



Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEL

Associação ampla UFSJ / CEFET-MG

Análise da Capacidade de Hospedagem em Microrredes Ilhadas Trifásicas Utilizando Métodos Determinísticos e Probabilísticos de Fluxo de Potência

Wesley da Silva Oliveira

Orientador: Prof. Wesley Peres, D.Sc.

Coorientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende, D.Sc.

São João del-Rei, 26 de junho de 2026.



Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEL

Associação ampla UFSJ / CEFET-MG

Análise da Capacidade de Hospedagem em Microrredes Ilhadas Trifásicas Utilizando Métodos Determinísticos e Probabilísticos de Fluxo de Potência

Wesley da Silva Oliveira

Dissertação apresentada à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre a Universidade Federal de São João del Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wesley Peres, D.Sc.

Coorientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende, D.Sc.

São João del-Rei, 26 de junho de 2026.

Ficha catalográfica elaborada pela Divisão de Biblioteca (DIBIB)
e Núcleo de Tecnologia da Informação (NTINF) da UFSJ,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

048a Oliveira, Wesley.
 Análise da Capacidade de Hospedagem em
Microrredes Ilhadas Trifásicas Utilizando Métodos
Determinísticos e Probabilísticos de Fluxo de Potência
/ Wesley Oliveira ; orientador Wesley Peres;
coorientador Leonidas Chaves de Resende. -- São João
del-Rei, 2026.
 98 p.

 Dissertação (Mestrado - Engenharia Elétrica) --
Universidade Federal de São João del-Rei, 2026.

 1. Microrredes. 2. Fluxo de Potência Ótimo. 3.
Análise Probabilística. 4. Capacidade de Hospedagem.
5. Qualidade de Energia. I. Peres, Wesley , orient.
II. Chaves de Resende, Leonidas, co-orient. III.
Título.

Análise da Capacidade de Hospedagem em Microrredes Ilhadas Trifásicas Utilizando Métodos Determinísticos e Probabilísticos de Fluxo de Potência

Wesley da Silva Oliveira

Dissertação apresentada à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre a Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Apresentada em 26 de junho de 2026:

Prof. Wesley Peres, D.Sc. (Orientador)

Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Leonidas Chaves de Resende, D.Sc. (Coorientador)

Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Igor Delgado de Melo, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Fernando Aparecido de Assis, D.Sc.

Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Raphael Paulo Braga Poubel, D.Sc.

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

São João del-Rei, 26 de junho de 2026.

Dedico este trabalho à minha esposa, Gabriella, que muito me incentivou a iniciar o mestrado, pelo amor, apoio e compreensão fundamentais ao longo dessa jornada; e aos meus filhos, que são o motivo de qualquer caminhada.

Agradecimentos

Para alguém criado na zona rural, que percorria cerca de cinco quilômetros diariamente para chegar à escola, cursar o ensino superior em Engenharia — e, mais ainda, concluir um mestrado em uma universidade pública — nunca foi algo comum ou esperado. Por isso, preciso expressar minha profunda gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram para que essa conquista fosse possível. Se cheguei até aqui, foi graças ao apoio, incentivo e suporte de muitas mãos.

Agradeço, em primeiro lugar, aos meus pais, que mesmo não tendo tido acesso à educação formal, sempre me ensinaram o valor do estudo e da perseverança. Aos meus irmãos, à minha família e a todos os meus professores, que acreditaram em mim e me incentivaram a seguir adiante, deixo também meu sincero agradecimento.

Minha gratidão especial à minha esposa, Gabriella, pelo amor, paciência, incentivo e compreensão nos momentos de ausência e cansaço dessa trajetória. Aos meus filhos, razão maior de todas as minhas caminhadas, agradeço por darem sentido a cada esforço e por serem fonte diária de motivação para seguir em frente. Miguel, sua chegada me trouxe mais resiliência para prover um futuro melhor para a nossa família, mesmo em meio a noites intermináveis de cansaço e viagens entre São João del-Rei e Governador Valadares; faria tudo de novo.

Não posso deixar de agradecer à Universidade Federal de São João del-Rei, que me proporcionou essa oportunidade. Como servidor da Universidade, a política de ação de desenvolvimento em serviço foi fundamental para a concretização deste mestrado, permitindo conciliar crescimento profissional e acadêmico.

Agradeço especialmente também aos meus orientadores, os professores Wesley e Leonidas, que souberam enxergar potencial no desenvolvimento deste trabalho, oferecendo orientação, confiança e contribuições essenciais para minha formação acadêmica e científica.

“Nada neste mundo substitui a persistência.”

