instalação de sistemas como solar fotovoltaicos e eólicos, tornou atraente aos consumidores, a opção de gerar a própria energia, atrelado ainda ao fato de ser uma alternativa rápida de atendimento às necessidades, já que o tempo de implementação é reduzido se comparado ao de grandes usinas de geração, associadas à chamada geração centralizada (MARQUES; MORAN; ABREU et al., 2004). Esse aumento de inserções na rede elétrica pode trazer alguns benefícios, e dentre eles é possível citar:

- Postergação de investimentos com expansão das redes de transmissão e distribuição, uma vez que a geração próxima à carga diminui a necessidade de construção de novas grandes parques geradores, com longas linhas de transmissão e grandes subestações;
- A geração próxima ao consumo também contribui com a redução de perdas de energia elétrica, uma vez que a energia não precisa ser transportada, por muitos quilômetros até às concessionárias de distribuição e posteriormente aos consumidores; diminuindo a necessidade de reforços nas redes de distribuição;

- A minimização dos impactos ambientais pode ser considerado um importante motivador da difusão da geração distribuída, contribuindo com o processo de transição energética e variabilidade da matriz elétrica;
- Fornecimento de energia elétrica a locais como áreas rurais e comunidades isoladas, onde o acesso de linhas de transmissão pode ser difícil ou inviável;

Com a inserção de geração distribuída na rede elétrica de distribuição, o sistema passa por uma transição e quebra de paradigma. Tradicionalmente, o sistema caracterizava-se pelo fluxo unidirecional em que esse fluxo de energia originava-se apenas das subestações de energia elétrica e era transportado por muitos quilômetros até chegar ao consumidor final. Com a introdução das novas tecnologias de geração distribuída, as direções convencionais de fluxo alteram-se e o mesmo se torna bidirecional, uma vez que o consumidor passa a gerar sua própria energia e injetar na rede o excedente. Sendo assim, a complexidade do sistema elétrico aumenta em diversos aspectos, conforme ilustrado na Figura 5. Do ponto de vista técnico, novos desafios surgem para diretrizes de planejamento, procedimentos de manutenção e operação, destacando-se os sistemas de proteção (ISMAEL et al., 2019; BRAGA, 2019). Dessa forma, torna-se necessária uma análise do comportamento da rede elétrica frente ao novo cenário incluindo geração distribuída, e uma avaliação dos impactos causados no sistema. As subseções seguintes abordam brevemente os seguintes impactos: 2.1.2.2 - Sobretensão, 2.1.2.3 - Desequilíbrio de Tensão e 2.1.2.1 - Fluxo de Potência Reverso.

Figura 5 – Sistemas Elétricos: presente e futuro.



Fonte: Adaptado de (PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

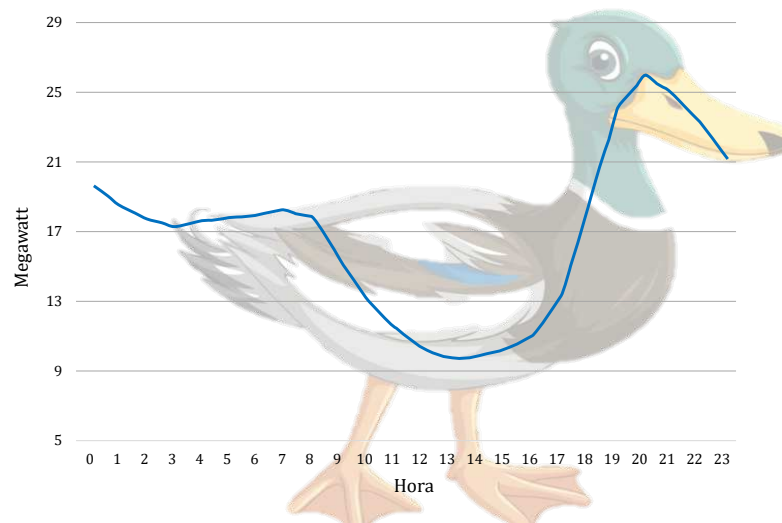
2.1.2.1 Fluxo de Potência Reverso

Analisando-se uma determinada barra com geração distribuída, o fluxo de potência reverso ocorre quando a barra em questão injeta energia na rede, ou seja, a potência que está sendo produzida pelo gerador excede a potência demandada pela carga naquele instante. A presença do fluxo reverso pode ocasionar elevações indevidas de tensão, o aumento de distorções harmônicas e comprometimento da confiabilidade da rede elétrica (JANNESAR et al., 2018). O pico de fluxo reverso acontecerá quando a geração estiver em sua máxima capacidade e o consumo for mínimo. Nesse tipo de situação, casos de ultrapassagem de limites térmicos da linha e do transformador, também são passíveis de ocorrer causando danos e avarias severas.

Os sistemas de proteção são projetados para que os equipamentos selecionados, ajustados e coordenados sejam eficazes na detecção de falhas na rede elétrica, de modo que as mesmas possam ser sanadas sem que outras partes do sistema sejam afetadas, de maneira seletiva. Na presença de unidades de geração distribuída, as consequências do fluxo reverso podem provocar atuações indevidas desses equipamentos, necessitando-se de alterações adequadas para o correto funcionamento dos sistemas de proteção (DE CASTRO; DANTAS, s.d.; BRAGA, 2019).

No contexto da geração distribuída, quando se trata de geração solar fotovoltaica, a variação nas curvas de carga diárias é um problema relacionado ao fluxo de potência reverso. Por se tratar de uma tecnologia em que a produção de energia se dá apenas durante o dia, há um desequilíbrio da demanda de carga entre o dia e a noite. A alta penetração da geração durante o dia altera o formato típico da curva de carga líquida, culminando na altamente conhecida Curva do Pato (em livre tradução do inglês *Duck Curve*). Tal fato acontece porque, durante o período da tarde, em que a produção de energia é maior, há um vale na curva de carga (barriga do pato). Já no início da noite, quando não há mais produção de energia solar fotovoltaica, ocorre um acentuado aumento da demanda (pescoço do pato) (LAZAR et al., 2016), como representado na Figura 6. Sendo assim, quanto maior for a capacidade instalada de geração distribuída, maiores são os riscos de geração excessiva no momento de alta penetração, assim como se torna maior a rampa de transição do dia para a noite. Dessa forma, tal condição do sistema cria dificuldades operacionais para as concessionárias manterem o fornecimento de energia com qualidade aceitável.

Figura 6 – Perfil denominado de curva do pato



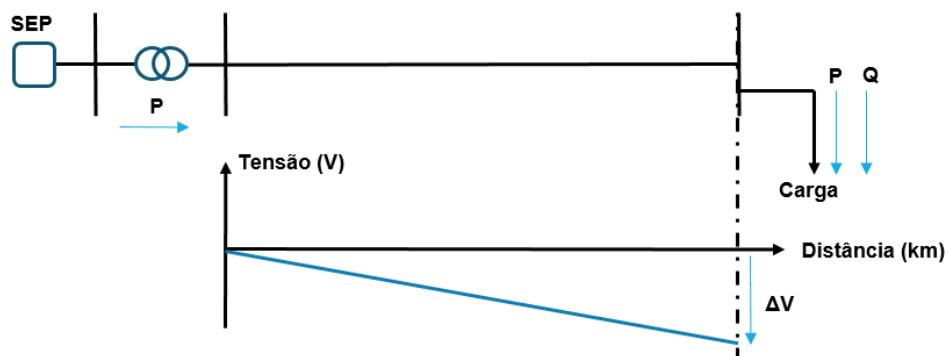
Fonte: Própria autoria

2.1.2.2 Sobretensão

A sobretensão é um dos impactos mais estudados quando há alta inserção de GD na rede elétrica, pois sua ocorrência pode impactar não só a qualidade de energia da rede, mas também o funcionamento e a vida útil dos equipamentos instalados ao longo da rede.

Em sistemas sem geração distribuída, a energia flui no sentido unidirecional, da subestação (SE) aos consumidores, ou seja, o fluxo de potência ocorre da geração até a carga, onde a mesma consome potência ativa (P) e reativa (Q) considerando-se o modelo de potência constante para a carga. Desse modo, em sistemas tradicionais, 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 , como pode ser observado na Figura 7.

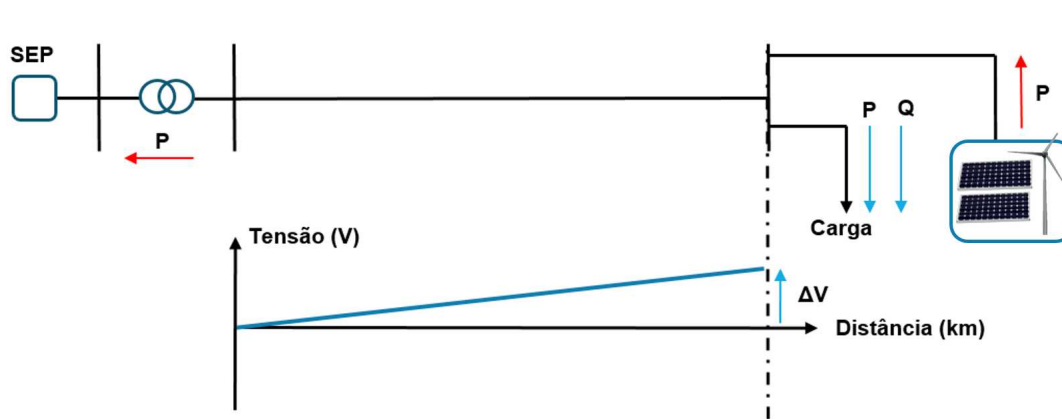
Figura 7 – Perfil de tensão de um alimentador sem GD



Fonte: Própria autoria

Em sistemas com presença de GD, o fluxo de potência pode tornar-se reverso quando a potência gerada por ela for maior que a potência consumida pela própria carga, naquele instante, como mencionado na Seção 2.1.2.1. Quando isso acontece, a energia que é injetada na rede faz com que a tensão cresça em direção ao ponto de conexão da geração, como é mostrado na Figura 8. A inserção de GD em finais de linha de sistemas radiais, pode ser uma boa estratégia para compensar ou reduzir quedas de tensão ao longo do alimentador, naturais de sistemas desse tipo, desde que os limites impostos para os valores de tensão em redes de distribuição sejam respeitados (SHAYANI, 2010). Somado a esse fato, pode haver um aumento ainda maior no valor da tensão em casos de linhas que possuam bancos de capacitores atuando para regular a tensão. Um cuidado que deve ser tomado, é que em casos de desconexão dos geradores distribuídos, por exemplo em caso de faltas, a queda de tensão consequente poderá ser brusca e consequentemente prejudicar a qualidade de energia dos consumidores (PALUDO, 2014).

Figura 8 – Perfil de tensão de um alimentador com GD



Fonte: Própria autoria

No Brasil, os limites aceitáveis para tensão em regime permanente são estabelecidos no módulo 8 do PRODIST. Seus valores estão indicados por faixas, e para diferentes níveis de tensão. Na Tabela 1, Tabela 2, Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5, estão apresentados alguns desses valores.

Tabela 1 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superiores a 230 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de tensão de Leitura (TL)
Adequada	$0,95 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$
Precária	$0,93 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,95 \text{ TR}$ ou $1,05 \text{ TR} < \text{TL} \leq 1,07 \text{ TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,93 \text{ TR}$ ou $\text{TL} > 1,07 \text{ TR}$

Fonte: (PRODIST, 2021).

Tabela 2 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69kV e inferior a 230 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de tensão de Leitura (TL)
Adequada	$0,95 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$
Precária	$0,90 \text{ TR} \leq \text{TL} < 0,95 \text{ TR}$ ou $1,05 \text{ TR} < \text{TL} \leq 1,07 \text{ TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TR}$ ou $\text{TL} > 1,07 \text{ TR}$

Fonte: (PRODIST, 2021).

Tabela 3 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 2,3kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de tensão de Leitura (TL)
Adequada	$0,93 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TR}$
Precária	$0,90 \text{ TR} \leq \text{TL} \leq 0,93 \text{ TR}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TR}$ ou $\text{TL} > 1,05 \text{ TR}$

Fonte: (PRODIST, 2021).

Tabela 4 – Pontos de conexão em tensão nominal inferior a 2,3 kV (220/127).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de tensão de Leitura (em V)
Adequada	$202 \leq \text{TL} \leq 231$ / $117 \leq \text{TL} \leq 133$
Precária	$191 \leq \text{TL} < 202$ / $231 < \text{TL} \leq 233$ $110 \leq \text{TL} < 117$ / $133 < \text{TL} \leq 135$
Crítica	$\text{TL} < 191$ ou $\text{TL} > 233$ ou $\text{TL} < 110$ ou $\text{TL} > 135$

Fonte: (PRODIST, 2021).

Tabela 5 – Pontos de conexão em tensão nominal inferior a 2,3 kV (380/220).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de tensão de Leitura (em V)
Adequada	$350 \leq \text{TL} \leq 399$ / $202 \leq \text{TL} \leq 231$
Precária	$331 \leq \text{TL} < 350$ / $399 < \text{TL} \leq 403$ $191 \leq \text{TL} < 202$ / $231 < \text{TL} \leq 233$
Crítica	$\text{TL} < 331$ ou $\text{TL} > 403$ ou $\text{TL} < 191$ ou $\text{TL} > 233$

Fonte: (PRODIST, 2021).

2.1.2.3 Desequilíbrio de Tensão

Segundo o módulo 8 do PRODIST, o desequilíbrio de tensão ocorre quando há uma diferença nas amplitudes das tensões de fase em um sistema trifásico e/ou quando a defasagem de 120° entre elas não é mantida. O desequilíbrio pode ser calculado através da relação entre a tensão de sequência negativa e a tensão de sequência positiva em uma determinada barra do sistema. Os limites desejáveis para sistemas de distribuição podem ser conferidos na Tabela 6.

Tabela 6 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).

Tensão Nominal (V_{nom})	
$V_{nom} < 2,3\text{kV}$	$2,3\text{kV} \leq V_{nom} \leq 230\text{ kV}$
3,0%	2,0%

Fonte: (PRODIST, 2021).

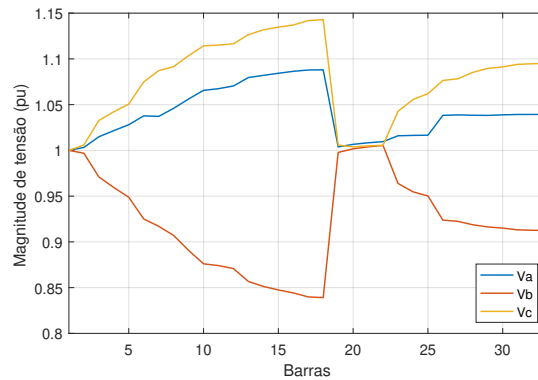
Nos sistemas elétricos de distribuição, caso não haja um planejamento que garanta simetria entre as três fases do sistema, a integração energética entre a GD alocada e a rede pode ocasionar maiores desequilíbrios de tensão, visto que uma grande parte das unidades de GD são instaladas em residências, comércios e pequenas indústrias, ou seja são monofásicas e/ou bifásicas. Devido às características intrínsecas das redes de distribuição como cargas desequilibradas e disposição geralmente assimétrica dos condutores de linhas de distribuição, o desequilíbrio pode ser aumentado por consequência da inserção de GD em uma das fases, causando sobretensões nas fases e sobrecorrentes no condutor de neutro (PALUDO, 2014). Em contrapartida, por efeito das mútuas, casos de decréscimo de tensão nas demais fases podem ser induzidos, exacerbando o efeito de desequilíbrio. Esses fatos estão ilustrados na Figura 9, onde há inserção de GD monofásica em um sistema de 33 barras. Note que, devido à inserção de geração na fase C do sistema, por efeito das mútuas e das características da rede de média tensão, ocorre sobretensão na fase A e subtensão na fase B em algumas barras do sistema.

2.1.3 Capacidade de Hospedagem

A Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH) pode ser definida como a quantidade de GD que um sistema elétrico de distribuição é capaz de acomodar sem que os índices de desempenho tenham seus limites operacionais e físicos ultrapassados, segundo a definição de Bollen e Rönnberg (2017).

Fatores econômicos, localização geográfica, limites de equipamentos, perdas de energia ou número de consumidores conectados na rede podem ser utilizados como índices de desempenho para o cálculo da MCH. Tangente à qualidade de energia, pode-se considerar níveis de tensão, sobrecorrente, correntes harmônicas, desequilíbrio de tensão, entre outros,

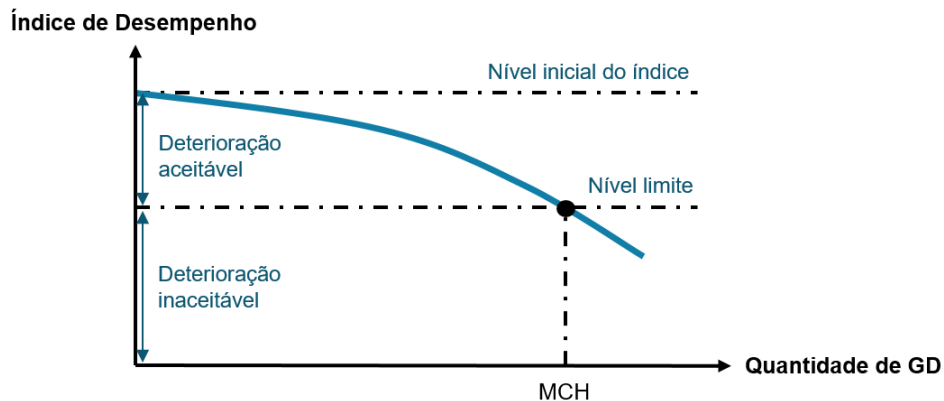
Figura 9 – Desequilíbrio de tensão de um sistema com 33 barras e GD inserida



Fonte: Própria autoria

como índices de desempenho do sistema. A Figura 10 representa uma curva genérica para exemplificar o comportamento de um dado sistema quando nele é inserido GD, em relação a um determinado índice de desempenho. Nota-se que a máxima capacidade de hospedagem é definida quando o índice torna-se inaceitável. Portanto, de acordo com as definições dos índices de desempenho e modelo a serem implementados, a MCH é um indicador que pode auxiliar nos estudos de expansão de redes elétricas respeitando seus limites operacionais e físicos (SOUSA et al., 2019).