Calvin Coolidge

Resumo

Esta dissertação investiga os mecanismos que limitam a Capacidade Máxima de Hospedagem de fontes renováveis em microrredes ilhadas trifásicas desequilibradas. O problema central consiste em avaliar se, nesse tipo de sistema, os limites clássicos de tensão e frequência permanecem como fatores dominantes ou se restrições associadas ao despacho interno das unidades despacháveis, especialmente sob controle droop, passam a condicionar a inserção admissível de geração renovável. Para essa finalidade, é adotada uma formulação trifásica em coordenadas de fase, na qual os trechos dos alimentadores são representados por suas impedâncias próprias e mútuas, e as cargas são modeladas individualmente por fase. Como a microrrede opera em modo ilhado, a frequência não é imposta por uma rede principal, mas resulta do balanço interno entre geração e demanda. Assim, os geradores despacháveis são representados por características de controle droop $P - f$ e $Q - V$, permitindo que a frequência seja tratada explicitamente como variável de estado. Como suporte à aplicação da metodologia proposta, foi desenvolvida uma ferramenta computacional em Python para automatizar a execução das simulações, bem como a extração, organização e análise dos dados obtidos. A Capacidade Máxima de Hospedagem é inicialmente determinada por meio de uma abordagem determinística em horizonte temporal definido. Em seguida, as incertezas associadas à demanda de carga e à geração renovável são incorporadas por meio de Fluxo de Potência Probabilístico baseado na Simulação Monte Carlo, permitindo estimar as probabilidades horárias de violação dos limites operacionais adotados. Os resultados mostram que, nas condições analisadas, a inversão da potência ativa em uma das fases dos geradores despacháveis operando em droop pode se tornar o mecanismo dominante de limitação da Capacidade Máxima de Hospedagem. Esse efeito é particularmente relevante em microrredes desequilibradas, pois a análise por fase evidencia condições operacionais que não seriam capturadas por uma formulação equilibrada. Na microrrede de 25 barras, considerando as incertezas das cargas e a capacidade de hospedagem

estimada pelo método determinístico, a probabilidade de inversão de potência ativa em uma das fases do gerador variou entre 3% e 45% nos períodos de maior geração fotovoltaica. Para a microrrede de 33 barras, essa probabilidade situou-se entre 8% e 32%. Além disso, no sistema de 33 barras, foram identificadas probabilidades de até 100% de violação dos limites de frequência durante o período noturno, em condições de elevada demanda e baixa geração renovável.

Palavras-chave: Microrredes, Fluxo de Potência Ótimo, Análise Probabilística, Capacidade de Hospedagem, Desenvolvimento de Software, Qualidade de Energia.

Abstract

This dissertation investigates the mechanisms that limit the Maximum Hosting Capacity of renewable energy sources in unbalanced three-phase islanded microgrids. The central problem is to assess whether, in this type of system, the classical voltage and frequency limits remain the dominant limiting factors or whether constraints associated with the internal dispatch of dispatchable units, especially under droop control, become decisive in defining the admissible penetration of renewable generation.

For this purpose, a three-phase formulation in phase coordinates is adopted, in which feeder sections are represented by their self and mutual impedances, and loads are modeled individually by phase. Since the microgrid operates in islanded mode, the frequency is not imposed by a main grid, but results from the internal balance between generation and demand. Therefore, dispatchable generators are represented by $P - f$ and $Q - V$ droop control characteristics, allowing the frequency to be explicitly treated as a state variable. To support the application of the proposed methodology, a computational tool was developed in Python to automate the execution of simulations, as well as the extraction, organization, and analysis of the obtained data.

The Maximum Hosting Capacity is first determined through a deterministic approach over a defined time horizon. Then, the uncertainties associated with load demand and renewable generation are incorporated through a Probabilistic Power Flow based on Monte Carlo Simulation, allowing the estimation of hourly probabilities of violation of the adopted operational limits.

The results show that, under the analyzed conditions, active power reversal in one of the phases of dispatchable generators operating under droop control may become the dominant mechanism limiting the Maximum Hosting Capacity. This effect is particularly relevant in unbalanced microgrids, since the phase-domain analysis reveals operating conditions that would not be captured by a balanced formulation. In the 25-bus microgrid, considering load uncertainties and the hosting

capacity estimated by the deterministic method, the probability of active power reversal in one phase of the generator ranged from 3% to 45% during periods of higher photovoltaic generation. For the 33-bus microgrid, this probability ranged from 8% to 32%. In addition, in the 33-bus system, probabilities of up to 100% of frequency-limit violations were identified during the nighttime period, under conditions of high demand and low renewable generation.

Keywords: Microgrids, Optimal Power Flow, Probabilistic Analysis, Hosting Capacity, Software Development, Power Quality.

Lista de Figuras

2.1	Exemplo esquemático de uma microrrede com geradores distribuídos, sistemas de armazenamento e ponto de acoplamento comum (PAC).	6
2.2	Relações típicas de controle <i>droop</i> para potência ativa ($P - f$) e potência reativa ($Q - V$).	9
3.1	Visão geral do algoritmo e interface.	21
3.2	Fluxograma geral da metodologia proposta.	22
3.3	Fluxograma de cálculo da MCH determinística.	23
3.4	Fluxograma da simulação probabilística baseada em Monte Carlo.	31
3.5	Interface desenvolvida em Python utilizando PySide6 (<i>Qt for Python</i>).	35
4.1	Topologia da microrrede trifásica de 25 barras utilizada nos estudos.	41
4.2	Fatores multiplicativos da carga.	41
4.3	Capacidade de Hospedagem Determinística.	46
4.4	Densidade de probabilidade acumulada de tensões na microrrede de 25 barras. . . .	48
4.6	Análise estatística por hora.	48
4.5	Análise de motorização em amostras por hora.	49
4.7	Variabilidade horária das principais grandezas do sistema.	50
4.8	Diagrama Unifilar da Microrrede de 33 barras.	51
4.9	Perfil de tensão por fase, geração <i>droop</i> por fase e geração renovável do cenário determinístico do sistema de 33 barras.	53
4.10	Densidade de probabilidade acumulada de tensões na microrrede de 33 barras. . . .	55
4.11	Variabilidade horária das principais grandezas do sistema 33 barras.	56
4.12	Mapa de calor das probabilidades de eventos por hora no sistema de 33 barras. . . .	57

4.13	Frequência média por hora, com desvio padrão, no sistema de 33 barras.	58
------	--	----

Lista de Tabelas

4.1	Potências ativas e reativas de carga por fase nas barras do sistema.	40
4.2	Parâmetros dos geradores despacháveis operando em controle <i>droop</i> para o sistema de 25 barras.	41
4.3	Limites de convergência e operacionais adotados no estudo - Microrrede de 25 barras.	42
4.4	Parâmetros das unidades de geração renovável.	43
4.5	Potência ativa das unidades de geração renovável por fase.	43
4.6	Potência ativa das unidades despacháveis em <i>droop</i> - Microrrede de 25 barras. . . .	43
4.7	Potência reativa das unidades despacháveis em <i>droop</i> - Microrrede de 25 barras. . .	44
4.8	Tensões nodais para o ponto operativo da MCH - Microrrede de 25 barras.	44
4.9	Frequência de operação da microrrede no ponto operativo da MCH - Microrrede de 25 barras.	45
4.10	Parâmetros dos geradores despacháveis operando em controle <i>droop</i> para o sistema de 33 barras.	52
4.11	Limites de convergência e operacionais adotados no estudo - Microrrede de 33 barras.	52
4.12	Demandas nodais de potência ativa e reativa por fase da microrrede de 33 barras. .	52
4.13	Síntese dos horários críticos no sistema de 33 barras.	57

Lista de Símbolos

- $\alpha(t)$: fator horário de carga no instante t .
- $B_{km}^{\phi\psi}$: susceptância (parte imaginária de $Y_{km}^{\phi\psi}$) (pu).
- $\beta(t)$: fator horário de geração renovável no instante t .
- E : referência de magnitude de tensão gerada pelo controle (pu).
- f : frequência da microrrede (Hz).
- f_0 : frequência de referência da malha de controle $P - f$ (Hz).
- $f_{0,pu}$: frequência de referência da malha de controle $P - f$ (pu).
- f_{pu} : frequência da microrrede em (pu).
- $G_{km}^{\phi\psi}$: condutância (parte real de $Y_{km}^{\phi\psi}$) (pu).
- H : constante de inércia equivalente do sistema (s).
- $\underline{I}_k^\phi$: fasor de corrente injetada na barra k e fase ϕ (pu).
- k, m : índices de barras do sistema.
- m_p : coeficiente de *droop* da malha de controle $P - f$ (pu/pu).
- N : número de amostras na Simulação Monte Carlo.
- n_q : coeficiente de *droop* da malha de controle $Q - V$ (pu/pu).
- Ω_B : conjunto de barras da microrrede.
- Ω_G : conjunto de barras com geradores despacháveis (operando em controle *droop*).
- Ω_{RER} : conjunto de barras com geração renovável.
- ϕ, ψ : índices de fase, com $\phi, \psi \in \{a, b, c\}$.
- $P_{d,k}^\phi$: potência ativa demandada (carga) na barra k e fase ϕ (pu).
- $P_{g,k}^\phi$: potência ativa do gerador despachável na barra k e fase ϕ (pu).
- $P_{g,k}^{3\phi}$: potência ativa trifásica do gerador despachável na barra k (pu).
- $P_{inj,k}^\phi$: potência ativa injetada na rede na barra k e fase ϕ (pu).

$P_{\text{ren,total}}$: potência ativa renovável total no sistema (pu).

$P_{\text{RE},k}^{\phi}$: potência ativa renovável na barra k e fase ϕ (pu).

$P_{\text{RE},k}^{3\phi}$: potência ativa renovável trifásica na barra k (pu).

$Q_{d,k}^{\phi}$: potência reativa demandada (carga) na barra k e fase ϕ (pu).

$Q_{g,k}^{\phi}$: potência reativa do gerador despachável na barra k e fase ϕ (pu).

$Q_{g,k}^{3\phi}$: potência reativa trifásica do gerador despachável na barra k (pu).

$Q_{\text{inj},k}^{\phi}$: potência reativa injetada na rede na barra k e fase ϕ (pu).

σ : desvio relativo adotado na incerteza das cargas (modelo multiplicativo).

$\underline{S}_{\text{inj},k}^{\phi}$: potência complexa injetada na rede na barra k e fase ϕ (pu).

θ_k^{ϕ} : ângulo de tensão na barra k e fase ϕ (radianos ou graus).

V_0 : tensão de referência da malha de controle $Q - V$ (pu).

$|V_k^{\phi}|$: magnitude de tensão na barra k e fase ϕ (pu).

$\underline{V}_k^{\phi}$: fasor de tensão na barra k e fase ϕ (pu).

$\mathbf{Y}_{\text{bus}}$: matriz admitância do sistema trifásico (pu).

Lista de Abreviações

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

BESS: *Battery Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias).

CA: Corrente Alternada (*Alternating Current*).

CC: Corrente Contínua (*Direct Current*).

DER: *Distributed Energy Resources* (Recursos Energéticos Distribuídos).

DSO: Operador do Sistema de Distribuição (*Distribution System Operator*).

ENS: Energia Não Suprida (*Energy Not Supplied*).

FPO: Fluxo de Potência Ótimo (*Optimal Power Flow*).

FPP: Fluxo de Potência Probabilístico (*Probabilistic Power Flow*).

GD: Geração Distribuída.