Figura 10 – Índice de desempenho versus quantidade de GD



Fonte: Própria autoria

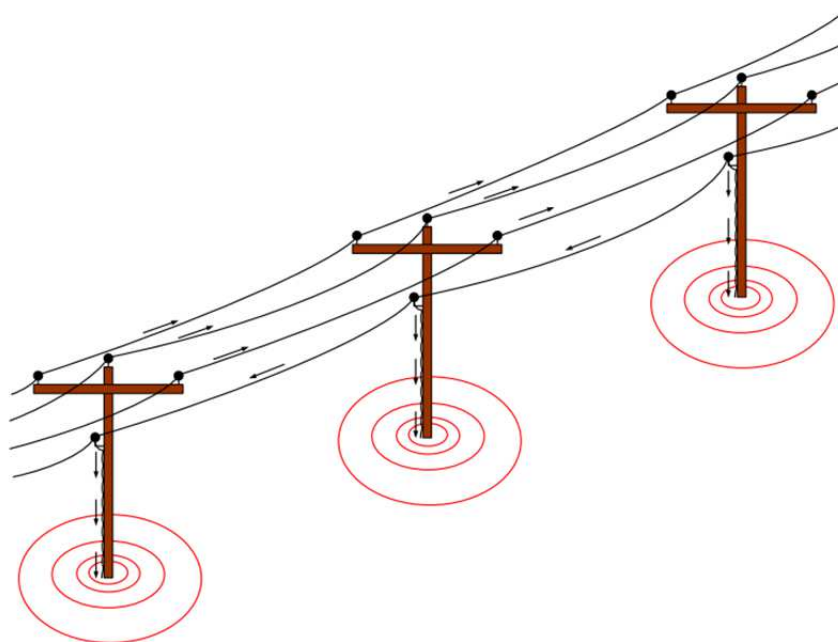
2.1.4 Tensão de neutro à terra

A tensão de neutro à terra é aquela que existe entre o condutor de neutro e o aterramento em um sistema elétrico. Nos sistemas em que há esse aterramento, é comum que o neutro seja aterrado na entrada de serviço, de modo a fornecer uma tensão de referência para o sistema. Além disso, o condutor neutro deve proteger o sistema e os equipamentos contra sobretensões e sobrecorrentes, e proteger pessoas e animais

contra choques elétricos, sendo essencial para a segurança e proteção adequada do sistema (PENIDO et al., 2008).

Em um sistema de distribuição, o condutor de neutro é projetado para transportar a corrente de retorno das cargas elétricas conectadas a um circuito, de volta à fonte de energia (como por exemplo o transformador). Idealmente, a tensão entre o neutro e a terra deve ser zero. Entretanto, em sistemas reais podem ser encontrados pequenos valores de tensão, por motivos como a resistência existente no condutor, presença de ruídos, correntes harmônicas, desequilíbrio entre as cargas e faltas assimétricas (JIANG, 2006).

Figura 11 – Sistema trifásico a quatro fios multiaterrado



Fonte: (JIANG, 2006)

Nos sistemas trifásicos multiaterrados, o condutor de neutro é aterrado em múltiplos pontos ao longo da linha, através de impedâncias de aterramento. O fato de os condutores não serem perfeitos em sistemas reais, faz com que parte da corrente de retorno seja escoada para a terra, como pode ser observado na Figura 11. Como resultado, à medida que essa corrente flui para longe do eletrodo, são geradas tensões de diferentes magnitudes (representadas pelos círculos concêntricos vermelhos). Uma das consequências da presença dessas tensões é que, caso um ser humano ou um animal seja submetido a uma diferença de potencial, sua integridade física pode ser comprometida pela corrente que irá fluir através de seu corpo. Um outro ponto a ser citado é que a variação dos valores de NEV pode afetar o funcionamento e o desempenho de equipamentos eletrônicos que estejam utilizando o neutro como referência (JIANG, 2006).

Como já abordado, os sistemas de distribuição são naturalmente desequilibrados e

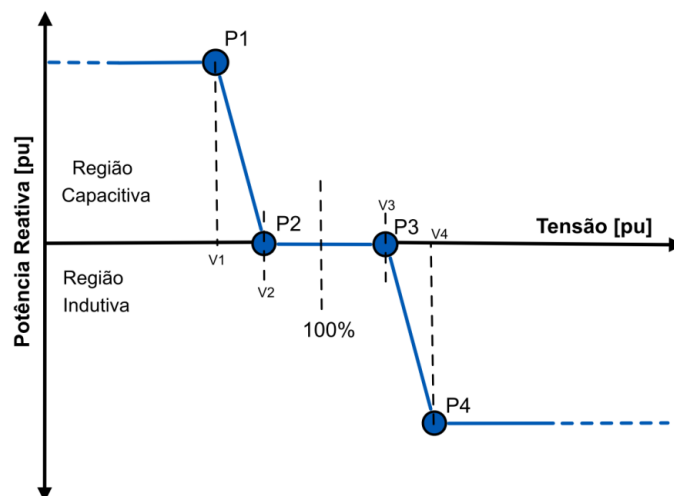
a presença de geração distribuída pode intensificar esse desequilíbrio. Sendo o aumento da tensão de neutro umas das consequências, fica clara a importância de se considerar a NEV nos estudos deste trabalho.

2.1.5 Potência Reativa

A tecnologia de alguns inversores utilizados para a integração dos geradores distribuídos, como exemplo os geradores fotovoltaicos (conhecidos como inversores inteligentes ou *smart inverters*), possuem a função de injetar a corrente na rede elétrica com a defasagem controlada em relação à tensão, permitindo que a quantidade de energia reativa injetada seja controlada. Essa técnica é conhecida como controle Volt/Var (ROBERTA et al., 2020).

No atual sistema de compensação de energia praticado no Brasil, a injeção de potência reativa não é uma prática vantajosa para os clientes que possuem GD, uma vez que o objetivo principal é gerar a maior quantidade possível de potência ativa (LOPES, 2015). Entretanto, o uso dessa tecnologia pode representar uma solução para manter a tensão de um alimentador dentro da faixa nominal definida por norma aumentando a flexibilidade operacional da rede. Assim, quando a tensão estiver com valores abaixo do permitido, o inversor injeta potência reativa (capacitiva) ou consome energia reativa (indutiva) quando a tensão estiver acima do valor estabelecido, e permanece com o fator de potência unitário quando a tensão está dentro do limite, como pode ser observado na Figura 12. Vale citar que, para isso, deve ser respeitado um acordo estabelecido entre o proprietário da GD e a concessionária de energia elétrica (ROBERTA et al., 2020; KIM; HARLEY, 2020; BRAGA, 2019).

Figura 12 – Curva característica do funcionamento de um controle Volt/Var



Fonte: (BRAGA, 2019)

2.2 REVISÃO DA LITERATURA SOBRE MCH

A capacidade de hospedagem é um termo linguístico que pode estar relacionado à avaliação da acomodação de qualquer equipamento, carga ou geração em redes de distribuição e transmissão. O trabalho apresentado em (HAESEN et al., 2005), por exemplo, tem o objetivo de encontrar a máxima capacidade de redes com interconexão fraca, para partida de motores.

No contexto dos recursos energéticos distribuídos, um dos primeiros trabalhos destinados à análise da capacidade de hospedagem surgiu por volta de 2005 com as contribuições de Math H.J. Bollen. No artigo publicado em (BOLLEN; HÄGER, 2005), a capacidade de hospedagem é definida como a máxima penetração de REDs em que o sistema opera satisfatoriamente, sendo que ela é determinada quando um índice de desempenho é comparado com seu limite em função desse nível de penetração. Nesse trabalho, são abordados os aspectos da qualidade de energia relacionados aos REDs e as limitações técnicas do ponto de vista dos operadores do sistema elétrico e dos clientes. Dentre as conclusões apresentadas, os autores citam que a qualidade da tensão é um aspecto de extrema preocupação e que a capacidade de hospedagem permite uma avaliação quantitativa do impacto da inserção de REDs no sistema.

No ano de 2011, MHJ. Bollen e F. Hassan publicaram o livro intitulado "*Integration of Distributed Generation in the Power System*" (BOLLEN; HASSAN, 2011), onde definem a capacidade de hospedagem como a máxima quantidade de geração que pode ser integrada ao sistema de energia, de modo que os índices de desempenho se mantenham dentro de limites aceitáveis. Nesse trabalho, a capacidade de hospedagem de geração distribuída é abordada de forma ampla e englobando diferentes fontes de geração distribuída com suas particularidades, índices de qualidade de energia, proteção dos sistemas elétricos, dentre outros.

Na referência (COOGAN et al., 2014), os autores utilizam uma linha de distribuição monofásica, considerando características detalhadas dos componentes do alimentador e das diferentes cargas, para analisar o impacto da localização da unidade de geração fotovoltaica na capacidade de hospedagem do sistema. O modelo otimiza a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos em diferentes locais no alimentador enquanto satisfaz apenas as restrições de sobretensão desconsiderando a possibilidade do fluxo reverso.

Além da tensão, outros parâmetros são utilizados para se avaliar a MCH. A inserção de geração distribuída na rede elétrica pode resultar, por exemplo, no aumento das distorções harmônicas, já que essa é causada por dispositivos não lineares utilizados para integração com a rede como os inversores de frequência. O estudo de caso realizado em (SANTOS; ISSA, 2014) avalia uma metodologia para determinação da capacidade de hospedagem onde o índice de desempenho limitante para a qualidade de energia são as

distorções harmônicas.

O trabalho de (DUBEY; SANTOSO; MAITRA, 2015) apresenta uma análise estocástica da capacidade de hospedagem com foco em investigar o impacto que o aumento da inserção de geração distribuída fotovoltaica causa nas tensões, onde as simulações do circuito trifásico são realizadas através do OpenDSS, *software* de propriedade da EPRI. O cálculo da MCH leva em consideração sobretensões e desequilíbrio de tensão. Entretanto, o fluxo reverso na subestação e a tensão de neutro não são abordados.

Muitos são os trabalhos que consideram o impacto dos geradores distribuídos a partir da fonte solar fotovoltaica, mas em (CUNDEVA; BOLLEN; SCHWANZ, 2016), os estudos de capacidade de hospedagem são conduzidos para a integração de geradores eólicos. Em redes de baixa e média tensão, apesar de considerarem apenas magnitudes de tensão como índices de desempenho, em linhas curtas a capacidade térmica dos cabos foi o parâmetro limitante da MCH.

Em (AL-SAADY; ZIVANOVIC; AL-SARAWI, 2017), para validar uma metodologia probabilística de avaliação da capacidade de hospedagem, os autores utilizam dados monofásicos de duas redes reais de distribuição. Na modelagem do problema são consideradas violações da capacidade dos condutores e magnitudes de tensão como índices de desempenho, fornecendo como resultado várias probabilidades de deterioração do sistema, corroborando que apenas a tensão não é suficiente para se delimitar a MCH.

Na literatura, existem muitas abordagens diferentes para calcular a MCH de GD em sistemas de distribuição de energia. No trabalho apresentado em (OLIVEIRA et al., 2018), são realizadas simulações a partir de dados experimentais coletados em campo para estudos de capacidade de hospedagem de sistemas de distribuição, abordando seus efeitos em relação às distorções harmônicas.

Uma revisão abrangente sobre a pesquisa acerca da capacidade de hospedagem é feita em (ISMAEL et al., 2019). Os autores apresentam trabalhos com diferentes abordagens e técnicas, problemas relacionados à sobretensão, sobrecargas, perdas de energia e proteção do sistema elétrico como índices de desempenho e algumas técnicas de aprimoramento, concluindo que a eficácia do aumento de inserção de GD está condicionada a uma avaliação precisa da acomodação de fontes renováveis.

Em (E. MULENGA; N. ETHERDEN, 2020) também é apresentada uma revisão literária sobre as principais metodologias destinadas à determinação da MCH em sistemas de potência. Três abordagens diferentes são padronizadas, incluindo a determinística em que a MCH é calculada diretamente com base em abordagens como o fluxo de potência e otimização. Também há a abordagem probabilística em que as variáveis, como a potência injetada pelas unidades GD, são modeladas considerando funções de densidade de probabilidade gaussiana ou de Weibull, e a abordagem de séries temporais em que

curvas de cargas diárias são estimadas com base em medições e algoritmos recursivos. Independentemente da metodologia, o problema da qualidade de energia mais comumente responsável por limitar a MCH é a sobretensão causada pela alta penetração de unidades de GDs, segundo o artigo em questão.

Na referência (MELO; JUNIOR; OLIVEIRA, 2021), é apresentada uma formulação matemática para avaliação da capacidade de hospedagem considerando o método de injeção de correntes. Apesar dos resultados satisfatórios, o método desconsidera as informações do condutor neutro e a impedância de aterramento, além de fornecer resultados com tempos computacionais desvantajosos perante outros relatos na literatura.

O grande aumento do número de instalações de unidades de geração distribuída observado nos últimos anos, promoveu o avanço nas pesquisas acerca da máxima capacidade de hospedagem, sendo possível encontrar na literatura trabalhos abordando a potencialização e otimização da capacidade de hospedagem de GD rede de distribuição. Na referência (GUSH et al., 2021) os autores através de um problema de otimização não linear inteira mista, propõem um método de despacho de energia reativa por controle Volt-Var e armazenamento de energia em baterias. Ou seja, as pesquisas atuais não se limitam a encontrar um valor máximo de capacidade de hospedagem, mas procuram métodos e cenários alternativos com tecnologias emergentes a fim de acomodar uma maior quantidade de energia.

Como dito anteriormente, diferentes metodologias e parâmetros são encontrados nos estudos de capacidade de hospedagem. No trabalho apresentado em (MAGALHA et al., 2021), por exemplo, a máxima capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica é analisada considerando-se o ponto de máximo carregamento dos painéis fotovoltaicos, através de um modelo de otimização baseado no método *Particle Swarm Optimization*. Apesar de resultados satisfatórios, o tempo computacional associado à uma metaheurística pode ser demasiadamente alto em relação à metodologias de otimização clássicas.

Já em (BAJAJ; SINGH, 2021), é considerado um problema de otimização multiobjetivo onde um filtro amortecido de terceira ordem e o tamanho da GD são otimizados simultaneamente no intuito de determinar a máxima capacidade de hospedagem garantindo redução de distorções harmônicas e valores de tensões eficazes.

Sob uma outra perspectiva, em (CHATHURANGI et al., 2021), é feita uma análise comparativa entre as funções Volt-Var e Volt-Watt encontradas em inversores fotovoltaicos inteligentes, para análises de capacidade de hospedagem. Tal avaliação comprova que as pesquisas atuais não apenas visam apenas delimitar a MCH mas prover meios alternativos para aumentá-la respeitando limites técnicos e físicos.

Uma abordagem estocástica é apresentada em (ALI; MAHMOUD; LEHTONEN, 2021), em que a proposta é maximizar capacidade de hospedagem de energia fotovoltaica

pela otimização simultânea de diferentes variáveis de controle como tapes de transformadores, fontes de energia reativa e inserção de veículos elétricos.

No trabalho de (CHIHOTA; BEKKER; GAUNT, 2022) uma abordagem analítica probabilística estocástica é apresentada, combinando incertezas de entrada associadas às cargas de clientes e GDs, em alimentadores ativos.

Trabalhos mais recentes vêm agregando outras ferramentas nos estudos acerca da capacidade de hospedagem, como o trabalho apresentado em (MOREIRA et al., 2022), onde os autores utilizam técnicas de estimação de estados para modelar a rede interna de uma instituição de ensino superior e aplicam o método de Monte Carlo para a avaliação da máxima capacidade de hospedagem respeitando limites de tensão, ampacidade e reversão de fluxo na subestação]ao principal da universidade prezando pela manutenção e fornecimento de energia com qualidade.

Em (VALE, 2022), um problema de otimização é formulado considerando as equações algébricas do método de injeção de correntes trifásico como restrições de igualdade. A não reversibilidade do fluxo é descrito como restrição de desigualdade considerando o somatório das potências injetadas em todas as fases e estudos relativos ao aterramento e fator de potência das unidades geradoras não são explorados. Apesar de o neutro ser representado, o mesmo é calculado em função do somatório das correntes em cada fase não sendo explícito o modelo utilizado para incorporar na otimização os resíduos das correntes referentes ao neutro e aterramento. O resultado é fornecido através do método de pontos interiores o qual é associado a um elevado tempo computacional em comparação à outras alternativas possíveis de serem usadas. Em análises recentes, percebeu-se que, para diversos casos distintos de alocação de GD e desequilíbrios, o algoritmo de método de pontos interiores não foi capaz de fornecer uma resposta factível que respeitasse as restrições. Tal fato faz com que o método seja capaz de fornecer resultados diferentes dos encontrados por esta dissertação.

Já em (TALKINGTON et al., 2023), foi adotada uma metodologia que não necessita dos parâmetros da rede nem de sua topologia para determinar a MHC, mas utiliza dados reais de tensão e potência advindos de medidores instalados em campo. O trabalho apresenta bons resultados quando comparados com metodologias tradicionais. Entretanto, o problema de otimização considera apenas as restrições de sobretensão, necessitando de alguns aprimoramentos, como os próprios autores sugerem.

2.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi abordado o conceito da geração distribuída e as principais consequências de sua conexão nos sistemas de distribuição, sendo elas positivas ou negativas. Além disso foi introduzido o conceito da capacidade de hospedagem de GD em conjunto

com uma revisão da literatura sobre o tema.

Diante do levantamento dos trabalhos explorados na revisão da literatura, percebe-se que a capacidade de hospedagem é um assunto atual, relevante e contemplado através de diversas metodologias. Entretanto, muitos artigos desconsideram as abordagens trifásicas e desequilibradas, que são características intrínsecas das redes de distribuição. Somado a isso, poucos são os trabalhos que envolvem as tensões de neutro, salientando uma carência da literatura, em desenvolver estudos acerca da máxima capacidade de hospedagem em sistemas de média tensão através de métodos determinísticos, verificando sobretensão, reversão de fluxo na subestação, desequilíbrio de tensão e tensão de neutro concomitantemente.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

O presente capítulo tem o objetivo de apresentar a formulação do problema de otimização proposto utilizada para as simulações computacionais, abordando as equações do problema de otimização desenvolvido e uma breve revisão do método utilizado para a solução do problema.

Na metodologia proposta, um modelo de otimização é formulado com base na maximização do montante total de potência ativa injetada na rede elétrica pelas unidades de geração distribuída alocadas de maneira dispersa na rede. As equações do MICTQ são explicitamente modeladas como restrições de igualdade para calcular o fluxo de carga e as restrições de desigualdade representam os limites para magnitudes de tensão, fator de desequilíbrio e magnitudes NEV (*Neutral-to-Earth Voltages*). Por fim, solução é obtida por Programação Quadrática Sequencial (PQS) iterativamente.

3.1 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Com o intuito de calcular a máxima capacidade de hospedagem para um sistema de energia, a função objetivo (3.1) maximiza a quantidade de GD no sistema a partir da inserção de potência ativa P_{gi}^s em cada fase s associada a cada i -ésima unidade de GD assumindo que N_{GD} representa o número total de barras com possibilidade de inserção de potência ativa, considerando as restrições de (3.2) - (3.15), de modo que os limites relacionados a índices de qualidade de energia não sejam ultrapassados.

$$\max \sum_{s \in \{a,b,c\}} \sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{gi}^s \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$\Delta I_{r_k}^s = \frac{P_k^{s,sp}(V_{r_k}^s - V_{r_k}^n) + Q_k^{s,sp}(V_{m_k}^s - V_{m_k}^n)}{(V_{r_k}^s - V_{r_k}^n)^2 + (V_{m_k}^s - V_{m_k}^n)^2} - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{r_i}^{s'} - B_{k,i}^{ss'} V_{m_i}^{s'}) = 0 \quad (3.2)$$

$$\Delta I_{m_k}^s = \frac{P_k^{s,sp}(V_{m_k}^s - V_{m_k}^n) + Q_k^{s,sp}(V_{r_k}^s - V_{r_k}^n)}{(V_{r_k}^s - V_{r_k}^n)^2 + (V_{m_k}^s - V_{m_k}^n)^2} - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{m_i}^{s'} + B_{k,i}^{ss'} V_{r_i}^{s'}) = 0 \quad (3.3)$$

$$\Delta I_{r_k}^n = -(I_{r_k}^a + I_{r_k}^b + I_{r_k}^c) - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ns'} V_{r_i}^{s'} - B_{k,i}^{ns'} V_{m_i}^{s'}) = 0 \quad (3.4)$$

$$\Delta I_{m_k}^n = -(I_{m_k}^a + I_{m_k}^b + I_{m_k}^c) - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ns'} V_{m_i}^{s'} + B_{k,i}^{ns'} V_{r_i}^{s'}) = 0 \quad (3.5)$$

$$P_k^{s,sp} = P_{g_k}^s - P_{d_k}^s, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.6)$$

$$Q_k^{s,sp} = Q_{g_k}^s - Q_{d_k}^s, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.7)$$

$$V_k^{s,min} < V_k^s < V_k^{s,max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.8)$$

$$V_k^{n,min} < V_k^n < V_k^{n,max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (3.9)$$

$$\delta_k^{s,min} \leq \delta_k^s \leq \delta_k^{s,max} \quad (3.10)$$

$$0 \leq \phi_k \leq \phi_k^{max} \quad (3.11)$$

$$P_{g_i}^{s,min} < P_{g_i}^s < P_{g_i}^{s,max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (3.12)$$

$$-P_{g_i}^s \cdot \text{tg}(\cos^{-1}(f_{p_i})) \leq Q_{g_i}^s \leq P_{g_i}^s \cdot \text{tg}(\cos^{-1}(f_{p_i})), \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (3.13)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{G_i}^s \leq \sum_{k=1}^{N_B} P_{D_k}^s \quad (3.14)$$

$$\phi_k = \frac{|\dot{V}_k^{neg}|}{|\dot{V}_k^{pos}|} = \frac{|\dot{V}_k^a + \alpha^2 \dot{V}_k^b + \alpha \dot{V}_k^c|}{|\dot{V}_k^a + \alpha \dot{V}_k^b + \alpha^2 \dot{V}_k^c|} \quad (3.15)$$

onde, além das variáveis já declaradas na seção de nomenclatura, tem-se:

- $\Delta I_{r_k}^s + j\Delta I_{m_k}^s$ é o resíduo da corrente em uma determinada barra k associada à cada fase s do sistema, determinada pelo MICTQ;
- $\Delta I_{r_k}^n + j\Delta I_{m_k}^n$ é o resíduo da corrente em uma determinada barra k associada ao condutor neutro;
- $P_k^{s,sp} + jQ_k^{s,sp}$ é a potência complexa para uma determinada barra k por fase s ;

- $P_{gk}^s + jQ_{gk}^s$ é a potência complexa gerada por uma determinada barra k por fase s ;
- $P_{dk}^s + jQ_{dk}^s$ é a demanda de potência complexa para uma barra k por fase s ;
- $V_{r_k}^s + jV_{m_k}^s$ é a tensão complexa de uma determinada barra k por fase s ;
- $V_{r_k}^n + jV_{m_k}^n$ é a tensão complexa em uma barra k para o condutor neutro n ;
- $V_k^{s,min}$ e $V_k^{s,max}$ são os limites inferior e superior da tensão, respectivamente;
- $\delta_k^{s,min}$ e $\delta_k^{s,max}$ representa os limites superior e inferior do ângulo de tensão;
- $I_{r_k}^s + I_{m_k}^s$ é a corrente complexa em cada barra;
- $I_{r_k}^n + I_{m_k}^n$ é a corrente complexa para o neutro;
- ϕ_k^{max} é o limite máximo do fator de desequilíbrio.

O MICTQ, desenvolvido na referência (PENIDO et al., 2008) e sucintamente descrito no Apêndice B, é usado para o cálculo do fluxo de potência e suas equações são expressas como restrições de igualdade (3.2), (3.3), (3.4), (3.5), (3.6) e (3.7). No método proposto, é necessário que as diferenças entre valores calculados em função dos parâmetros da rede sejam minimizados em relação aos valores correspondentes dados em função das cargas especificadas. Ou seja, deve-se fechar o balanço de carga através dos resíduos de corrente do método MICTQ serem nulos. Dessa forma, as equações trifásicas envolvendo o neutro e cargas desequilibradas são obtidas de maneira adequada e validada por comparação com outros sistemas do IEEE em (PENIDO et al., 2008).

A equação (3.2) é referente à parte real do resíduo de corrente em coordenadas retangulares, e a equação (3.3) é referente à parte imaginária. Em ambos os casos, para cada uma das fases s de cada barra k , a primeira parcela é relativa à corrente especificada em função das potências ativas e reativas representadas por $P_k^{s,sp}$ e $Q_k^{s,sp}$, respectivamente e das partes real ($V_{r_k}^s$) e imaginária ($V_{m_k}^s$) da tensão de fase em relação à tensão de neutro, que também é separada em partes real ($V_{r_k}^n$) e imaginária ($V_{m_k}^n$). A segunda parcela, que é a corrente calculada, leva em consideração os parâmetros da linha (sendo $G_{k,i}^{ss'}$ a condutância e $B_{k,i}^{ss'}$ a susceptância), e a tensão.

Para descrever os resíduos de corrente do condutor de neutro, assim como foi feito para as fases, têm-se as Equações (3.4) e (3.5) separadas em partes real e imaginária, respectivamente. A primeira parcela é a soma das correntes de carga de cada fase da barra referente, onde o sinal negativo representa o fato de o sentido da corrente de neutro ser contrária ao sentido das correntes de fase. A segunda parcela trata da corrente calculada, que depende dos parâmetros dos condutores e cabos.

As equações (3.6) e (3.7) caracterizam as especificações da potência ativa e reativa líquida, respectivamente, em cada barra, que foram apresentadas nas equações (3.2) e (3.3).

Além das equações advindas da formulação do fluxo de potência, as desigualdades (3.8), (3.9), (3.10), (3.11), (3.12), (3.13) e (3.14) são incorporados ao problema de otimização, representando respectivamente: limites inferior e superior para a magnitude de tensão das fases, magnitude de tensão do neutro e ângulo de tensão em cada barra, fator de desequilíbrio, potência ativa e reativa geradas em cada barra com inserção de GD e fluxo reverso de potência na subestação. Note que, nesse último caso, o somatório de todas as cargas do sistema em um dada fase deve ser menor que o montante total de potência gerada pela subestação naquela fase.

Considerando as fases do sistema, a Equação (3.8) delimita os valores de magnitude de tensão, onde as tensões mínimas e máximas permitidas são de 5% em relação à tensão nominal, ou seja, são adotadas como sendo 0,95 e 1,05 pu, onde esses valores encontram-se dentro da faixa de tensão adequada para sistemas de média tensão, em acordo com as normas citadas anteriormente.

A Equação (3.9) estabelece limite para a tensão no condutor de neutro, a qual poderá alcançar um valor de até 10% da tensão nominal associada à cada barra do sistema analisado. Vale ressaltar que, em sistemas equilibrados, espera-se uma tensão de neutro igual ao valor nulo. Essa imposição objetiva padronizar os limites de acordo com as normativas nacionais supracitadas, além de manter a segurança do sistema sob a perspectiva da manutenção dos isolamentos e vida útil de dispositivos conectados à rede.

A abertura angular de cada barra deve excursionar entre -10 e +10 graus. Geralmente, em sistemas de distribuição, a abertura angular ente duas barras adjacentes é pequena. A fim de manter tal característica são adotados esses limites com o propósito de evitar fluxos exacerbados passantes nas linhas o que levaria a uma maior perda por efeito Joule. Mantendo os ângulos entre esses valores, têm-se uma maior controlabilidade da máxima corrente passante no cabo.

O fator de desequilíbrio para cada barra é calculado conforme formulado na equação (3.15) e o limite adotado é de, no máximo 2%, onde a restrição que representa esse limite está descrita na equação (3.11). Vale a pena ressaltar que esse limite está de acordo com os critérios estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST.

A Equação (3.12) representa a restrição cuja função é não permitir que uma determinada unidade geradora exceda os limites de geração de potência ativa impostos a ela, sempre que necessário. No caso da potência reativa, a restrição (3.13) tem a função de limitar seus valores mínimos e máximos, entretanto esse valor varia de acordo com o fator de potência ajustado da GD. Ou seja, para os estudos em que deseja-se analisar

o controle volt/var, a potência reativa associada à cada unidade geradora é obtida em função da potência ativa injetada por ela e pelo fato de potência (fp_i) o qual pode variar entre valores indutivos e capacitivos durante as simulações computacionais.

Por fim, a restrição de desigualdade (3.14) impõe ao problema de otimização que não haja reversão de fluxo de potência na subestação principal. Considerando-se a abordagem trifásica, o somatório de todas as potências injetadas no sistema pelas GDs deve ser menor do que o somatório de potência demandada pelas cargas atendidas pela subestação para cada fase.

A resolução do problema se dá através do método de programação quadrática sequencial (PQS), de solução iterativa com convergência estabelecida pela tolerância de 10^{-3} 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, sendo, essas, portanto, as variáveis a serem otimizadas pelo algoritmo.

3.2 PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQUENCIAL

Um determinado problema de otimização pode ser escrito como expresso nas equações (3.16), em que $f(\mathbf{x})$ é a função objetivo escrita em termos da solução ótima, onde $h(\mathbf{x})$ representam as restrições de igualdade e $g(\mathbf{x})$ são as restrições de desigualdade do problema.

$$\begin{aligned} & \min f(\mathbf{x}) \\ & \text{sujeito a (s.t. :)} \\ & h(\mathbf{x}) = 0 \\ & g(\mathbf{x}) \leq 0 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Com o intuito de eliminar as desigualdades, uma variável de folga s_v é introduzida conforme apresentado em (3.17):

$$\begin{aligned} & \min f(\mathbf{x}) \\ & \text{sujeito a (s.t. :)} \\ & h(\mathbf{x}) = 0 \\ & g(\mathbf{x}) + s_v = 0 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Uma função lagrangiana é então definida com base no problema de otimização conforme expresso na equação (3.18) sendo π e λ os multiplicadores de Lagrange associados

às restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente:

$$L(x, \pi, \lambda, s_v) = f(\mathbf{x}) + \pi^T h(\mathbf{x}) + \lambda^T (g(\mathbf{x}) + s_v) \quad (3.18)$$

A aplicação da condição de otimalidade de primeira ordem leva ao critério (3.19):

$$\nabla_x L = \nabla_{s_v} L = \nabla_\lambda L = \nabla_\mu L = 0 \quad (3.19)$$

Para resolver as equações, o método de pontos interiores (MPI) pode ser usado. No entanto, durante as simulações, observou-se que para a metodologia apresentada o uso do MPI pode levar a soluções inviáveis ou ocasionar a não convergência do problema, devido às características intrínsecas do MICTQ descritas no artigo original (PENIDO et al., 2008) como a não existência de solução estável para alguns casos envolvendo o condutor neutro. Tal fato foi averiguado em diversos testes previamente realizados durante esta pesquisa de mestrado considerando diversos cenários de carga, sistemas, impedâncias de neutro e aterramento.

Alternativamente, para solucionar o problema de otimização, a PQS foi capaz de determinar todas as soluções de maneira prática e mais rápida respeitando todos os limites e restrições.

Nesse caso, o problema de otimização original pode ser reescrito como um subproblema quadrático determinado com base na expansão da série de Taylor conforme descrito nas equações (3.20):

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{x}_t) + \nabla f(\mathbf{x}_t) \Delta \mathbf{x}_t + \frac{1}{2} \nabla^2 f(\mathbf{x}_t) \Delta \mathbf{x}_t^2 \\ \text{sujeito a (s.t. :)} \\ h(\mathbf{x}) + \nabla h(\mathbf{x}_t) \Delta \mathbf{x}_t = 0 \\ g(\mathbf{x}) + \nabla g(\mathbf{x}_t) \Delta \mathbf{x}_t \leq 0 \end{aligned} \quad (3.20)$$

Observe que a função objetivo é linearizada até os termos de segunda ordem da série de Taylor e as desigualdades são expandidas até que os termos de primeira ordem sejam todos linearizados em torno da solução a ser fornecida \mathbf{x}_t , em uma dada iteração t .

A resposta é definida pelo valor exato de $\Delta \mathbf{x}_t$ em uma certa iteração e, então, a solução é atualizada conforme a equação (3.21):

$$\mathbf{x}_{t+1} = \mathbf{x}_t + \Delta \mathbf{x}_t \quad (3.21)$$

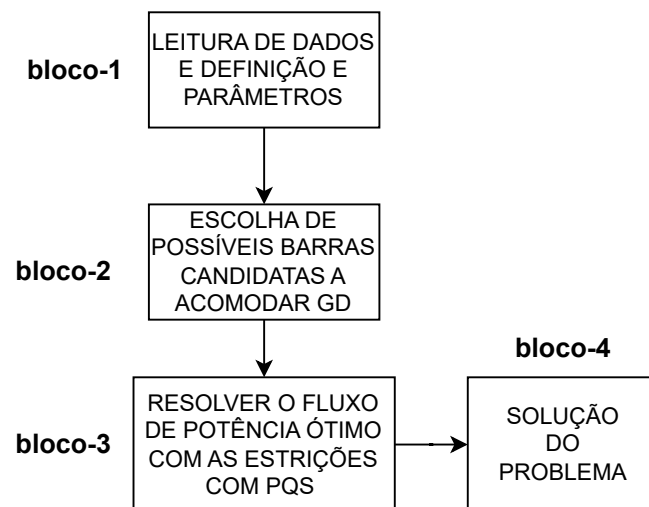
O problema de otimização formulado é resolvido através do uso da *fmincon* do software MATLAB. O resultado fornece os valores das variáveis de estado do problema: magnitudes e ângulos de tensões em todos os barramentos por fase e os valores de potência injetada por cada unidade de geração distribuída.

O vetor de solução \mathbf{x} é composto pelos valores de tensões em cada barra e as potências injetadas em cada barra com GD. As restrições de igualdade, para garantir que as equações algébricas do fluxo de potência são usadas através do MICTQ e para as restrições de desigualdades são considerados limites de tensão de fase, tensão de neutro, desequilíbrio e outros parâmetros elétricos segundo normativas nacionais e especificações técnicas já mencionadas.

3.3 FLUXOGRAMA RESUMITIVO DO MÉTODO

Na Figura 13, tem-se um fluxograma explicativo da metodologia proposta dividida em blocos para facilitar a explicação:

Figura 13 – Fluxograma do método determinístico



Fonte: Própria autoria

- Bloco-1: Nesta etapa são realizadas as leituras dos dados de impedâncias, carga e geração pré-existente caso exista;
- Bloco-2: Neste bloco, são definidas pelo usuário, os possíveis locais para as GDs serem alocadas de acordo com outros artigos referenciados ao longo do texto, ou, em uma abordagem sistêmica, qual o montante de GD que o sistema inteiro acomodaria se todas as barras acomodassem algum tipo de geração, em uma situação extrema;
- Bloco-3: Resolve-se o fluxo de potência ótimo com as restrições de igualdade do MICTQ e com as restrições de desigualdade já declaradas na formulação. A solução se dá

através do uso da Programação Quadrática Sequencial (PQS) como anteriormente explicado;

- Bloco-4: Como solução do problema, tem-se a as variáveis de estado do problema incluindo tensões (magnitudes e fase), a potência ativa a ser injetada em cada barra e em cada fase como solução ótima do algoritmo. Com base no somatório de todas as potências injetadas, pode-se calcular a máxima capacidade de potência, por definição.

4 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS

Para validar o método proposto, neste capítulo são apresentadas as simulações computacionais e as discussões de seus resultados. O primeiro bloco de simulações é realizado no sistema teste de distribuição de média tensão com 33 barras do IEEE, na seção 4.1. Em um primeiro momento, todas as restrições são consideradas e o fator de potência das unidades geradoras é ajustado para o valor unitário. Entretanto, os resultados são divididos em oito seções, conforme listado a seguir, onde há também análises desconsiderando-se o fluxo de potência reverso, alterando-se o fator de potência para análise de inserção de potência reativa e ajustando-se restrições para análises do comportamento sistêmico.

1. Seção 4.1.1: Caso base em que não há inserção de GD;
2. Seção 4.1.2: Inserção de GD em duas barras do sistema;
3. Seção 4.1.3: Inserção de GD em 7 barras do sistema;
4. Seção 4.1.4: Todas as barras do sistema são candidatas a receber GD;
5. Seção 4.1.5: Apresenta o MCH para diferentes alocações de GD;
6. Seção 4.1.6: Apresenta o MCH para diferentes fatores de carga;
7. Seção 4.1.7: Discute o MCH para diferentes impedâncias de aterramento;
8. Seção 4.1.8: Análises considerando injeção de potência reativa.

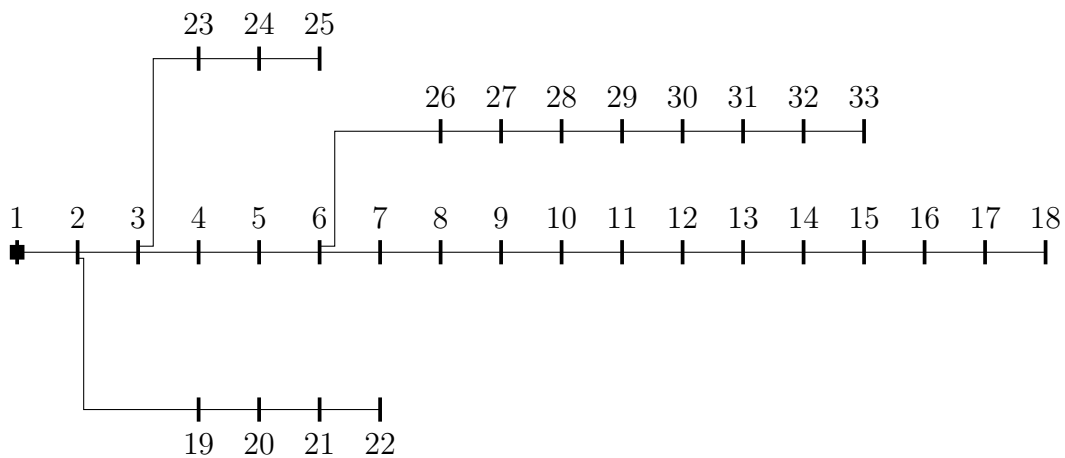
Já no segundo bloco de simulações, que é apresentado na seção 4.2, a metodologia proposta é aplicada a um sistema de distribuição real de média tensão, que é o sistema da Universidade Federal de Juiz de Fora. Para essas simulações todas as barras de carga são possíveis candidatas à inserção de GD e todas as restrições são consideradas. Entretanto, há análises considerando e desconsiderando-se a restrição de reversibilidade de fluxo e ajustando-se algumas restrições para outras análises, que foram separadas em quatro seções:

1. Seção 4.2.1: Caso base em que não há inserção de GD;
2. Seção 4.2.2: Todas as barras do sistema são candidatas a receber GD;
3. Seção 4.2.3: Apresenta o MCH para diferentes fatores de carga;
4. Seção 4.2.4: Discute o MCH para diferentes impedâncias de aterramento;

4.1 SISTEMA TESTE DE 33 BARRAS

O sistema teste de distribuição IEEE com 33 barras, onde 32 barras são de carga, sendo a barra 1 a que representa a subestação, está apresentado na Figura 14. No presente trabalho, os dados do sistema original são adaptados para a forma trifásica incluindo o condutor neutro e desequilíbrio de carga entre as fases. Além dos dados citados, durante as simulações é considerado um valor de 100 ohms para a resistência de aterramento. Esse e outros dados são utilizados conforme a referência (MELO; TEIXEIRA; MINGORANÇA, 2023) e descritos no Apêndice C.