HC: Capacidade de Hospedagem (*Hosting Capacity*).

MCH: Máxima Capacidade de Hospedagem.

MCHD: Máxima Capacidade de Hospedagem Dinâmica.

MG: Microrredes (*Microgrids*).

PAC: Ponto de Acoplamento Comum (*Point of Common Coupling*).

POPF: Fluxo de Potência Ótimo Probabilístico (*Probabilistic Optimal Power Flow*).

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

PV: Fotovoltaico (*Photovoltaic*).

PySide6: Qt for Python (biblioteca para interface gráfica).

Qt: *Framework Qt*.

RED: Recursos Energéticos Distribuídos (*Distributed Energy Resources*).

SAE: Sistemas de Armazenamento de Energia (*Energy Storage Systems*).

SciPy: *Scientific Python* (biblioteca de otimização numérica).

SMC: Simulação Monte Carlo (*Monte Carlo Simulation*).

ZIP: Modelo de carga ZIP (impedância/corrente/potência constantes).

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Conceitos Iniciais	1
1.2	Motivação e Justificativa	2
1.3	Objetivos	3
1.4	Publicações Correlatas	3
1.5	Estrutura da Dissertação	4
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Considerações Iniciais	5
2.2	Microrredes	5
2.2.1	Conceitos Básicos	5
2.2.2	Composição	8
2.3	Metodologias de Fluxo de Potência para Microrredes	10
2.3.1	Fluxo de Potência Determinístico para Microrredes Ilhadas	11
2.3.2	Fluxo de Potência Probabilístico para Microrredes	14
2.4	Capacidade de Hospedagem	15
2.5	Pontos Incipientes para Investigação	17
2.6	Considerações Finais	18
3	Metodologia Proposta	19
3.1	Considerações Preliminares	19
3.2	Visão Geral da Metodologia	20

3.3	Determinação da Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística para um Ponto de Operação	21
3.3.1	Procedimento de Cálculo	21
3.3.2	Critérios Operacionais Considerados	24
3.3.3	Importância da Modelagem Trifásica para Observância da Inversão de Fluxo nas Unidades Despacháveis	24
3.4	Determinação da Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística para um Horizonte de 24 Horas	25
3.4.1	Perfis de Carga e Geração Renovável	25
3.4.2	Determinação da Capacidade de Hospedagem ao Longo do Horizonte Temporal	26
3.4.3	Discussão sobre a Avaliação da MCH no Caso-Base e por Intervalo Horário	26
3.4.4	Avaliação dos Cenários sem Geração Renovável	27
3.5	Simulação de Monte Carlo Aplicada à Avaliação da Capacidade Máxima de Hospedagem	27
3.5.1	Justificativa da Abordagem por Simulação de Monte Carlo	27
3.5.2	Modelagem das Incertezas	29
3.5.3	Etapas da Simulação Probabilística	30
3.5.4	Critério de Parada Adaptativo	30
3.5.5	Indicadores e Métricas Probabilísticas	33
3.6	Aspectos Computacionais da Implementação	33
3.6.1	Solução do Fluxo de Potência Determinístico através de um <i>Solver</i> de Otimização	33
3.6.2	Ferramenta Computacional	34
3.7	Limitações da Metodologia Proposta	35
3.8	Considerações Parciais	36
4	Resultados	39
4.1	Microrrede de 25 Barras	39
4.1.1	Características e Descrição da Microrrede de 25 barras	39
4.1.2	Máxima Capacidade de Hospedagem no Caso Base utilizando-se a Abordagem Determinística	42

4.1.3	Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística ao Longo de 24 Horas	45
4.1.4	Análise Probabilística da MCH horária utilizando a Simulação Monte Carlo	46
4.2	Microrrede de 33 Barras	51
4.2.1	Descrição da Microrrede	51
4.2.2	MCH no Caso Base	53
4.2.3	Análise Probabilística da MCH no Horizonte de 24 horas	54
4.2.4	Considerações Adicionais	58
4.3	Análise Comparativa dos Resultados para as Microrredes de 25 e 33 Barras	59
4.4	Discussão Conceitual do Papel do BESS na Mitigação de Restrições	60
4.5	Considerações Parciais	60
5	Conclusões	61
5.1	Considerações Finais	61
5.2	Principais Conclusões	62
5.3	Contribuições do Trabalho	63
5.4	Limitações do Estudo	63
5.5	Trabalhos Futuros	64
5.6	Encerramento	65
	Referências Bibliográficas	67

Introdução

1.1 Conceitos Iniciais

A transição energética tem modificado o planejamento e a operação dos sistemas elétricos de potência, sobretudo pela expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e pela modernização das redes de distribuição ([Hatziargyriou 2014](#), [Olivares et al. 2014](#), [Lidula e Rajapakse 2011](#)). Nos últimos anos, com o crescimento no uso das fontes de energias renováveis, as microrredes ganharam relevância por integrarem cargas, geração distribuída e, quando disponível, sistemas de armazenamento, com capacidade de operar tanto conectadas à rede principal quanto em modo ilhado ([Lasseter 2002](#), [Hatziargyriou 2014](#)).