Figura 14 – Sistema teste IEEE 33-barras.



4.1.1 Carga Nominal - Sem inserção de GD

A fim de apresentar os resultados referentes ao caso base, no qual não há unidades de GD instaladas, a simulação é realizada usando o MICTQ da referência (PENIDO et al., 2008). O perfil de tensão do sistema para cada fase a , b e c , bem como os valores da magnitude de tensão de neutro em cada barra podem ser vistos na Figura 15 e na Figura 16, respectivamente.

Considerando os resultados apresentados na Figura 15, é possível notar que na maioria das barras do sistema a magnitude de tensão possui valor abaixo do limite de 0.95 pu, indicando a ocorrência de casos de subtensão. Além disso, é possível observar que o desequilíbrio de tensão e a tensão de neutro aumentam ao longo dos alimentadores, conforme em (MELO; TEIXEIRA; MINGORANÇA, 2023), devido ao aumento de densidade das cargas ao longo dos mesmos e distância da subestação, a qual é representada por uma fonte supridora equilibrada, nestes exemplos.

Voltando a análise para os resultados mostrados na Figura 16, é possível notar que o comportamento da tensão de neutro apresenta-se conforme esperado, tendendo a ser maior à medida que o aumento do desequilíbrio de tensão ao longo dos ramais é observado. Entretanto, nenhum valor ultrapassou o limite imposto de 0,1 pu.

Figura 15 – Perfil de tensão(pu) - caso base

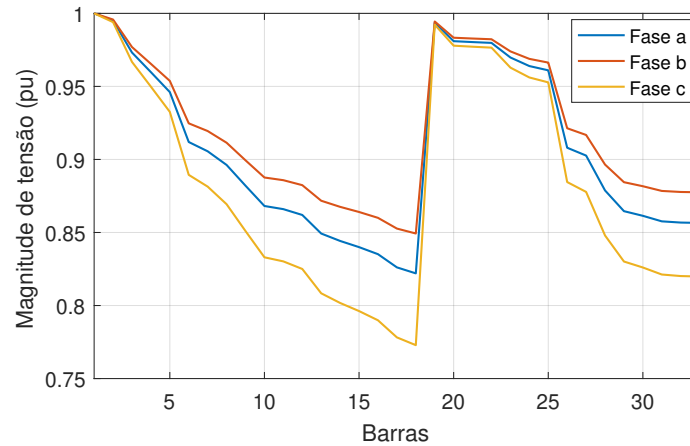
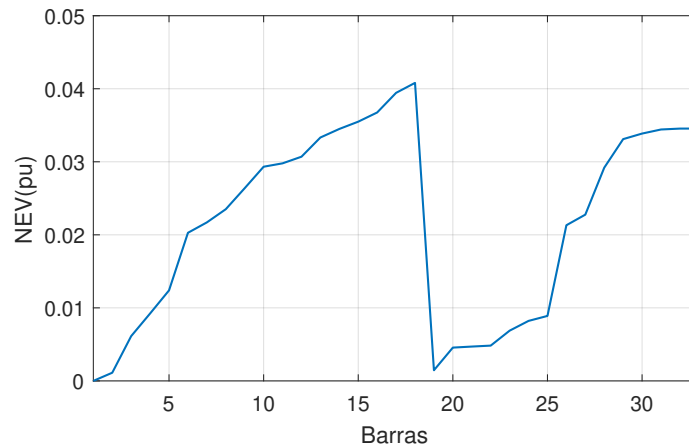


Figura 16 – NEV(pu) - caso base



4.1.2 Unidades de GD nas barras 17 e 32

No caso apresentado nesta Seção, as barras 17 e 32 são escolhidas para alocação de GD. A escolha por tais barras se deve ao fato de estarem localizadas em regiões onde a magnitude de tensão das barras é baixa, que são o final de um ramal lateral e o final do ramal principal. Essas informações podem ser verificadas na Figura 14.

Pelos resultados mostrados na Figura 17, pode-se notar que a inserção do montante máximo de geração no sistema, após a execução do problema de otimização, resulta em uma alteração na magnitude de tensão de todas as fases em todas as barras. Em particular, as barras 17 e 32, onde as GDs estão localizadas, apresentavam subtensão em todas as fases no caso base, e agora alcançam um limite superior de 1,05 pu. Além disso, há uma alteração na fase *c* em relação à fase *a* nas barras 30-33, o que não era observado no caso base. Também se observa uma melhoria no desequilíbrio de tensão existente na rede.

As tensões de neutro não apresentam grandes alterações nos valores, mantendo-se abaixo do limite determinado pelo problema de otimização.

Figura 17 – Magnitude de tensão(pu) - GD em duas barras

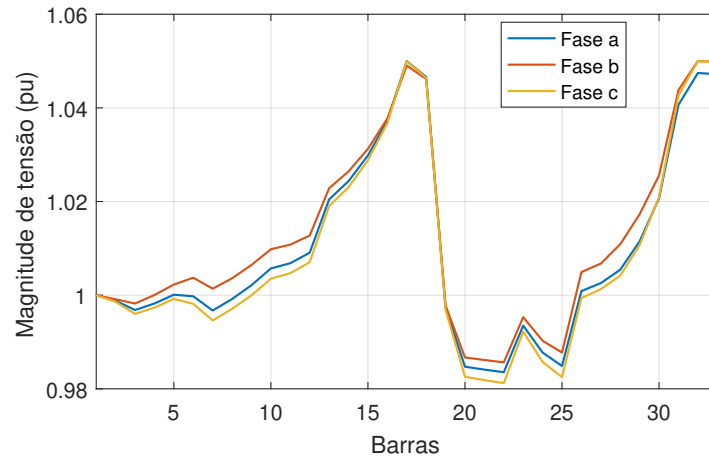
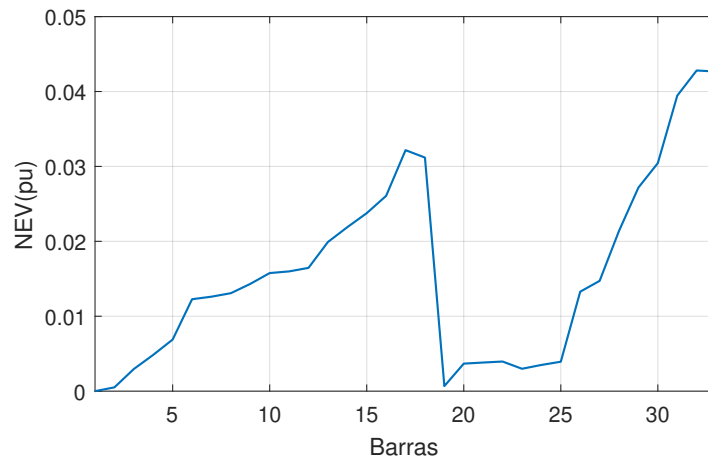


Figura 18 – NEV(pu) - GD em duas barras



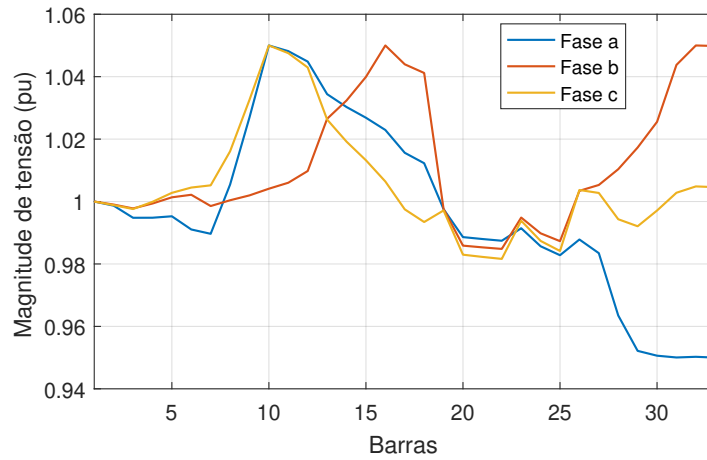
4.1.3 Unidades de GD nas barras 30, 6, 24, 16, 20, 10, 32

Para este caso, as barras escolhidas para inserção de potência mediante conexão de unidades de GD estão de acordo com o resultado de alocação ótima para esse sistema, segundo a referência (CANDELO; HERNANDEZ; SANTANDER, 2017).

Observando a Figura 19, é possível notar que o valor das magnitudes de tensão encontram-se dentro dos limites estabelecidos. Entretanto, a inserção de GD além de resultar em um aumento do desequilíbrio de tensão, causa um valor de tensão de 0,95 pu na fase *a*. Esse fato é curioso pois espera-se que com inserção de GD todas as barras sofram com sobretensão, porém devido ao desequilíbrio e impedâncias mútuas, situações adversas como essas podem ocorrer.

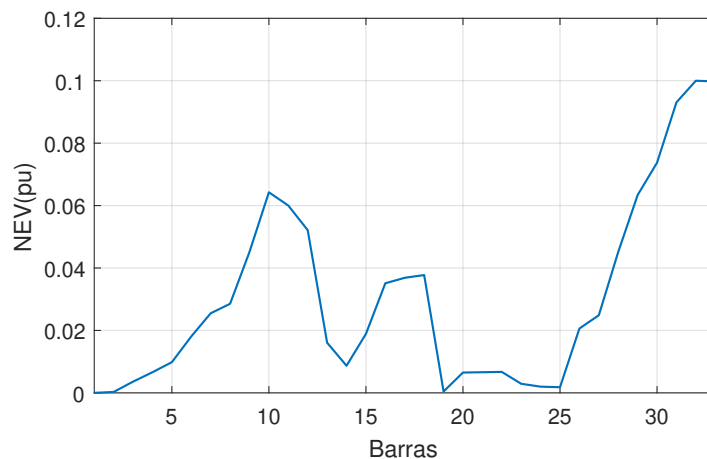
Os valores apresentados na Figura 20 revelam um aumento significativo nas tensões de neutro em algumas barras do sistema. Por exemplo, a tensão da barra 33 atinge o

Figura 19 – Magnitude de tensão(pu) - GD em 7 barras



limite de 0,1 pu imposto pelo problema de otimização. Isso comprova que, mesmo que as unidades de GD com maior participação fossem alocadas de maneira otimizada, seria necessário avaliar diversos critérios relacionados à qualidade de energia, considerando um modelo multifásico. Sem um planejamento adequado na inserção de GD, tensões expressivas podem ser associadas ao condutor neutro, podendo danificar equipamentos como bancos de capacitores, máquinas rotativas e transformadores abaixadores.

Figura 20 – NEV(pu) - GD em 7 barras



4.1.4 Unidades de GD em todas as barras de carga

Neste cenário, todas as barras do sistema se tornam possíveis candidatas para acomodar uma quantidade de potência gerada. É importante ressaltar que a avaliação desse cenário, mais extremo, é necessária no contexto de estudos de MCH, pois permite ao operador e à concessionária atuarem de maneira adequada no sistema, em relação às tomadas de decisão relativas à operação e ao planejamento das redes. Por exemplo, determinando a quantidade de potência ativa que cada barra pode inserir na rede sem

comprometer futuramente a instalação de média tensão, é possível planejar futuros reforços e manutenções de maneira efetiva.

Analisando os resultados para esse cenário, é possível notar, através da Figura 21, que as magnitudes de tensão de todas as barras do sistema apresentam valores dentro da faixa de limites de 0.95 a 1.05 pu estabelecidos pelo problema. No entanto, assim como no caso em que sete barras do sistema alocaram GD, ocorre um aumento no desequilíbrio de tensão em algumas barras do sistema. É importante destacar que, mesmo nesse caso extremo, o problema de otimização convergiu para uma solução factível que respeita todos os limites impostos pelo problema de otimização.

Figura 21 – Magnitude de tensão(pu) - todas as barras candidatas a inserção de GD

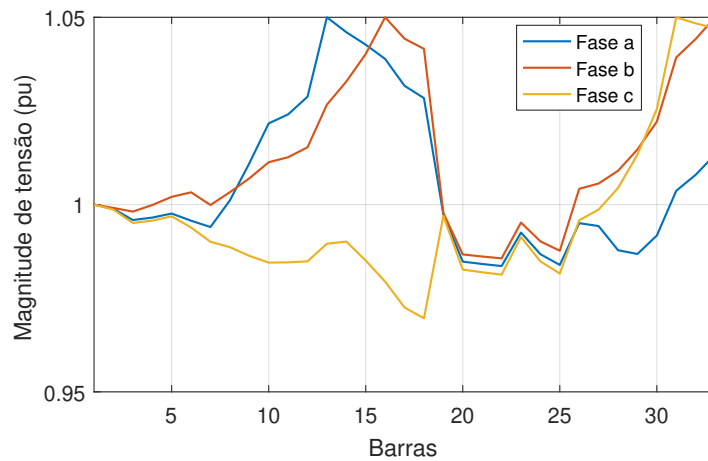
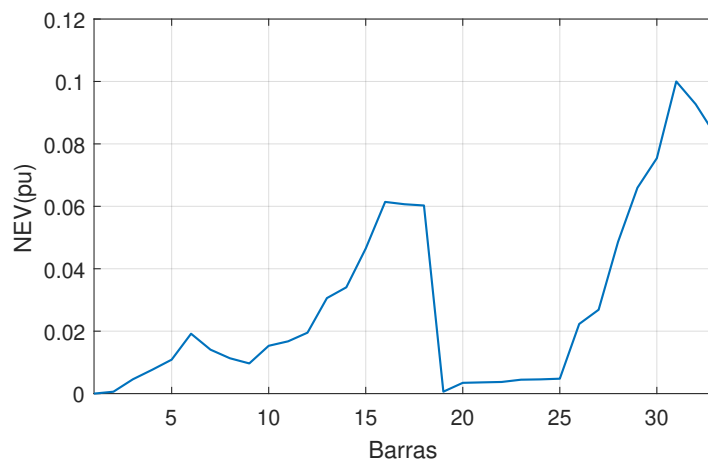


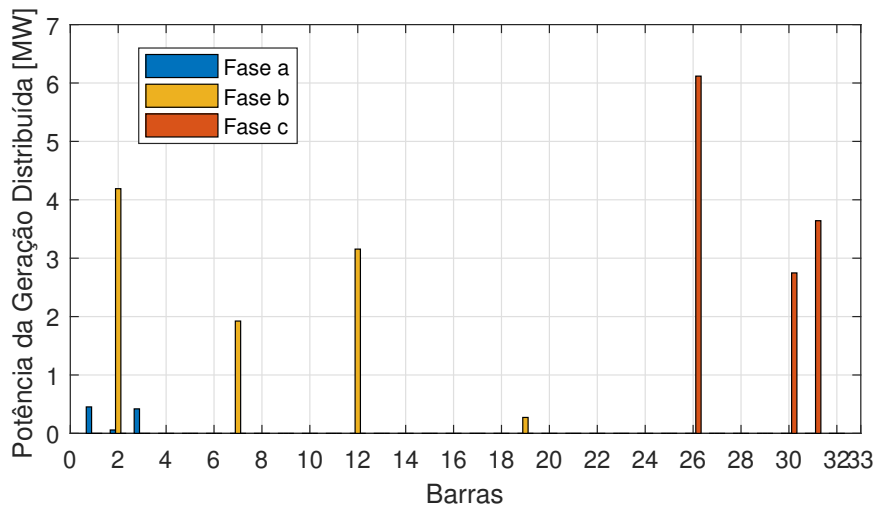
Figura 22 – NEV(pu) - todas as barras candidatas a inserção de GD



Ao observar as tensões de neutro na Figura 22, é possível constatar que algumas barras atingem valores elevados de tensão de neutro, tal como observado em casos anteriores. Esses resultados sugerem que a inserção de GD sem um devido planejamento pode acarretar em grandes desequilíbrios de tensão e altos valores de NEV.

Para calcular a MCH, basta-se somar as potências ativas acomodadas em cada barra do sistema. Entretanto, a fim de mostrar, parcialmente, o resultado da potência gerada em cada barra, tem-se a Figura 23. Note que as injeções de potência ativa são monofásicas ou bifásicas para a grande totalidade das barras, sendo que nem todas as barras acomodam GD de acordo com a própria solução do problema, quando esse visa maximizar a acomodação de potência ativa no mesmo.

Figura 23 – Potências ativas acomodadas em todas as barras e fases do sistema 33 barras



4.1.5 MCH para diferentes alocações de GD

Nesta Seção é apresentada a análise do comportamento de algumas grandezas do sistema em relação à MCH, para cada caso de alocação de GD. Para os casos 1, 3 e 4 foram adotados os cenários citados em seções anteriores, e para o caso 2 foram selecionadas as barras 13, 24 e 30 de acordo com a alocação ótima identificada por (KHASANOV et al., 2019). As tabelas apresentam os valores de MCH, máxima NEV e máximo desequilíbrio de tensão encontrados em cada simulação.

A Tabela 7 apresenta os casos em que a restrição 3.14 é desconsiderada, ou seja, é permitido o fluxo de potência reverso na subestação como em diversos artigos citados na seção de referências bibliográficas. Nota-se que, grande parte dos artigos relacionados à esse tema, não restringem a reversão de fluxo na subestação, sendo esta solução pouco viável do ponto de vista operacional. Mesmo assim, para fins de comparações futuras, tais resultados são apresentados e analisados.

Analisando-se os resultados, nota-se que quanto maior for a quantidade de barras que alocam GD maior é a capacidade de acomodação de geração no sistema. Entretanto, se a potência gerada por essas GDs atingisse valores como o encontrado no caso 4, poderiam

ocorrer severas avarias no sistema, constatando a importância da restrição do fluxo reverso para os estudos de capacidade de hospedagem.

Tabela 7 – MCH desconsiderando a restrição 3.14

Caso	Alocação	MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)
1	17 e 32	22,63	0,039	1,42
2	13-24-30	41,31	0,027	0,92
3	6-10-16-20-24-30-32	65,22	0,044	1,10
4	Todas as barras	343,43	0,020	0,70

Os resultados das simulações considerando todas as restrições propostas neste trabalho são apresentadas na Tabela 8. Observa-se que a restrição de fluxo reverso exerce um impacto significativo na MCH, limitando-a consideravelmente à medida que o número de unidades de GD alocadas no sistema aumenta. Além disso, o máximo desequilíbrio de tensão encontrado no sistema também apresenta um aumento. Vale destacar que a NEV atingiu o limite imposto pelo problema na maioria dos casos, evidenciando que o condutor neutro, a impedância de aterramento e a própria tensão de neutro à terra impactam significativamente os resultados de MCH e devem ser contemplados em análises futuras apresentadas na literatura.

Tabela 8 – MCH considerando a restrição 3.14

Caso	Alocação	MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)
1	17 e 32	22,54	0,043	1,41
2	13-24-30	22,22	0,100	1,71
3	6-10-16-20-24-30-32	23,24	0,100	2,00
4	Todas as barras	22,98	0,100	2,00

4.1.6 MCH considerando diferentes fatores de carga

Nesta Seção é analisada a MCH frente a diferentes carregamentos da rede. Inicialmente foi considerado que o sistema opera com 40% da capacidade nominal, denominada como carga leve. No último valor analisado, a carga está 40% superior à capacidade nominal, considerada como carga pesada. Na Tabela 9 é possível observar os resultados de MCH, máximo valor de NEV e desequilíbrio de tensão. Percebe-se que à medida que o fator de carga aumenta, maior é a MCH. Além disso, para todos os fatores de carga, o desequilíbrio de tensão esbarra no limite máximo e o mesmo acontece com a NEV para a maioria dos casos.

Essas análises reforçam que é necessário, além de averiguar os resultados para a carga nominal, avaliar também o uso de fator de carga do sistema ao longo do dia a fim de evitar problemas de sobretensão e desequilíbrio exacerbados.

Tabela 9 – MCH variando o fator de carga

Fator de carga(pu)	MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)
0,4	13,57	0,100	2,00
0,8	19,85	0,100	2,00
1,0	22,98	0,100	2,00
1,2	26,26	0,044	2,00
1,4	29,28	0,065	2,00

Note que, se as cargas dos sistemas de distribuição fossem todas monitoradas em tempo real através de medições, como discutido em (TALKINGTON et al., 2023), o método proposto seria capaz de fornecer em tempo real o máximo montante de potência a ser acomodada. Em cenários reais, atualmente, não é averiguado o monitoramento de todas as barras da rede de média tensão em tempo real, o que exige que as metodologias propostas na literatura sejam testadas considerando diferentes cenários de operação, fatores de carga e potência.

4.1.7 MCH para diferentes impedâncias de aterramento

A Tabela 10 apresenta o comportamento da NEV e do desequilíbrio de tensão da rede, para diferentes impedâncias de aterramento, baseando-se no carregamento nominal dos sistema para as análises e o caso base (sem geração distribuída e sem o uso da metodologia de otimização proposta).

Pode-se notar que a impedância de aterramento influencia diretamente tanto no valor do desequilíbrio de tensão das fases quanto no valor da tensão do neutro. Quanto maior for essa impedância, maiores valores são encontrados para ambos parâmetros, devendo ser analisados de maneira planejada e controlada para que tais parâmetros estejam sob limites impostos por normas e padrões técnicos.

Tabela 10 – NEV desconsiderando inserção de GD e variando Z_{at}

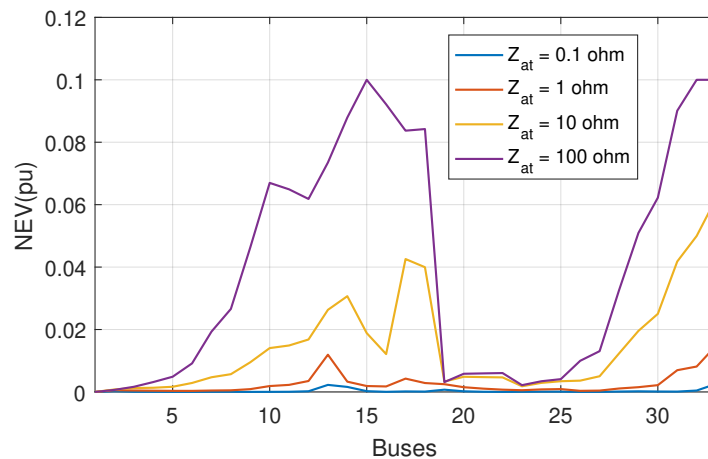
Z_{at} (Ω)	NEV(pu)	ϕ (%)
0,1	0	1,77
1,0	0,019	1,80
10	0,001	2,01
100	0,041	2,94

Considerando a variação da impedância de aterramento do condutor neutro, para o cenário em que todas as barras são possíveis candidatas para a alocação das GDs, é possível observar através da Tabela 11 que à medida que Z_{at} aumenta, a máxima capacidade de hospedagem também aumenta. Esse resultado indica que o sistema é capaz de acomodar uma quantidade maior de geração, atentando-se ao fato de que os limites estão sendo respeitados, uma vez que são modelados como restrições impostas ao problema de otimização.

Tabela 11 – MCH e NEV considerando inserção de GD e variando Z_{at}

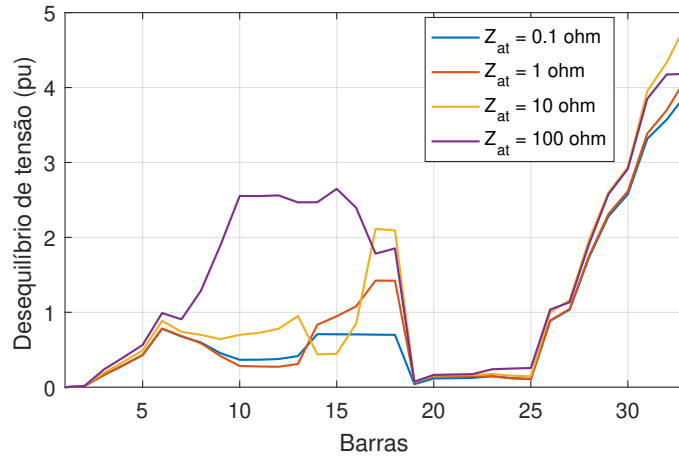
$Z_{at}(\Omega)$	MCH(MW)	NEV(pu)	$\phi(\%)$
0,1	22,24	0,0014	2,00
1	22,31	0,0076	2,00
10	22,35	0,0243	2,00
100	22,98	0,1000	2,00

O máximo valor de NEV encontrado no sistema também aumenta com a variação de Z_{at} . Esse fato ocorre para todas as barras e pode ser melhor observado na Figura 24. No presente cenário, o máximo valor para desequilíbrio de tensão sempre esbarra no limite da restrição.

Figura 24 – Comportamento da NEV com a variação de Z_{at} 

Com o intuito de visualizar o impacto da variação da impedância de aterramento no desequilíbrio de tensão, a restrição 3.11 (referente ao fator de desequilíbrio) é relaxada de forma que o parâmetro possa assumir quaisquer valores acima de zero. Na Tabela 12 estão apresentados os resultados e pode-se notar que o desequilíbrio de tensão é capaz de assumir valores acima do limite permitido caso este parâmetro não fosse modelado no problema de otimização.

Os valores máximos de desequilíbrio encontrados na Tabela 12 chegam a ser mais de duas vezes maiores que o máximo permitido quando a restrição estava ativa. Conforme demonstrado na Figura 25, o desequilíbrio de tensão pode atingir valores acima de 2% em algumas barras do sistema, o que poderia acarretar problemas danosos ao sistema e para a concessionária.

Figura 25 – Comportamento do desequilíbrio de tensão com a variação de Z_{at} Tabela 12 – MCH e NEV com inserção de GD, variando Z_{at} e desconsiderando restrição 3.11

$Z_{at}(\Omega)$	MCH(MW)	NEV(pu)	$\phi(\%)$
0,2	22,41	0,0026	3,91
1,0	22,53	0,0148	4,12
10	22,98	0,0620	4,85
100	23,23	0,1000	4,18

4.1.8 Análises considerando injeção de potência reativa

Como visto ao longo do presente trabalho, a inserção de geração distribuída na rede elétrica é capaz de afetar todo o sistema, em especial a magnitude de tensão, havendo casos em que a mesma aumenta ou diminui, ou seja, alterando todo o perfil de tensão de um alimentador.

Neste contexto, na presente seção é avaliado qual impacto a inserção de potência reativa causa na máxima MCH do sistema. Para isso, são feitas as seguintes considerações:

- Todas as restrições serão consideradas para a simulação;
- Todas as barras de carga poderão sofrer injeção de potência ativa nas três fases;
- Em cada uma das barras um montante de potência reativa, seja ela indutiva ou capacitiva, será inserida também, de acordo com o fator de potência da GD;

Para isto, é considerado que a potência reativa injetada em cada barra está relacionada com a potência ativa que é gerada, onde o sistema opera com o módulo do fator de potência igual a 0,98, sendo esse um valor conservador. Vale lembrar que, nos demais casos em que a unidade geradora não provê potência reativa, o fator de potência é considerado igual ao valor unitário. Além do valor de MCH, é analisado o comportamento da tensão de neutro e do desequilíbrio de tensão do sistema.

4.1.8.1 Potência reativa indutiva

O primeiro caso em que é analisada a inserção de potência reativa, o fator de potência é ajustado para 0,98 indutivo. Os resultados da simulação estão apresentados nas Figura 26 e Figura 27.

Figura 26 – Comportamento da tensão na presença de GD com injeção de potência reativa indutiva

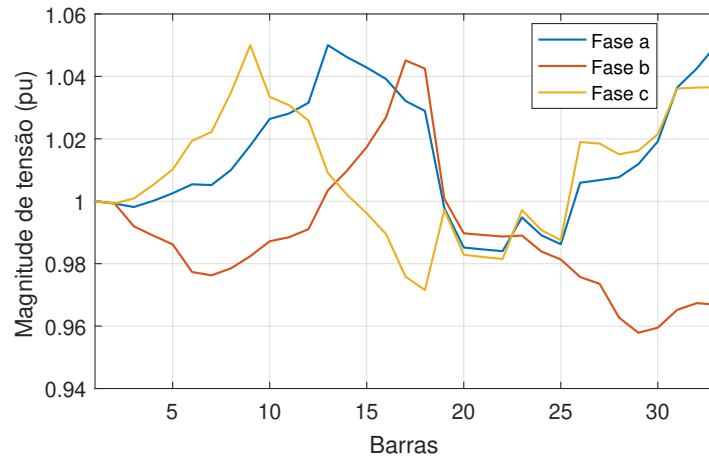
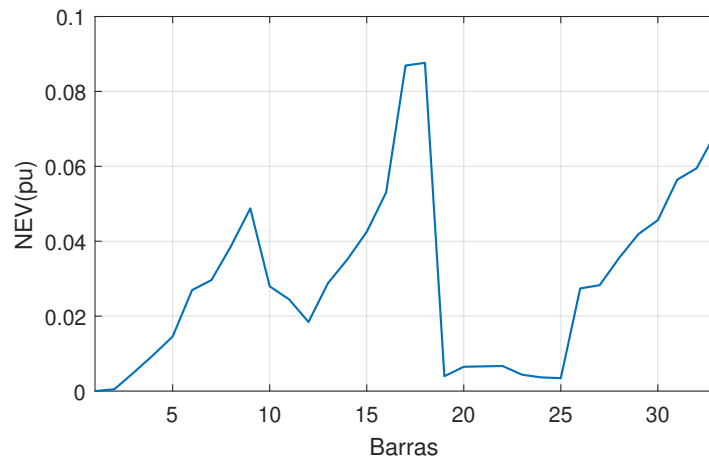


Figura 27 – Comportamento da NEV na presença de GD com a injeção de potência reativa indutiva



Fazendo uma inspeção visual nos resultados da simulação, é possível observar que a presença da potência reativa causa um alto desequilíbrio entre as fases, ao longo de todo o sistema. Uma comparação com o caso apresentado na Seção 4.1.4, em que todas as barras recebem unidades de GD, mostra que em grande parte das barras do sistema a tensão de neutro apresenta valores mais altos que aqueles encontrados na Figura 22, embora nenhum deles tenha alcançado o limite de 10%.

Na Tabela 13 está o MCH encontrado, e como era de se esperar há uma queda nessa valor, quando comparado com o caso anteriormente citado, em que o MCH é de 22,98 MW.

Tabela 13 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão com injeção de potência reativa indutiva

MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)
22,23	0,0876	2,00

4.1.8.2 Potência reativa capacitiva

Neste cenário, o fator de potência é ajustado para 0,98 capacitivo e os resultados da simulação podem ser conferidos nas Figura 28 e Figura 29.

Por inspeção visual é possível observar que a magnitude de tensão encontra-se dentro da mesma faixa de tensão quando comparado com os dois cenários anteriores, o da Seção 4.1.4 e o cenário com injeção de potência reativa indutiva. Além disso, mesmo que o máximo valor encontrado para o desequilíbrio de tensão tenha sido 2%, para a maior parte das barras esse valor se mostrou mais baixo. Em contrapartida, a tensão de neutro, no geral, apresenta valores mais altos.

Figura 28 – Comportamento da tensão com injeção de potência reativa capacitiva

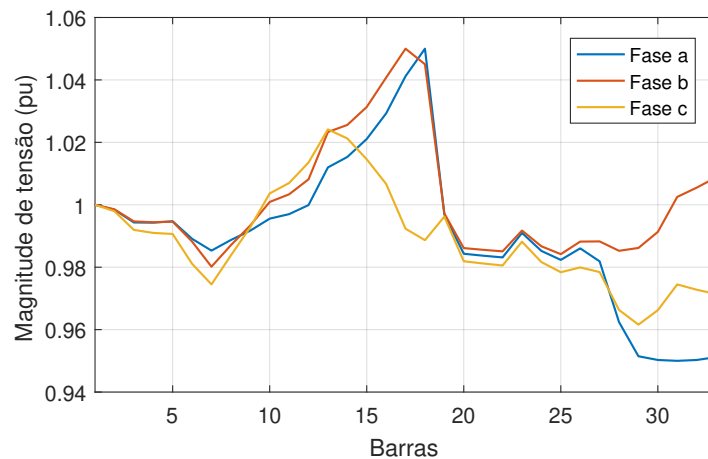
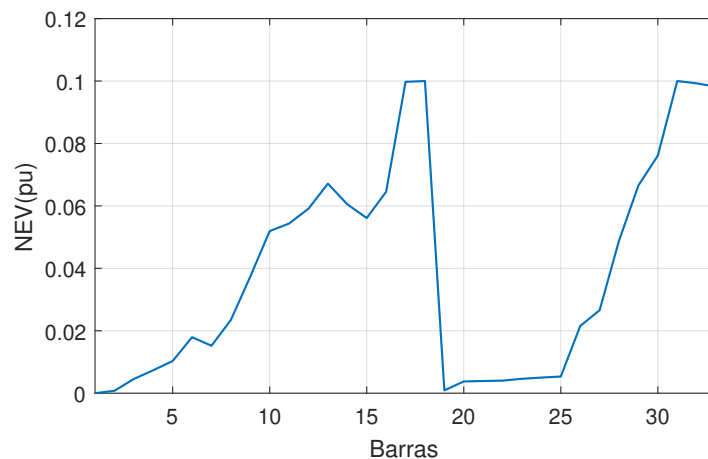


Figura 29 – Comportamento da NEV com a injeção de potência reativa capacitiva



Na Tabela 14 é apresentado o MCH encontrado, mostrando um aumento em relação aos outros dois casos, em que o MCH era de 22,98 MW e 22,23MW.

Tabela 14 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão com injeção de potência reativa capacitiva

MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)
25,04	0,1000	2,00

Note que, a análise da potência reativa associada às unidades de GD permite concluir que, para casos em que a GD opera com fator de potência indutivo uma menor capacidade de hospedagem é calculada em relação ao caso em que o fator de potência é capacitivo.

Tal característica é esperada pois, analisando-se a carga de um sistema de distribuição, nota-se que quanto mais indutiva for a carga, menores são os valores de magnitudes de tensão ao longo do alimentador permitindo acomodar maior quantidade de GD. Em contrapartida, para cargas capacitivas, uma menor quantidade de GD poderia ser acomodada. Analogamente, analisando-se os casos do fator de potência ajustados para as unidades de GD, o contrário deve acontecer, conforme atestado pelos resultados.

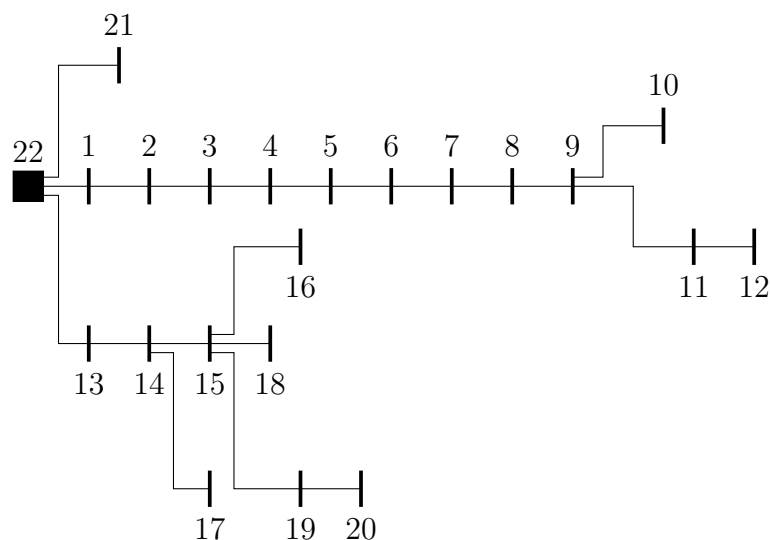
4.2 SISTEMA 22 BARRAS DA UFJF

Baseado nos dados obtidos através de campanhas de medição realizadas na Universidade federal de Juiz de Fora (UFJF), foi possível realizar a modelagem da rede interna da universidade com base nos dados levantados e explorados na referência (MOREIRA et al., 2022) e descritos no Apêndice D desta dissertação.

O diagrama unifilar da rede é apresentado na Figura 30. As linhas conectando barras adjacentes são trifásicas equilibradas a quatro fios e a impedância de aterramento de centros de carga é considerada igual a 100 Ohms. As cargas distribuídas entre as fases A, B e C são consideradas desequilibradas mediante um fator de desequilíbrio utilizado nos testes igual a 1 para a fase A, igual a 0,90 para a fase B e igual a 1,1 para a fase C. Tal consideração foi feita assumindo medições realizadas em campo na UFJF em que foram notadas magnitudes de tensão menores na fase C denotando que essa se encontra com a carga maior em relação às demais. Todos os dados são mostrados no Apêndice D correspondente.