Em microrredes ilhadas em corrente alternada, a frequência deixa de ser imposta pela rede principal e passa a depender do balanço interno entre geração e demanda. Dessa forma, o controle primário assume papel central na operação, especialmente por meio das relações de *droop* $P - f$ e $Q - V$, que permitem compartilhar potência entre as unidades despacháveis e manter a estabilidade do sistema ([Lopes, Moreira e Madureira 2006](#), [Gupta et al. 2021](#), [Hatziargyriou 2014](#)). Para casos de estudos do regime permanente, a frequência permanece como variável de interesse, pois reflete diretamente a condição de balanço de potência ativa da microrrede. Se pelo lado positivo cresce a utilização de fontes alternativas e uso das microrredes, de forma não tão positiva, a redução da inércia equivalente em sistemas com elevada participação de fontes conectadas via conversores reforça a importância de avaliar limites operacionais de sub e sobrefrequência ([Kundur e Malik 2022](#)).

Ressalta-se, contudo, que o controle primário por *droop* introduz desvios estacionários de frequência e tensão como consequência do próprio mecanismo de compartilhamento de potência. A partir desse ponto, o controle secundário assume papel importante ao atuar na restauração

dessas grandezas para valores próximos aos nominais, complementando a ação rápida do controle primário e contribuindo para a manutenção da qualidade da energia em regime permanente. Ou seja, nessa condição, desvios estacionários de frequência e tensão são esperados, pois fazem parte do mecanismo de compartilhamento de potência.

Outro aspecto importante é o desequilíbrio trifásico, típico de redes de distribuição em razão do tipo e potência das cargas, da diferença entre impedâncias por fase e da conexão desbalanceada de recursos distribuídos (Mulenga, Bollen e Etherden 2020). Em microrredes ilhadas, esse desequilíbrio pode impor restrições operacionais locais que não aparecem em modelos equilibrados, afetando o perfil de tensão e a distribuição do esforço de controle entre fases (ANEEL 2020).

No contexto dos parágrafos anteriores, a Capacidade de Hospedagem (*Hosting Capacity* – HC) torna-se um indicador relevante de planejamento e operação. De forma geral, a HC representa o nível máximo de inserção de geração distribuída que o sistema consegue acomodar sem violar critérios operacionais preestabelecidos. E mesmo que a literatura enfatize, regularmente, limites clássicos como tensão, carregamento e frequência; em microrredes, ilhadas e desequilibradas, podem surgir mecanismos limitantes adicionais associados ao despacho interno dos recursos sob controle *droop*, principalmente em cenários de excedente renovável.

1.2 Motivação e Justificativa

A operação ilhada de microrredes com elevada participação de fontes renováveis não despacháveis impõe desafios adicionais ao planejamento da inserção de geração distribuída. A variabilidade da carga e a intermitência da geração tornam insuficiente a análise baseada apenas em cenários fixos (determinísticos), o que justifica o uso de abordagens probabilísticas para representar incertezas em regime permanente. Nesse sentido, a Simulação Monte Carlo destaca-se pela robustez na propagação de incertezas em modelos não lineares (Borkowska 1974, Harrison 2010), enquanto métodos baseados em poucas amostras, como a Transformação Unscented, aparecem como alternativas computacionalmente mais eficientes em determinados problemas (Julier e Uhlmann 2004, Peres 2024).

A motivação central desta dissertação é investigar quais mecanismos de fato limitam a Capacidade Máxima de Hospedagem em uma microrrede trifásica ilhada e desequilibrada, quando se consideram simultaneamente a modelagem trifásica explícita, a frequência como variável de estado, o controle primário por *droop* e as incertezas associadas à carga e à geração renovável.

A relevância do problema está em que análises baseadas apenas em modos clássicos de tensão e frequência podem não captar restrições por fase e condições internas de despacho que se tornam dominantes sob alta penetração renovável.

Assim, o questionamento base que orienta este trabalho pode ser formulado da seguinte maneira: *em microrredes trifásicas ilhadas e desequilibradas, qual mecanismo domina a limitação da Capacidade Máxima de Hospedagem quando a frequência é tratada explicitamente, o controle droop é incorporado ao modelo e as incertezas de carga e geração são consideradas?*

1.3 Objetivos

O objetivo geral é desenvolver e aplicar uma metodologia para avaliar a Capacidade Máxima de Hospedagem de geração renovável em microrredes trifásicas ilhadas e desequilibradas, combinando análises determinísticas e probabilísticas com modelagem explícita do controle de *droop*.

Como objetivos específicos, pretende-se:

- implementar um modelo de fluxo de potência trifásico para microrredes ilhadas e desequilibradas, considerando a frequência como variável de estado e incorporando explicitamente o controle primário *droop* $P-f$ e $Q-V$;
- avaliar a MCH de forma determinística em um horizonte de 24 horas;
- incluir as incertezas de carga e de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis por meio de Simulação de Monte Carlo, de modo a quantificar, com base na MCH determinística previamente obtida, o risco de violações operacionais e da ocorrência de regime de inversão do fluxo de potência ativa nos geradores por fase.

1.4 Publicações Correlatas

Parte dos resultados desenvolvidos nesta pesquisa foi consolidada e publicada em trabalho apresentado no XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos:

- OLIVEIRA, W.; PERES, W.; COELHO, F. C. R.; RESENDE, L. C.; POUBEL, R. P. B.; TAROCO, C. G.. Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem em Microrredes

Ilhadas. XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2025), 2025, São João del-Rei-MG.

1.5 Estrutura da Dissertação

Além desse capítulo de introdução, a dissertação contempla mais quatro capítulos. O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica e os conceitos preliminares. O Capítulo 3 descreve a metodologia proposta para a avaliação da máxima capacidade de hospedagem determinística e probabilística. O Capítulo 4 reúne os resultados as discussões pertinentes. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões e os possíveis desdobramentos futuros.