Para se determinar a distância entre os principais centros de carga, foram analisados documentos da instituição, de posse dos profissionais responsáveis, como os croquis contendo o encaminhamento da rede de média tensão, a localização e as distâncias entre os postes de distribuição, as plantas arquitetônicas dos prédios e unidades acadêmicas, avaliadas através do software AutoCad. Os cabos com isolamento XLPE são protegidos de 15kV de alumínio em instalação aérea com seção de 50mm². A partir dessas informações foi possível

Figura 30 – Diagrama Unifilar do Sistema da UFJF 22-barras.



estimar os valores de carga de cada centro de carga e os dados das impedâncias das linhas que os conectam.

A universidade é alimentada pela rede da concessionária CEMIG em 22kV. Da subestação principal, localizada próxima à reitoria e portaria principal derivam três alimentadores a partir de transformadores que abaixam o nível de tensão para 6,6 kV a fim de transportar energia até os principais prédios e centros de carga do campus universitário. Esses centros são representados como barras de carga no sistema modelado respectivamente enumerados, conforme a seguir:

- Barra 22: Subestação principal;
- Barra 1: ICB (Instituto de Ciências Biológicas);
- Barra 2: CGCO (Centro de Gestão do Conhecimento Organizacional);
- Barra 3: Prédios dos cursos de Física e Química;
- Barra 4: Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional;
- Barra 5: Instalações dos cursos de Arquitetura e Engenharia;
- Barra 6: Restaurante Universitário;
- Barra 7: Biblioteca do ICE (Instituto de Ciências Exatas);
- Barra 8: Laboratório Solar;
- Barra 9: Instalações destinadas a atender os cursos do IAD (Instituto de Artes e Design) e Edifício Itamar Franco (salas de aula);
- Barra 10: Centro Regional de Inovação e Transferência de Tecnologia;
- Barra 11: Instalações destinadas a atender o curso da FAEFID (Faculdade de

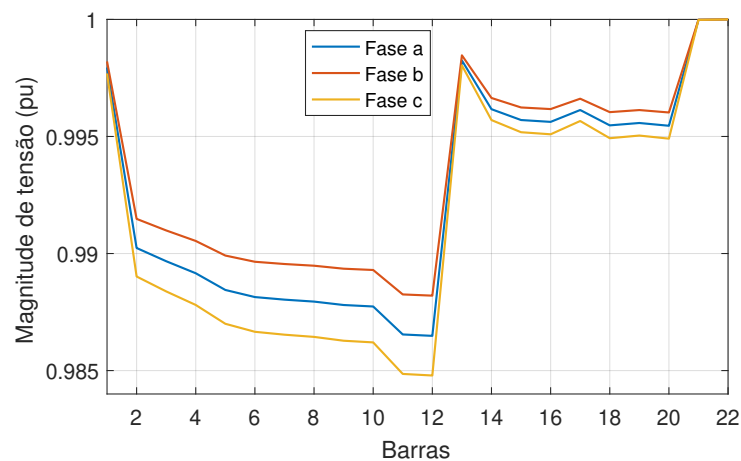
Educação Física);

- Barra 12: Segundo transformador destinado a atender a FAEFID;
- Barra 13: Estação Meteorológica;
- Barra 14: Instalações do ICH (Instituto de Ciências Humanas);
- Barra 15: Instalações destinadas ao curso de Estudos Sociais;
- Barra 16: Iluminação Pública;
- Barra 17: Instalações destinadas a atender o curso de Economia;
- Barra 18: Instalações destinadas a atender o curso de Odontologia;
- Barra 19: Instalações destinadas a atender o curso de Comunicação;
- Barra 20: Bombeiros e Pórtico Sul;
- Barra 21: Instalações destinadas a atender a Reitoria.

4.2.1 Carga nominal - Sem inserção de GD

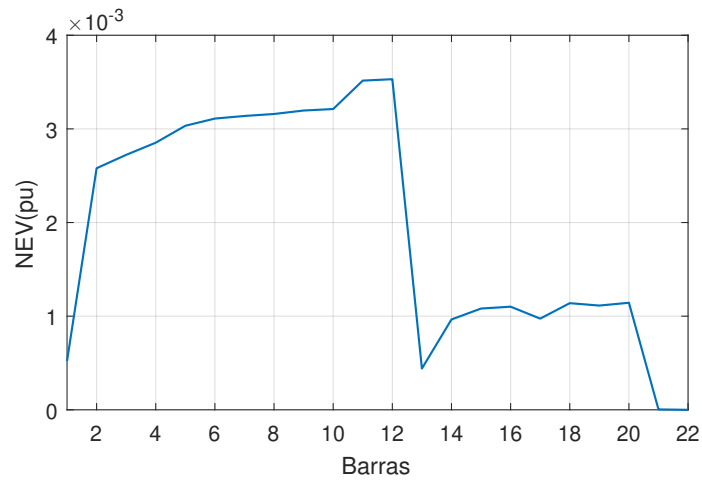
Assim como para o sistema teste de 33 barras, inicialmente são apresentados os resultados para o caso base, em que não há unidades de GD instaladas. Na Figura 31 é possível analisar o perfil de tensão do sistema para as fases *a*, *b* e *c* e na Figura 32 a magnitude de tensão de neutro para cada barra.

Figura 31 – Magnitude de tensão(pu) - Caso base do sistema UFJF



Ao realizar uma inspeção visual, é possível constatar que o sistema apresenta um perfil de tensão satisfatório, onde as tensões de fase possuem valores acima de 0,98 pu. Contudo, é perceptível um leve desequilíbrio entre as fases, onde o maior valor encontrado foi de 0,1467% na barra 12. Observa-se também que, devido ao desequilíbrio, a fase *c* demonstra magnitudes de tensão mais baixas em relação às outras fases, como esperado.

Figura 32 – NEV(pu) - Caso base do sistema UFJF



Adicionalmente, as tensões de neutro apresentam valores significativamente baixos na ordem de grandeza de 10^{-3} pu, o que implica em valores próximos de 6,6 V na prática.

4.2.2 Unidades de GD em todas as barras de carga

Com o objetivo de verificar a aplicabilidade da metodologia proposta e conduzir uma análise sistêmica em um sistema real, serão apresentados os resultados das simulações para o sistema da UFJF com a presença de GD na rede. Inicialmente todas as restrições do problema são consideradas e todas as barras de carga são possíveis candidatas à injeção de potência ativa referente à unidades de GD. É importante ressaltar que o sistema da Universidade já possui unidades de GD instaladas em algumas barras, mas a potência gerada por elas não foi incluída individualmente no modelo deste estudo, uma vez que o objetivo principal é avaliar o montante total que o sistema é capaz de acomodar e o comportamento geral do mesmo.

Figura 33 – Magnitude de tensão(pu) - todas as barras do sistema UFJF candidatas a inserção de GD

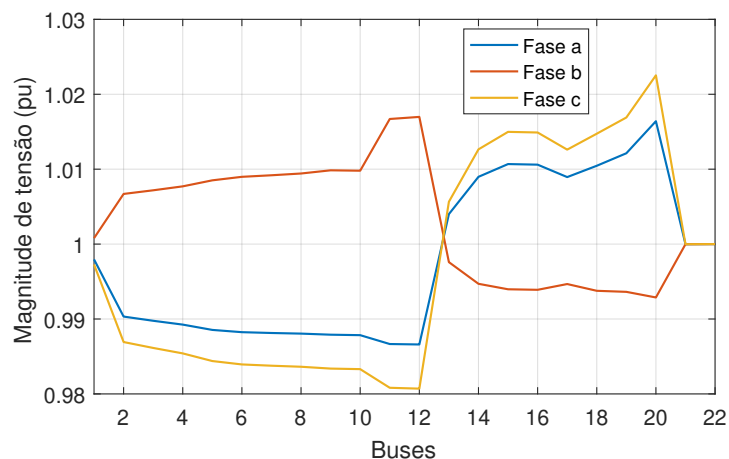
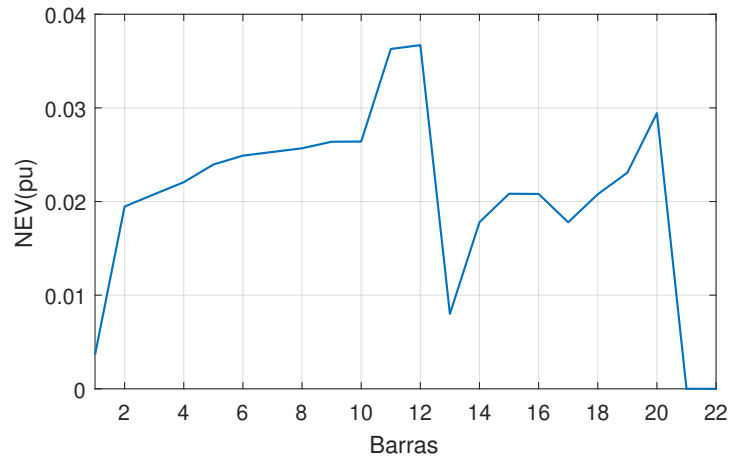


Figura 34 – NEV(pu) - todas as barras do sistema UFJF candidatas a inserção de GD



Com base nos resultados obtidos, o sistema da UFJF é capaz de acomodar $6,3435MW$, obedecendo a todos os limites de qualidade de energia adotados nesse trabalho, conforme evidenciado pela Tabela 15. O máximo valor de NEV encontrado foi de $0,0367$ pu e o desequilíbrio de tensão apresentou valores de, no máximo $1,098\%$. É importante observar que, embora os valores de tensão e desequilíbrio estejam dentro dos limites estabelecidos e sejam relativamente baixos, quando comparados com o caso base demonstram a ocorrência de um aumento, confirmado que a integração de unidades de GD na rede é responsável por esse aumento.

Tabela 15 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão - Todas as barras candidatas a inserção de GD

MCH(MW)	NEV(pu)	$\phi(\%)$
6,3454	0,0367	1,098

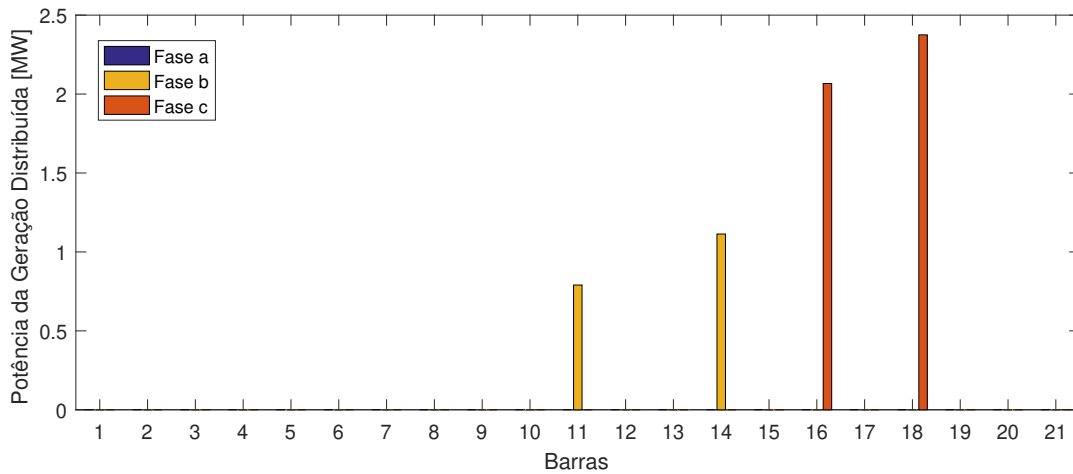
4.2.2.1 Avaliando a inserção de potência ativa na rede

Para maximizar a MCH respeitando todos os limites das restrições, o problema de otimização não alocou GD em todas as barras, como mostra a Figura 35, que apresenta o resultado parcial da potência gerada em cada barra. Observe que nas barras que receberam GD encontra-se apenas unidades monofásicas.

A fim de analisar a MCH e o comportamento do sistema para alocação em todas as barras, a restrição apresentada na Equação 3.12 é modificada, de forma que a potência mínima a ser gerada em cada barra ($P_{gi}^{s,min}$) deve ser maior ou igual a um valor diferente de zero, garantindo que todas as barras irão receber potência ativa de geração distribuída.

A Figura 36 mostra o resultado da simulação, onde observa-se que, de fato, há inserção de potência ativa advinda de GD em todas as barras do sistema. Considerando que as gerações não são equilibradas para todas as barras, é possível dizer que cada barra pode alocar mais de uma unidade de GD, sendo elas monofásicas, bifásicas ou

Figura 35 – Potências ativas acomodadas em todas as barras e fases do sistema da UFJF



trifásicas. Analisando a Tabela 16, nota-se que o valor de MCH apresenta-se menor quando comparado ao resultado anterior. Entretanto, os valores de NEV e desequilíbrio de tensão também diminuíram. Tal resultado sugere que, quando bem planejada, a inserção de GD pode ajudar a minimizar problemas de sobretensão de neutro e diminuir o desequilíbrios de tensão de fase.

Figura 36 – Potências ativas acomodadas em todas as barras e fases do sistema da UFJF - modificando a restrição 3.12

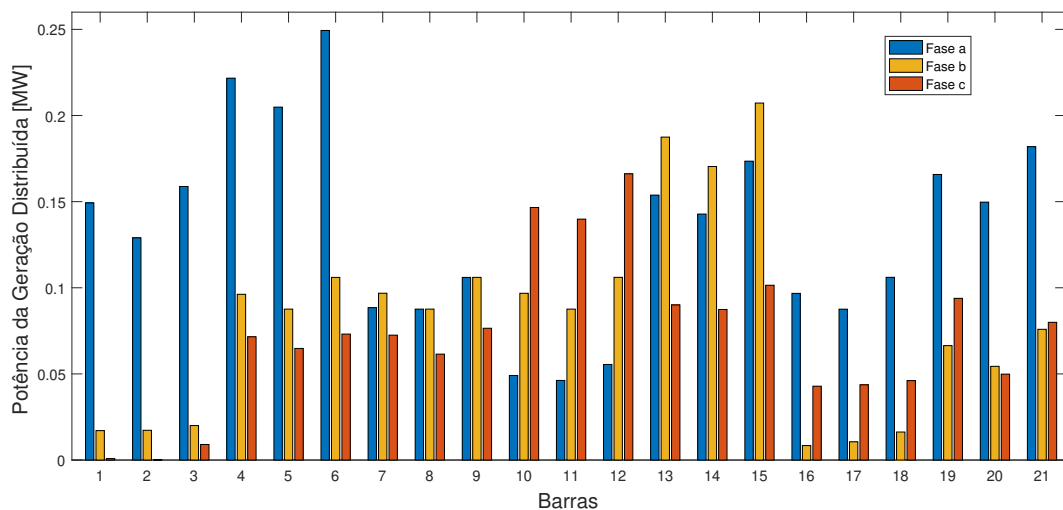


Tabela 16 – MCH, NEV e desequilíbrio de tensão - inserção de GD em todas as barras do sistema UFJF

MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)
6,0438	0,0030	0,0693

4.2.3 MCH considerando diferentes fatores de carga

Neste cenário, foram testados diferentes carregamentos para o sistema, assim como realizado na Seção 4.1.6. Dentre os resultados, são apresentadas duas tabelas: Tabela 18 que desconsidera a restrição 3.14, onde há reversão de fluxo na subestação, e a Tabela 19 em que não há reversibilidade de fluxo. Em ambas situações, observa-se que a MCH aumenta à medida que o carregamento do sistema é incrementado, corroborando observações anteriores.

No caso em que a subestação recebe a reversão de fluxo, os valores de MCH são extremamente maiores do que os encontrados para o outro caso. Contudo, percebe-se uma pequena variação desse valor à medida que o fator de carga é variado no sistema da UFJF, o que não ocorre com o sistema teste de 33 barras. Isso acontece pois a rede da UFJF apresenta valores de tensão mais altos, próximos à tensão nominal, mesmo com o aumento do carregamento, como pode ser conferido na Tabela 17, fazendo com que as magnitudes de tensão rapidamente atinjam o limite superior imposto pelo problema, e sendo essa a restrição que limita o valor da MCH. No caso do sistema de 33 barras, o mesmo não apresenta valores de tensão dentro do limite e quando a rede encontra-se muito carregada as tensões ficam extremamente baixas, abaixo dos limites normatizados, permitindo que o sistema acomode um grande montante de GD. Um outro ponto a se observar, é que quando a restrição de não reversibilidade de fluxo é ativada, a mesma funciona como limitadora da MCH do sistema da UFJF, já que os valores de tensão não atingem o limite de 1,05 pu, vide Tabela 19.

Tabela 17 – Tensão dos sistemas sem inserção de GD variando o fator de carga

	IEEE 33 Barras	UFJF 22 Barras
Fator de carga (pu)	$V_{i_{min}}^{abc}$ (pu)	
0,2	0,7738	0,9959
0,4	0,7877	0,9879
1,0	0,7729	0,9849
1,2	0,6456	0,9817
1,4	0,3191	0,9785

Nos resultados das simulações, apresentados na Tabela 9 da seção mencionada, os valores de NEV e desequilíbrio de tensão, em geral, atingiram os respectivos limites impostos a eles pela metodologia proposta. No entanto, ao analisar as tabelas da presente seção, é possível observar que para o sistema da UFJF esses parâmetros demonstram um comportamento semelhante ao da MCH, eles aumentam de acordo com a variação do fator de carga. Embora esses valores possam ser considerados satisfatórios, os resultados demonstram que o carregamento do sistema é um fator importante a ser analisado, pois pode ser responsável por aumentar desequilíbrios e tensões de neutro a valores perigosos, se esse for o caso.

Tabela 18 – MCH variando o fator de carga para o sistema UFJF - com reversão de fluxo

Fator de carga(pu)	MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)	$V_{i_{max}}^{abc}$ (pu)
0,4	120,53	0,0101	0,1275	1,05
0,8	120,82	0,0114	0,3144	1,05
1,0	120,96	0,0129	0,3727	1,05
1,2	121,11	0,0113	0,4316	1,05
1,4	121,25	0,0138	0,4503	1,05

Tabela 19 – MCH variando o fator de carga para o sistema UFJF - sem reversão de fluxo na SE

Fator de carga(pu)	MCH(MW)	NEV(pu)	ϕ (%)	$V_{i_{max}}^{abc}$ (pu)
0,4	2,4093	0,0028	0,0445	1,0008
0,8	4,8287	0,0033	0,0495	1,0013
1,0	6,3454	0,0367	1,0980	1,0225
1,2	7,6912	0,0442	1,3254	1,0272
1,4	9,0952	0,0522	1,5685	1,0322

4.2.4 MCH para diferentes impedâncias de aterramento

Nesta seção análises são realizadas para o comportamento do sistema, em carga nominal, frente a diferentes valores para a impedância de aterramento. O caso base se refere àquele em que não há inserção de GD, e o caso denominado atual passou pelo problema de otimização, considerando-se inserção de GD em todas as barras.