Revisão Bibliográfica

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo revisa os fundamentos necessários para a análise de microrredes ilhadas em corrente alternada trifásicas e desbalanceadas, considerando a frequência em regime permanente como variável de estado e o controle primário do tipo *droop* nas unidades geradores despacháveis. Adicionalmente, discutem-se as abordagens probabilísticas para tratamento de incertezas. Para os fins deste trabalho, a revisão concentra-se em três aspectos principais: (i) a operação ilhada e com a frequência como variável de interesse; (ii) a necessidade de modelagem trifásica explícita em sistemas desequilibrados ([ANEEL 2020](#)); e (iii) o tratamento probabilístico das incertezas de carga e geração renovável, com destaque para a Simulação Monte Carlo ([Borkowska 1974](#), [Harrison 2010](#)).

2.2 Microrredes

2.2.1 Conceitos Básicos

A modernização dos sistemas elétricos tem sido fortemente influenciada pela expansão da geração distribuída (GD), que viabiliza a inserção de unidades geradoras próximas aos centros de carga ([Hatziargyriou 2014](#), [Lidula e Rajapakse 2011](#)). Em termos gerais, a GD pode ser entendida como a produção de energia elétrica em unidades de pequena ou média capacidade conectadas à rede de distribuição ou às instalações dos consumidores ([Ackermann, Andersson e Söder 2001](#)). Embora essa configuração aumente a flexibilidade do suprimento local, ela também introduz novos desafios relacionados à coordenação, proteção e controle, sobretudo em cenários com elevada participação de fontes intermitentes ([Lidula e Rajapakse 2011](#), [Hatziargyriou 2014](#)).

As microrredes, portanto, representam uma evolução importante da arquitetura de distribuição, ao integrarem cargas, geração distribuída e, quando disponível, sistemas de armazenamento sob uma estrutura coordenada de operação (Lasseter 2002, Hatziaargyriou 2014). Como ilustrado na Figura 2.1, em resumo, as microrredes podem ser definidas como agrupamentos de cargas e recursos energéticos distribuídos capazes de operar tanto conectados à rede principal quanto de forma ilhada (Lasseter 2002, Hatziaargyriou 2014). Sendo a capacidade de transição entre modos de operação é um de seus principais diferenciais.

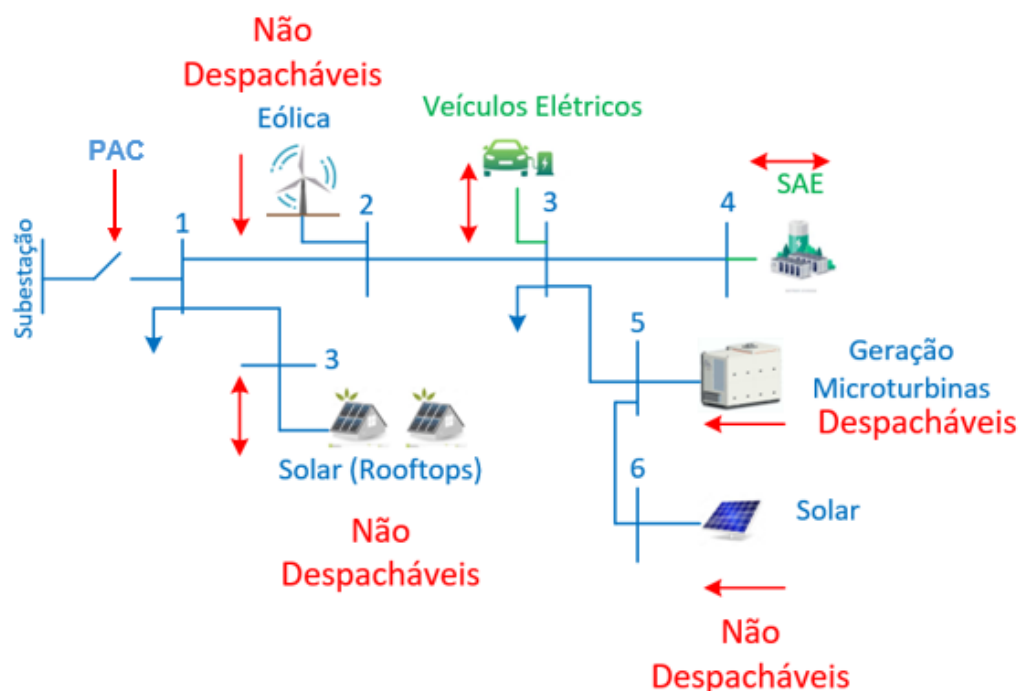


Figura 2.1: Exemplo esquemático de uma microrrede com geradores distribuídos, sistemas de armazenamento e ponto de acoplamento comum (PAC).

Fonte: Adaptado de (Peres 2025).

Do ponto de vista da topologia elétrica, as microrredes podem ser estruturadas em corrente alternada (CA), corrente contínua (CC) ou em arquiteturas híbridas CA/CC. Microrredes em CC apresentam vantagens em aplicações com fontes e cargas naturalmente contínuas, pois reduzem etapas de conversão e podem melhorar a eficiência global. Já as microrredes em CA continuam amplamente empregadas pela compatibilidade com a infraestrutura já existente e pela maturidade tecnológica de seus dispositivos e práticas de operação (Olivares et al. 2014). Nesta dissertação, o foco está em microrredes em CA operando em modo ilhado.

A operação conectada e a operação ilhada diferem de forma significativa. No modo conectado, a rede principal impõe referências de tensão e frequência, e a microrrede pode importar ou exportar potência ativa, além de contribuir para a regulação de tensão por meio de suporte reativo (Alves, Pereira e Filho 2020). Já no modo ilhado, a microrrede passa a ser integralmente responsável pelo balanço de potência ativa e reativa, e a frequência deixa de ser imposta externamente, passando a emergir do equilíbrio entre geração e carga (Hatziaargyriou 2014, Hemmatpour, Mohammadian e Gharaveisi 2016). Essa condição torna o problema mais sensível, especialmente quando há fontes renováveis intermitentes e desequilíbrio entre fases.

A relevância da consideração da frequência em microrredes ilhadas torna-se maior diante da redução da inércia equivalente observada em sistemas com elevada participação de conversores (Uddin et al. 2023). Ainda que esta dissertação trate de regime permanente, essa motivação justifica a inclusão explícita da frequência como variável de estado na formulação de fluxo de potência e a análise de limites de sub e sobrefrequência.

Em termos práticos, a implementação de microrredes exige a integração de rede elétrica, dispositivos de proteção, chaves, sistemas de medição e camadas de controle e supervisão. Essa dimensão é relevante porque limitações de comunicação, proteção e monitoramento podem condicionar o nível de sofisticação do controle e, conseqüentemente, influenciar os mecanismos operacionais que se tornam limitantes (Gonçalves 2022).

A operação coordenada de microrredes é normalmente organizada em três níveis hierárquicos: primário, secundário e terciário (Guerrero et al. 2011). O controle primário atua localmente e fornece resposta imediata às variações de carga e geração, geralmente por meio de estratégias do tipo *droop* (Lopes, Moreira e Madureira 2006). O controle secundário busca restaurar frequência e tensão aos valores nominais após a atuação primária, enquanto o terciário trata de aspectos econômicos e da interação com a rede principal (Palizban, Kauhaniemi e Guerrero 2014, Olivares et al. 2014). Como esta dissertação se concentra em regime permanente e na determinação da Máxima Capacidade de Hospedagem sob operação ilhada, o foco recai sobre o controle primário e suas implicações sobre a frequência e o despacho de unidades geradoras por fase, sendo que o impacto do controle secundário no valor da MCH pode ser investigado futuramente.

Além da infraestrutura elétrica, a operação segura de microrredes depende de estratégias de gerenciamento de energia, despacho de recursos, priorização de cargas e ações mitigadoras em situações de déficit de potência. Em operação ilhada, a efetividade do controle primário

e as restrições físicas da rede podem impor limitações antes mesmo da atuação de camadas superiores de controle, especialmente em sistemas desequilibrados e com alta penetração renovável (Olivares et al. 2014, Palizban, Kauhaniemi e Guerrero 2014).

O corte de carga é uma medida tradicionalmente utilizada para preservar a estabilidade em condições de subfrequência, sobretudo em sistemas isolados (Concordia, Fink e Poullikkas 1995, Bakar et al. 2017). Em termos de modelagem, esses esquemas podem ser representados por estágios acionados por limiares de frequência e temporizações, associados à prioridade das cargas. No contexto desta dissertação, o corte de carga não é modelado explicitamente, mas sua literatura é importante para interpretar cenários em que a operação ilhada se tornaria inviável sem ações corretivas (Gatta, Filho e Pereira 2019).

Quanto às cargas, os modelos estáticos mais usuais incluem potência constante, corrente constante, impedância constante, e o modelo ZIP, que combina esses três comportamentos. Em redes de distribuição e microrredes, o desbalanceamento de cargas entre fases é frequente, o que reforça a necessidade de modelagem trifásica explícita em estudos de qualidade de energia, controle e limites operacionais (ANEEL 2020, Kagan, Oliveira e Robba 2021, Peres 2024).

2.2.2 Composição

Tipos de Geradores

Do ponto de vista operacional, os recursos de geração em microrredes podem ser classificados em despacháveis e não despacháveis conforme o grau de controlabilidade da potência disponibilizada ao sistema. Fontes renováveis intermitentes, como geração fotovoltaica e eólica, são usualmente tratadas como não despacháveis quando sua potência ativa disponível depende diretamente das condições ambientais, como irradiância solar e velocidade do vento. Em estudos de regime permanente, essas fontes podem ser representadas como injeções exógenas de potência ativa, podendo inclusive ser modeladas como cargas negativas em formulações determinísticas e probabilísticas de fluxo de potência (Borkowska 1974, Uddin et al. 2023, Peres 2023, Peres 2024).

Outrossim, unidades despacháveis, como geradores a diesel, microturbinas, máquinas síncronas ou sistemas de armazenamento de energia adequadamente controlados, possuem maior capacidade de ajuste da potência ativa e reativa dentro de limites operacionais. Em microrredes ilhadas, essas unidades exercem papel fundamental no equilíbrio interno do sistema, pois podem participar do controle de frequência e tensão, especialmente por meio de estratégias de con-

trole primário, como o *droop* $P-f$ e $Q-V$ (Lopes, Moreira e Madureira 2006, Gupta et al. 2021, Hatziargyriou 2014). Para as microrredes em CA, esse controle primário, citado no paragrafo anterior, é frequentemente implementado por relações do tipo *droop* $P-f$ e $Q-V$, permitindo compartilhamento proporcional de carga entre geradores sem necessidade de comunicação rápida (Lopes, Moreira e Madureira 2006, Gupta et al. 2021, Hatziargyriou 2014).