Os dados encontrados estão apresentados na Tabela 20. Nota-se que, diferente do que ocorre no sistema teste, no caso base não há uma grande mudança nos valores de NEV e desequilíbrio à medida que a impedância de aterramento é variada. Entretanto, para uma mesma impedância, quando os valores de NEV e desequilíbrio são comparados percebe-se que ambos valores apresentam aumento, o que indica que a inserção de geração na rede causou esse aumento, contribuindo com observações anteriores.

Tabela 20 – MCH, NEV e desequilíbrio para o sistema da UFJF variando Z_{at}

Z_{at} (Ω)	MCH (MW)	NEV (pu)		ϕ (%)	
		atual	base	atual	base
0,1	6,3350	0,0335	0,0032	1,088	0,0996
1	6,3403	0,0363	0,0035	1,096	0,1010
10	6,0440	0,0042	0,0035	0,066	0,1012
100	6,3454	0,0367	0,0035	1,098	0,1012

4.3 ANÁLISE DE TEMPO COMPUTACIONAL

Na Tabela 21 são mostrados os tempos computacionais e número de iterações gastas para a resposta da MCH ser obtida através da solução do problema de otimização. São analisadas as respostas fornecidas pelo MPI (Método de Pontos Interiores) e PQS

(Programação Quadrática Sequencial) para análise comparativa. Foram avaliadas diferentes fatores de carga considerando as cargas do sistema multiplicadas por 1 (carga nominal), 1,2 e 1,3.

Para a análise foi utilizado o sistema de 33 barras considerando alocação de unidades de GD nas barras 6, 10, 16, 20, 24, 30 e 32. Notou-se que, para este caso, tanto o MPI quanto o PQS são capazes de fornecer a mesma resposta, porém com tempo computacional bastante diferente. Para os demais casos, o MPI não foi capaz de convergir respeitando todas as restrições, diferentemente do PQS que atendeu sempre todas as restrições e convergiu fornecendo uma resposta factível para o problema de otimização.

Pode-se notar que tanto o número de iterações quanto o tempo computacional são bastante reduzidos quando se utiliza o método proposto de PQS. Quando o fator de carga aumenta, o tempo computacional para se determinar a solução também é aumentado.

Tabela 21 – Comparação de tempo computacional entre método de pontos interiores e programação quadrática sequencial

Fator de carga (pu)	Iterações		Tempo computacional (segundos)	
	MPI	PQS	MPI	PQS
1	35	4	45,37	5,72
1,2	37	5	48,44	5,95
1,4	41	5	55,56	6,71

4.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Esse capítulo foi destinado a apresentar os resultados dos testes feitos no sistema de 33 barras e posteriormente a aplicação da metodologia realizada no sistema real da UFJF, para o cálculo da MCH. Para ambos os sistemas, foi apresentado o caso base que mostra a situação da rede antes de receber as unidades de GD. O sistema teste de 33 barras apresentou um caso base em que as magnitudes de tensão possuíam um valor abaixo dos limites impostos por norma. Em contrapartida, o sistema da UFJF possuía um bom perfil de tensão, com valores próximos à tensão nominal.

Para que as análises fossem conduzidas, diferentes cenários foram considerados para casos com ou sem reversão de fluxo na subestação. Além do resultado da MCH, os parâmetros de magnitude de tensão, tensão de neutro e desequilíbrio de tensão foram analisados. Pode-se concluir que a inserção de GD na rede de distribuição pode trazer benefícios operacionais, como o aumento de tensão em casos de subtensão no alimentador e alívio de carga em momentos de alto carregamento mas também pode contribuir com o aumento de desequilíbrios de tensão e tensões de neutro presentes na rede, evidenciando a necessidade do planejamento da inserção de GD.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo final, são apresentadas as principais conclusões acerca deste trabalho de pesquisa e trabalhos futuros os quais podem ser realizados posteriormente com base no método proposto por esta dissertação.

5.1 CONCLUSÕES

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem alcançado um destaque cada vez maior no Brasil e no mundo. Nesse contexto, a geração distribuída emerge como um modelo de geração descentralizada de energia elétrica que pode trazer grandes benefícios ao sistema elétrico e ao meio ambiente, além de ser uma alternativa viável para os consumidores que desejam produzir a própria energia, tornando-a competitiva em relação às gerações tradicionais centralizadas. Essa mudança de paradigma tem impulsionado o crescimento e a adoção do uso de REDs, trazendo com ele uma grande complexidade operacional e de planejamento para o sistema. Sendo assim, fica evidente a importância dos estudos acerca do comportamento do sistema de distribuição frente à alta penetração de REDs, em especial a geração distribuída que é o assunto central abordado neste trabalho, bem como a necessidade de se calcular o montante máximo de geração que a rede é capaz de acomodar.

Diante disso, essa dissertação teve como objetivo o cálculo da máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas elétricos de distribuição, a partir de um problema de otimização determinístico, considerando os limites de tensão de fase e neutro, desequilíbrio de tensão e não reversão de fluxo na subestação como índices de desempenho. Durante as simulações no sistema teste IEEE 33 barras, foram considerados variados cenários, a fim de se analisar a metodologia proposta e avaliar o comportamento do sistema: considerando e desconsiderando-se a reversão de fluxo para que seus resultados fossem comparados; o resultado do MCH para diferentes fatores de carga; MCH para diferentes alocações de GD; variação da impedância de aterramento para análise da sua influência na MCH. Além disso, considerou-se a utilização da tecnologia dos inversores inteligentes na injeção de potência reativa no sistema e sua influência na máxima capacidade de hospedagem. Posteriormente foram realizadas algumas simulações no sistema da UFJF, cujos dados reais foram obtidos através de campanhas de medição realizadas na instituição.

Durante o levantamento bibliográfico, constatou-se uma carência de trabalhos envolvendo capacidade de hospedagem, que abordassem sistemas trifásicos multi-aterrados, ou seja, levando em consideração a modelagem do condutor neutro e aterramento de cada barra. Sendo assim, a principal contribuição deste trabalho é a utilização do método de injeção de correntes trifásico a quatro fios (MICTQ) como restrições de igualdade do problema de otimização para cálculo da máxima capacidade de hospedagem em sistemas

elétricos de distribuição desequilibrados.

É sabido que, as redes de distribuição possuem característica intrínseca de fases desequilibradas, ocasionada pelo grande número de cargas monofásicas ou bifásicas conectadas. Durante esse estudo, alguns casos apresentaram uma intensificação do desequilíbrio de tensão quando há integração da geração distribuída com a rede. Sabe-se também que o desequilíbrio é uma das consequências da tensão de neutro ser diferente de zero. Diante disso, os resultados demonstram que a inserção de GD pode ocasionar níveis elevados de tensão de neutro e, mesmo que esses valores estejam dentro dos limites permitidos, é crucial considerar que, dependendo da tensão nominal da rede, eles podem atingir patamares que resultariam em danos significativos à infraestrutura da rede, aos equipamentos e representariam riscos consideráveis tanto para seres humanos quanto para animais.

Além disso, muitos trabalhos na literatura desconsideram a restrição de não reversibilidade do fluxo na subestação, sendo possível comprovar através dos resultados apresentados que a MCH encontrada para os casos em que o fluxo reverso é permitido, não atinge valores viáveis do ponto de vista operacional, pois podem ser extremamente altos. Quanto maior for a quantidade de GD inserida, mais a tensão e o fluxo reverso irão se elevar. Tais situações podem causar grandes prejuízos para a rede, como atuação indevida dos sistemas de proteção, queima de equipamentos e deterioração dos índices de qualidade de energia. Sendo assim, uma outra contribuição deste trabalho é mostrar o impacto que a ausência desta restrição pode causar nos resultados das simulações e suas interpretações.

Uma análise da variação da quantidade e localização das unidades de GD instaladas permite concluir que a MCH é maior quanto maior for o número de unidades de GD, reforçando a relevância desse estudo. Fica evidente a importância de as concessionárias se planejarem levando em consideração a tendência de aumento do número de unidades de GD e a possibilidade de todas as barras de um determinado sistema receberem instalações, já que isso acarreta em uma maior complexidade do sistema, exigindo adaptações à rede para acomodar essas mudanças e métodos confiáveis para calcular o montante de inserção de GD que a rede suporta.

Ao variar o carregamento do sistema, foi possível observar que o MCH apresentou uma variação crescente à medida que o nível de carga do sistema aumentava. Quando o sistema encontrava-se em situação de carga leve, o MCH era menor que para o sistema com carga nominal, enquanto o sistema em carga pesada apresentou um MCH maior. Isso acontece pois ao aumentar a carga do sistema as tensões tendem a diminuir, permitindo que mais geração seja acomodada no sistema. Sendo assim, a geração próxima ao consumo pode colaborar para o alívio de carga em momentos de alta demanda do sistema e também pode ser uma boa estratégia de aumento de tensão em casos de subtensão, principalmente em fins de ramais que geralmente apresentam grandes quedas de tensão. Entretanto, essas estratégias são interessantes ao sistema, desde que a penetração de GD não seja tão

exacerbada a ponto de avariar o sistema.

Por fim, em relação ao tempo computacional, o método proposto se torna extremamente vantajoso pois é capaz de fornecer respostas viáveis que atendem todas as restrições impostas ao problema de otimização em menos de 10 segundos. O uso da programação quadrática sequencial se mostrou uma excelente ferramenta para contornar problemas de zonas de não convergência do fluxo de potência envolvendo o condutor neutro, permitindo que a resposta seja sempre obtida dentro dos limites impostos pelas restrições maximizando a MCH.

Especificamente em relação ao caso de estudo do sistema da UFJF, (MOREIRA et al., 2022) encontrou resultados muito semelhantes para a MCH mesmo partindo do pressuposto de uma modelagem monofásica. Em termos gerais, permitindo-se fluxo reverso tem-se uma MCH de 22 MW e média e, desconsiderando o fluxo reverso e sendo mais restritivo e seguro, a MCH seria da ordem de 6MW sem deteriorar a qualidade de energia.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho abordou a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas trifásicos a quatro fios considerando desequilíbrio de tensão e fluxo reverso de potência por meio de um método determinístico. Para trabalhos futuros, a partir da metodologia desenvolvida neste trabalho, propõe-se:

- Analisar a capacidade hospedagem considerando sistemas de monitoramento baseados em estimação de estados;
- Analisar a capacidade de hospedagem considerando microrredes com variações de frequência assumindo a conexão de veículos elétricos, armazenamento de energia e GDs;
- Modelagem de equipamentos reguladores de tensão, retificadores, inversores de frequência e outros alocados otimamente e destinados ao controle de tensão em redes trifásicas desequilibradas;
- Análises estocásticas considerando as faixas de tensão crítica, precária e adequada estabelecidas pelo PRODIST;
- Utilizar *softwares* comerciais como o OpenDss para comparar os resultados de MCH.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABGD. **Geração própria de energia elétrica atinge 20 GW e impulsiona o Brasil no ranking mundial de energia solar.** 2023.

url<https://www.abgd.com.br/portal/geracao-propria-de-energia-eletrica-atinge-20-gw-e-impulsiona-o-brasil-no-ranking-mundial-de-energia-solar/>.

ALI, Abdelfatah; MAHMOUD, Karar; LEHTONEN, Matti. Maximizing hosting capacity of uncertain photovoltaics by coordinated management of OLTC, VAR sources and stochastic EVs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 127, p. 106627, 2021.

AMARAL, Volmir Ribeiro do; BUTTENBENDER, Pedro Luis; THESING, Nelson José. NOVO MARCO LEGAL À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:: UMA ABORDAGEM DAS PRINCIPAIS MUDANÇAS. **Anais do Simpósio Latino-Americano de Estudos de Desenvolvimento Regional**, v. 3, n. 1, 2023.

BAJAJ, Mohit; SINGH, Amit Kumar. Hosting capacity enhancement of renewable-based distributed generation in harmonically polluted distribution systems using passive harmonic filtering. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 44, p. 101030, 2021.

BOLLEN, Math; HÄGER, Mats. Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. **Leonardo Energy**, 2005.

BOLLEN, Math HJ; HASSAN, Fainan. **Integration of distributed generation in the power system.** John wiley & sons, 2011.

BOLLEN, Math HJ; RÖNNBERG, Sarah K. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 10, n. 9, p. 1325, 2017.

BRAGA, Mateus Dias. Capacidade de Hospedagem de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída Utilizando o OpenDSS., 2019.

CANDELO, John E; HERNANDEZ, Helman E; SANTANDER, Alcides R. A hybrid bat-inspired algorithm with harmony search to locate distributed generation. **Revista Espacios**, v. 38, n. 57, 2017.

CHATHURANGI, D et al. Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAR and Volt-Watt control strategies. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 177, p. 1063–1075, 2021.

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.

ClAVARELLA, Roberto et al. Smart Grids for the Efficient Management of Distributed Energy Resources. **Technologies for Integrated Energy Systems and Networks**, Wiley Online Library, p. 215–238, 2022.

COOGAN, Kyle et al. Locational dependence of PV hosting capacity correlated with feeder load. In: IEEE. 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition. 2014. P. 1–5.

CUNDEVA, Snezana; BOLLEN, Math; SCHWANZ, Daphne. Hosting capacity of the grid for wind generators set by voltage magnitude and distortion levels. IET, 2016.

DE CASTRO, Nivalde; DANTAS, Guilherme. Geração distribuída: Experiências Internacionais e análises comparadas. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico**, p. 200.

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

E. MULENGA, M. H. Bollen; N. ETHERDEN, s. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 115, p. 105445, 2020.

EPE. **Balço Energético Nacional - Relatório Síntese 2023 Ano base 2022**. 2023. <http://www.epe.gov.br>.

_____. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Micro e Minigeração Distribuída e Baterias**. 2022. <http://www.epe.gov.br>.

_____. **Mudanças Climáticas e Transição Energética**. 2023.

<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/clima-e-energia>. Acesso em 03/05/2023.

GARCIA, Paulo AN et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 15, n. 2, p. 508–514, 2000.

GUSH, Teke et al. Optimal Smart Inverter Control for PV and BESS to Improve PV Hosting Capacity of Distribution Networks Using Slime Mould Algorithm. **IEEE Access**, v. 9, p. 52164–52176, 2021.

HAESSEN, Edwin et al. Hosting capacity for motor starting in weak grids. In: IEEE. 2005 International Conference on Future Power Systems. 2005. 6–pp.

IEA. **World Energy Outlook 2022**. IEA, Paris, France, 2022.

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.

JIANG, Jian. **Elevated Neutral-to-earth voltage in distribution systems including harmonics**. 2006. Tese (Doutorado) – Clemson University.

- KHASANOV, Mansur et al. Allocation of Distributed Generation in Radial Distribution Networks Using an Efficient Hybrid Optimization Algorithm. In: IEEE. 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia). 2019. P. 1300–1305.
- KIM, Insu; HARLEY, Ronald G. Examination of the effect of the reactive power control of photovoltaic systems on electric power grids and the development of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 180, p. 106130, 2020.
- KOIRALA, Arpan et al. Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 155, p. 111899, 2022.
- LAZAR, Jim et al. **Teaching the "duck" to Fly**. Regulatory Assistance Project, 2016.
- LOPES, Mariana Granzoto. Análise dos impactos técnicos resultantes da variabilidade de geração de curto prazo de sistemas fotovoltaicos. **UNICAMP, Campinas, SP**, 2015.
- MAGALHA, Felipe LS et al. Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica através do Particle Swarm Optimization. In: 1. SIMPÓSIO Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI. 2021. v. 1.
- 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.
- MELO, Igor D.; TEIXEIRA, Mariana O.N.; MINGORANÇA, Jeanderson S. Neutral-to-Earth Voltage (NEV) and state estimation for unbalanced multiphase distribution systems based on an optimization model. **Electric Power Systems Research**, v. 217, p. 109123, 2023.
- MELO, Igor Delgado de; JUNIOR, Heitor Magno Rodrigues;
- OLIVEIRA, Mariana Escarati de. Maximum hosting capacity of distributed generation in three-phase distribution systems: an approach based on an optimization model. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 1, p. 7425–7443, 2021.
- MOREIRA, Vinicius Rodrigues Diogo et al. Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída no sistema de distribuição da UFJF usando estimação de estados. **Principia: Caminhos da Iniciação Científica**, v. 22, 2022.
- NADERI, Yahya et al. An overview of power quality enhancement techniques applied to distributed generation in electrical distribution networks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 93, p. 201–214, 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.

- PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. 2014. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo.
- PENIDO, Debora Rosana Ribeiro et al. Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 23, n. 2, p. 494–503, 2008.
- PESQUISA ENERGÉTICA, EPE Empresa de. Recursos energéticos distribuídos: impactos no planejamento energético. **Rio de Janeiro: EPE**, 2018.
- PRODIST. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 8**. 2021. Versão 10.
- ROBERTA, RB et al. Estratégia de Controle Volt/Var para Redes de Distribuição Inteligentes. In: 1. CONGRESSO Brasileiro de Automática-CBA. 2020. v. 2.
- AL-SAAD, Hassan; ZIVANOVIC, Rastko; AL-SARAWI, Said F. Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 5, p. 2519–2532, 2017. DOI: 10.1109/TII.2017.2698505.
- SAKAR, Selcuk et al. Integration of large-scale PV plants in non-sinusoidal environments: Considerations on hosting capacity and harmonic distortion limits. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 82, p. 176–186, 2018.
- SANTOS, Ivan Nunes; ISSA, Laura Elisa. Calculando a capacidade de hospedagem da rede com vistas à inserção de geração distribuída no tocante às distorções harmônicas. In: CONFERÊNCIA de Estudos em Engenharia Elétrica (XII CEEL), Universidade Federal de Uberlândia–UFU, Uberlândia. 2014.
- SHAYANI, Rafael Amaral. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição, 2010.
- 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.
- TALKINGTON, Samuel et al. A measurement-based approach to voltage-constrained hosting capacity analysis with controllable reactive power behind-the-meter. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 221, p. 109395, 2023.
- VALE, Glauber 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. **Repositório da Universidade Federal de Juiz de Fora**, UFJF, dissertação de mestrado, 2022.
- YU, Bolin et al. Drivers of renewable energy penetration and its role in power sector's deep decarbonization towards carbon peak. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 178, p. 113247, 2023.

YUAN, Jingyi; WENG, Yang; TAN, Chin-Woo. Determining maximum hosting capacity for PV systems in distribution grids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 135, p. 107342, 2022.

APÊNDICE A – Método de Injeção de Correntes Trifásico

O método de injeção de corrente trifásico (MICT) é apresentado em (GARCIA et al., 2000). Este método representa uma nova formulação para o algoritmo do fluxo de potência tradicional, onde as potências ativa e reativa são calculadas em função das magnitudes de tensão e ângulos, ambos em coordenadas polares.

O MICT é formulado com base em equações de injeção de corrente calculada, expresso em termos dos barramentos de tensão, em coordenadas retangulares (partes real e imaginária).

A partir da Equação (A.1), é possível separar a corrente nodal em partes real e imaginária, como apresentado nas Equações (A.2) e (A.3).

$$\dot{I}_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s - j(Q_k^{esp})^s}{(V_k^s)^*} \quad (\text{A.1})$$

$$I_{re_k}^s = \frac{P_k^{esp,s} V_{re_k}^s + Q_k^{esp,s} V_{im_k}^s}{(V_{re_k}^s)^2 + (V_{im_k}^s)^2} \quad (\text{A.2})$$

$$I_{im_k}^s = \frac{P_k^{esp,s} V_{im_k}^s - Q_k^{esp,s} V_{re_k}^s}{(V_{re_k}^s)^2 + (V_{im_k}^s)^2} \quad (\text{A.3})$$

Também é possível calcular a injeção de corrente a partir do vetor $\underline{\mathbf{I}}^{abc}$, de acordo com o sistema (A.4), em que \mathbf{Y}^{abc} é a matriz de admitância que engloba as admitâncias da rede e $\underline{\mathbf{V}}^{abc}$ é o vetor de tensão.

$$\underline{\mathbf{I}}^{abc} = \mathbf{Y}^{abc} \underline{\mathbf{V}}^{abc} \quad (\text{A.4})$$

É possível escrever a equação em coordenadas retangulares (dividida em partes real e imaginária) como representado pela Equação (A.5) e pelo sistema matricial (A.6) a ser resolvida pelo método direto.

$$\underline{\mathbf{I}}_{re}^{abc} + j\underline{\mathbf{I}}_{im}^{abc} = (\mathbf{G}^{abc} + j\mathbf{B}^{abc})(\underline{\mathbf{V}}_{re}^{abc} + j\underline{\mathbf{V}}_{im}^{abc}) \quad (\text{A.5})$$

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_{im}^{abc} \\ \underline{\mathbf{I}}_{re}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}^{abc} & \mathbf{G}^{abc} \\ \mathbf{G}^{abc} & -\mathbf{B}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{V}}_{re}^{abc} \\ \underline{\mathbf{V}}_{im}^{abc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

É possível calcular os valores reais e imaginários das correntes nodais como apresentado por (A.7) e (A.8).

$$I_{re_k}^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \varphi_p} (G_{km}^{st} V_{re_m}^t - B_{km}^{st} V_{im_m}^t) = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$I_{im_k}^s = \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \varphi_p} (G_{km}^{st} V_{im_i}^t + B_{km}^{st} V_{re_m}^t) = 0 \quad (\text{A.8})$$

onde, $s, t \in \varphi_p$ e $\varphi_p = \{a, b, c\}$. O índice Ω_k representa o conjunto de barramentos diretamente conectados à barra k , incluindo a própria barra k .

A diferença entre as correntes real e imaginária calculadas e seus valores especificados correspondentes em (A.2) e (A.3) deve ser igual a zero, como é expresso nas Equações (A.9), (A.10), (A.11) e (A.12).

$$\Delta I_{re_k}^s = 0 \quad (\text{A.9})$$

$$\Delta I_{im_k}^s = 0 \quad (\text{A.10})$$

$$\frac{P_k^{esp,s} V_{re_k}^s + Q_k^{esp,s} V_{im_k}^s}{(V_{re_k}^s)^2 + (V_{im_k}^s)^2} - \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \varphi_p} (G_{km}^{st} V_{re_m}^t - B_{km}^{st} V_{im_m}^t) = 0 \quad (\text{A.11})$$

$$\frac{P_k^{esp,s} V_{im_k}^s - Q_k^{esp,s} V_{re_k}^s}{(V_{re_k}^s)^2 + (V_{im_k}^s)^2} - \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t \in \varphi_p} (G_{km}^{st} V_{im_i}^t + B_{km}^{st} V_{re_m}^t) = 0 \quad (\text{A.12})$$

Uma vez que o sistema contém equações não lineares, a solução é obtida de modo iterativo pelo método Newton-Raphson, como apresentado em (A).

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{I}_{im}^a \\ \Delta \underline{I}_{im}^b \\ \Delta \underline{I}_{im}^c \\ \Delta \underline{I}_{re}^a \\ \Delta \underline{I}_{re}^b \\ \Delta \underline{I}_{re}^c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^c} \\ \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^c} \\ \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^c} \\ \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^c} \\ \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^c} \\ \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \underline{V}_{re}^a \\ \Delta \underline{V}_{re}^b \\ \Delta \underline{V}_{re}^c \\ \Delta \underline{V}_{im}^a \\ \Delta \underline{V}_{im}^b \\ \Delta \underline{V}_{im}^c \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

A solução é obtida a partir pelo método iterativo de Newton-Raphson, onde o vetor de tensão é atualizado a cada iteração h assim como descrito nas Equações (A.14) e (A.15):

$$\left(\underline{V}_{re_k}^{abc}\right)^{(h+1)} = \left(\underline{V}_{re_k}^{abc}\right)^{(h)} + \left(\Delta \underline{V}_{re_k}^{abc}\right)^{(h)} \quad (\text{A.14})$$

$$\left(\underline{V}_{im_k}^{abc}\right)^{(h+1)} = \left(\underline{V}_{im_k}^{abc}\right)^{(h)} + \left(\Delta \underline{V}_{im_k}^{abc}\right)^{(h)} \quad (\text{A.15})$$

As maiores vantagens do uso do método de injeção de corrente trifásico são a rápida convergência do processo, a robustez no cálculo de quantidades elétricas em sistemas de distribuição trifásicos considerando cargas desbalanceadas e o fato de os elementos fora da diagonal, na matriz Jacobiana, permanecerem constantes durante o processo iterativo para encontrar a solução.

APÊNDICE B – RESUMO DO MICTQ

O método de injeção de corrente trifásico a quatro fios (MICTQ) é apresentado em (PENIDO et al., 2008). Neste método, as equações das correntes especificadas são escritas em função das potências ativas e reativas especificadas e das tensões no barramento, e as equações das correntes calculadas são escritas em função dos elementos da matriz de admitância nodal.

A diferença entre as correntes especificadas (primeira parcela das equações) e seus valores calculados (segunda parcela da equação) deve ser igual a zero, como é expresso nas Equações (B.1)- (B.4) que representam as partes real e imaginária da injeção de corrente trifásica por fase e as partes real e imaginária da corrente de neutro, respectivamente.

$$\Delta I_{r_k}^s = \frac{P_k^{s,sp}(V_{r_k}^s - V_{r_k}^n) + Q_k^{s,sp}(V_{m_k}^s - V_{m_k}^n)}{(V_{r_k}^s - V_{r_k}^n)^2 + (V_{m_k}^s - V_{m_k}^n)^2} - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{r_i}^{s'} - B_{k,i}^{ss'} V_{m_i}^{s'}) = 0 \quad (\text{B.1})$$

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

$$\Delta I_{r_k}^n = -(I_{r_k}^a + I_{r_k}^b + I_{r_k}^c) - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ns'} V_{r_i}^{s'} - B_{k,i}^{ns'} V_{m_i}^{s'}) = 0 \quad (\text{B.3})$$

$$\Delta I_{m_k}^n = -(I_{m_k}^a + I_{m_k}^b + I_{m_k}^c) - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ns'} V_{m_i}^{s'} + B_{k,i}^{ns'} V_{r_i}^{s'}) = 0 \quad (\text{B.4})$$

A solução é obtida de modo iterativo pelo método Newton-Raphson, como apresentado em (B.5) E (B.6) em que JAC é a matriz Jacobiana que relaciona as variáveis de corrente com as de tensão em coordenadas retangulares.

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{im}^a \\ \Delta I_{im}^b \\ \Delta I_{im}^c \\ \Delta I_{im}^n \\ \Delta I_{re}^a \\ \Delta I_{re}^b \\ \Delta I_{re}^c \\ \Delta I_{re}^n \end{bmatrix} = - [JAC] \begin{bmatrix} \Delta V_{re}^a \\ \Delta V_{re}^b \\ \Delta V_{re}^c \\ \Delta V_{re}^n \\ \Delta V_{im}^a \\ \Delta V_{im}^b \\ \Delta V_{im}^c \\ \Delta V_{im}^n \end{bmatrix} \quad (B.5)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{im}^a \\ \Delta I_{im}^b \\ \Delta I_{im}^c \\ \Delta I_{im}^n \\ \Delta I_{re}^a \\ \Delta I_{re}^b \\ \Delta I_{re}^c \\ \Delta I_{re}^n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{re}^a \\ \Delta V_{re}^b \\ \Delta V_{re}^c \\ \Delta V_{re}^n \\ \Delta V_{im}^a \\ \Delta V_{im}^b \\ \Delta V_{im}^c \\ \Delta V_{im}^n \end{bmatrix} \quad (B.6)$$

Então, a cada iteração h o vetor de tensão é atualizado até que a solução seja obtida, conforme descrito nas Equações (B.7) e (B.8).

$$\left(\mathbf{V}_{re_k}^{abcn} \right)^{(h+1)} = \left(\mathbf{V}_{re_k}^{abcn} \right)^{(h)} + \left(\Delta \mathbf{V}_{re_k}^{abcn} \right)^{(h)} \quad (B.7)$$

$$\left(\mathbf{V}_{im_k}^{abcn} \right)^{(h+1)} = \left(\mathbf{V}_{im_k}^{abcn} \right)^{(h)} + \left(\Delta \mathbf{V}_{im_k}^{abcn} \right)^{(h)} \quad (B.8)$$

APÊNDICE C – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS DESEQUILIBRADO MODIFICADO

O sistema de teste de 33 barramentos é um alimentador radial de 12,33 kV e 10 MVA com 32 barramentos de carga. A Tabela 22 apresenta os dados das linhas do sistema e a Tabela 23 apresenta os dados das cargas desbalanceadas para cada barramento do sistema. As impedâncias mútuas são adotadas como $\frac{1}{8}$ das impedâncias de linha apresentadas na Tabela 22. As cargas são assumidas como potências constantes e conectadas em estrela. A sequência positiva ABC é adotada para todo o sistema.

Tabela 22 – Dados de linha das três fases

De	Para	r^{AA} (Ω)	r^{BB} (Ω)	r^{CC} (Ω)	r^{NN} (Ω)	l^{AA} (H)	l^{BB} (H)	l^{CC} (H)	l^{NN} (H)
33	1	0.0922	0.0940	0.0922	0.0922	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
1	2	0.4930	0.5029	0.4930	0.4930	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
2	3	0.3660	0.3733	0.3660	0.3660	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
3	4	0.3811	0.3887	0.3811	0.3811	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
4	5	0.8190	0.8354	0.8190	0.8190	0.0019	0.0019	0.0019	0.0018
5	6	0.1872	0.1909	0.1872	0.1872	0.0016	0.0016	0.0016	0.0015
6	7	0.7114	0.7256	0.7114	0.7114	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006
7	8	1.0300	1.0506	1.0300	1.0300	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
8	9	1.0440	1.0649	1.0440	1.0440	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
9	10	0.1966	0.2005	0.1966	0.1966	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
10	11	0.3744	0.3819	0.3744	0.3744	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
11	12	1.4680	1.4974	1.4680	1.4680	0.0031	0.0031	0.0031	0.0031
12	13	0.5416	0.5524	0.5416	0.5416	0.0019	0.0019	0.0019	0.0019
13	14	0.5910	0.6028	0.5910	0.5910	0.0014	0.0014	0.0014	0.0014
14	15	0.7463	0.7612	0.7463	0.7463	0.0014	0.0014	0.0014	0.0014
15	16	1.2990	1.3250	1.2990	1.2990	0.0046	0.0046	0.0046	0.0046
16	17	0.7320	0.7466	0.7320	0.7320	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
1	18	0.1640	0.1673	0.1640	0.1640	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
18	19	1.5042	1.5343	1.5042	1.5042	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036
19	20	0.4095	0.4177	0.4095	0.4095	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
20	21	0.7089	0.7231	0.7089	0.7089	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025
2	22	0.4512	0.4602	0.4512	0.4512	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008
22	23	0.8980	0.9160	0.8980	0.8980	0.0019	0.0019	0.0019	0.0019
23	24	0.8960	0.9139	0.8960	0.8960	0.0019	0.0019	0.0019	0.0019
5	25	0.2030	0.2071	0.2030	0.2030	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
25	26	0.2842	0.2899	0.2842	0.2842	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
26	27	1.0590	1.0802	1.0590	1.0590	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025
27	28	0.8042	0.8203	0.8042	0.8042	0.0019	0.0019	0.0019	0.0019
28	29	0.5075	0.5176	0.5075	0.5075	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
29	30	0.9744	0.9939	0.9744	0.9744	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026
30	31	0.3105	0.3167	0.3105	0.3105	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010
31	32	0.3410	0.3478	0.3410	0.3410	0.0014	0.0014	0.0014	0.0014

Tabela 23 – Dados de carga do Sistema 33 barras

Barra	P^a (kW)	Q^a (kvar)	P^b (kW)	Q^b (kvar)	P^c (kW)	Q^c (kvar)	Tipo de carga
1	100	60	90	50	110	65	Y-PQ
2	90	40	80	30	100	50	Y-PQ
3	120	80	110	70	130	90	Y-PQ
4	60	30	50	25	70	40	Y-PQ
5	60	20	50	15	70	30	Y-PQ
6	200	100	190	90	210	110	Y-PQ
7	200	100	190	90	210	110	Y-PQ
8	60	20	50	15	65	30	Y-PQ
9	60	20	50	15	65	30	Y-PQ
10	45	30	40	25	47	40	Y-PQ
11	400	350	500	300	700	400	Y-PQ
12	60	35	50	30	70	40	Y-PQ
13	120	80	110	70	130	90	Y-PQ
14	60	10	50	9	65	15	Y-PQ
15	60	20	50	15	65	30	Y-PQ
16	60	20	50	15	65	30	Y-PQ
17	700	200	85	30	100	50	Y-PQ
18	90	40	85	30	100	50	Y-PQ
19	900	400	85	30	100	50	Y-PQ
20	90	40	85	30	100	50	Y-PQ
21	90	40	85	30	100	50	Y-PQ
22	190	50	171	45	209	55	Y-PQ
23	420	200	410	190	430	210	Y-PQ
24	420	200	410	190	430	210	Y-PQ
25	60	25	50	22.5	65	30	Y-PQ
26	60	25	50	22.5	65	30	Y-PQ
27	600	200	500	150	650	300	Y-PQ
28	920	700	828	650	1012	800	Y-PQ
29	200	600	190	590	210	610	Y-PQ
30	150	70	140	65	160	75	Y-PQ
31	210	100	200	90	220	110	Y-PQ
32	60	40	50	30	65	50	Y-PQ

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

Na Tabelas 24 e 25 são mostrados, respectivamente, os dados de barras e os de linha do sistema de 22 barras da Universidade Federal de Juiz de Fora, onde a barra 22 representa a subestação principal e as demais são de carga, modeladas como potência constante e conectadas em Y. Para essa rede, a base de potência é 100 kVA e a base de tensão é 6,6kV.

Tabela 24 – Dados de barras do Sistema 22 barras UFJF

Barra	P^a (kW)	Q^a (kvar)	P^b (kW)	Q^b (kvar)	P^c (kW)	Q^c (kvar)	Tipo de carga
1	153,32	65,31	137,95	58,77	168,64	71,84	Y-PQ
2	222,31	94,70	200,03	85,21	244,52	104,17	Y-PQ
3	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ
4	46	19,59	41,39	17,63	50,59	21,55	Y-PQ
5	153,32	65,31	137,95	58,77	168,64	71,84	Y-PQ
6	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ
7	160,98	68,58	144,85	61,71	177,07	75,43	Y-PQ
8	13,80	5,88	12,42	5,29	15,18	6,47	Y-PQ
9	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ
10	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ
11	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ
12	183,98	78,38	165,54	70,52	202,36	86,21	Y-PQ
13	13,80	5,88	12,42	5,29	15,18	6,47	Y-PQ
14	69,00	29,39	62,08	26,45	75,89	32,33	Y-PQ
15	4,60	1,96	4,14	1,76	5,06	2,16	Y-PQ
16	69,00	29,39	62,08	26,45	75,89	32,33	Y-PQ
17	69,00	29,39	62,08	26,45	75,89	32,33	Y-PQ
18	153,32	65,31	137,95	58,77	168,64	71,84	Y-PQ
19	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ
20	46,00	19,59	41,39	17,63	50,59	21,55	Y-PQ
21	91,99	39,19	82,77	35,26	101,18	43,10	Y-PQ

Tabela 25 – Dados de linha das três fases do Sistema 22 barras UFJF

De	Para	r^{AA} (Ω)	r^{BB} (Ω)	r^{CC} (Ω)	r^{NN} (Ω)	x^{AA} (H)	x^{BB} (H)	x^{CC} (H)	x^{NN} (H)
22	1	0.067360	0.067360	0.067360	0.067360	0.012290	0.012290	0.012290	0.012290
1	2	0.303881	0.303881	0.303881	0.303881	0.005543	0.005543	0.005543	0.005543
2	3	0.025365	0.025365	0.025365	0.025365	0.004628	0.004628	0.004628	0.004628
3	4	0.025365	0.025365	0.025365	0.025365	0.004659	0.004659	0.004659	0.004659
4	5	0.037036	0.037036	0.037036	0.037036	0.006757	0.006757	0.006757	0.006757
5	6	0.019109	0.019109	0.019109	0.019109	0.003487	0.003487	0.003487	0.003487
6	7	0.007895	0.007895	0.007895	0.007895	0.001440	0.001440	0.001440	0.001440
7	8	0.008066	0.008066	0.008066	0.008066	0.001472	0.001472	0.001472	0.001472
8	9	0.014450	0.014450	0.014450	0.014450	0.002636	0.002636	0.002636	0.002636
9	10	0.031450	0.031450	0.031450	0.031450	0.005738	0.005738	0.005738	0.005738
9	11	0.208150	0.208150	0.208150	0.208150	0.037978	0.037978	0.037978	0.037978
11	12	0.014735	0.014735	0.014735	0.014735	0.002688	0.002688	0.002688	0.002688
22	13	0.156066	0.156066	0.156066	0.156066	0.028475	0.028475	0.028475	0.028475
13	14	0.190565	0.190565	0.190565	0.190565	0.034770	0.034770	0.034770	0.034770
14	17	0.023456	0.023456	0.023456	0.023456	0.004280	0.004280	0.004280	0.004280
14	15	0.058354	0.058354	0.058354	0.058354	0.010647	0.010647	0.010647	0.010647
15	16	0.052682	0.052682	0.052682	0.052682	0.009612	0.009612	0.009612	0.009612
15	18	0.068471	0.068471	0.068471	0.068471	0.012493	0.012493	0.012493	0.012493
15	19	0.042251	0.042251	0.042251	0.042251	0.007709	0.007709	0.007709	0.007709
19	20	0.118275	0.118275	0.118275	0.118275	0.021580	0.021580	0.021580	0.021580
22	21	0.008422	0.008422	0.008422	0.008422	0.001537	0.001537	0.001537	0.001537