Ressalta-se que mecanismos como limitação de geração renovável, ou *curtailment*, não alteram necessariamente a natureza intermitente da fonte primária, mas permitem restringir a potência ativa injetada em determinadas condições operacionais. De forma semelhante, o controle *grid-forming* está associado ao modo de controle do conversor e à sua capacidade de estabelecer referências elétricas locais, não devendo ser confundido diretamente com a classificação do recurso como despachável ou não despachável.

Portanto, após explicação dos conceitos e conforme apresentado em (Alves, Pereira e Filho 2020, Peres 2024), os controles de *droop* de frequência $P-f$ e de tensão $Q-V$ são descritos matematicamente por (2.1) e (2.2), respectivamente. A interpretação desse controle é facilitada pela Figura 2.2. Nessa figura são indicadas as referências de tensão e frequência (V_0 e f_0), os coeficientes de *droop* (m_{pi} e n_{qi}) e as potências trifásicas ($P_{g,i}^{3\phi}$ e $Q_{g,i}^{3\phi}$, obtidas pela soma das potências em cada fase).

$$P_{g,i}^{3\phi} = \frac{1}{m_{pi}} (f_0 - f_{mg}) \quad (2.1)$$

$$Q_{g,i}^{3\phi} = \frac{1}{n_{qi}} (V_0 - V_i^a) \quad (2.2)$$

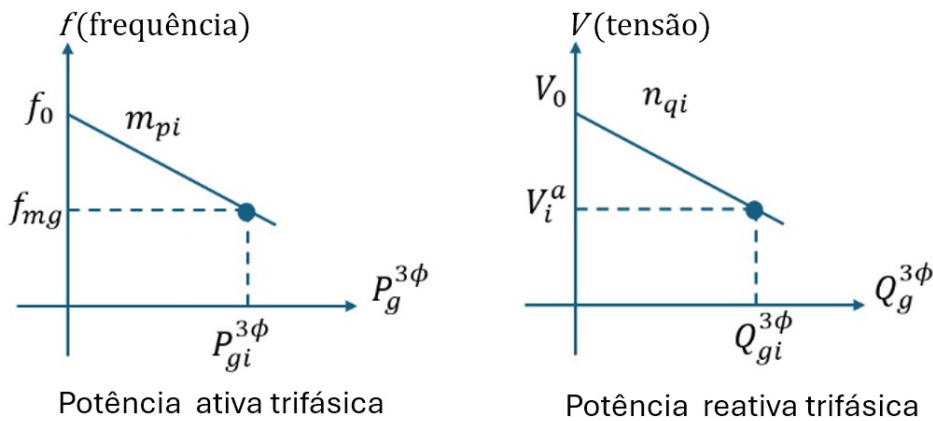


Figura 2.2: Relações típicas de controle *droop* para potência ativa ($P-f$) e potência reativa ($Q-V$).

Fonte: Adaptado das notas de aula do Professor Wesley Peres (2025).

Tomando como base o questionamento em que se baseia a dissertação, potências geradas por fase podem diferir entre si caso o sistema seja desequilibrado, nesse mesmo cenário, as tensões terminais trifásicas dos geradores despacháveis operando em *droop* devem ser balanceadas (mesma magnitude e defasamento de 120°). Esse aspecto é particularmente importante em estudos de capacidade de hospedagem.

Sistemas de Armazenamento

Sistemas de armazenamento aumentam a flexibilidade operacional das microrredes ao: (i) desacoplar temporalmente geração e consumo, (ii) reduzir rampas, (iii) fornecer suporte de potência, e (iv) mitigar violações operacionais sob variabilidade renovável (Maeyaert, Vandeveld e Döring 2020). Entre as tecnologias disponíveis, sistemas baseados em baterias (BESS) têm ampla aplicação devido à maturidade tecnológica e à resposta rápida (Nagarajan et al. 2014).

Em estudos de regime permanente e de operação ótima, o armazenamento pode ser representado como recurso despachável, com limites de potência ativa e reativa e, quando a análise envolve horizonte temporal, com restrições associadas ao estado de carga (Nagarajan et al. 2014, Maeyaert, Vandeveld e Döring 2020). Em microrredes ilhadas, o BESS pode atuar tanto como fonte quanto como carga controlável, reduzindo excursões de frequência e contribuindo para maior flexibilidade operacional (Nagarajan et al. 2014, Maeyaert, Vandeveld e Döring 2020).

Embora o BESS não seja modelado explicitamente como variável de decisão na formulação principal desta dissertação, sua discussão é relevante porque ele pode atuar como mecanismo mitigador de restrições associadas ao excedente renovável e ao desequilíbrio por fase (Gallo et al. 2016, Maeyaert, Vandeveld e Döring 2020).

2.3 Metodologias de Fluxo de Potência para Microrredes

A análise da operação de microrredes ilhadas em regime permanente exige adaptações em relação ao fluxo de potência convencional. Em sistemas conectados à rede principal, a frequência é imposta externamente. Em microrredes ilhadas, por outro lado, a frequência emerge do próprio balanço interno entre geração e demanda e depende das estratégias de controle das unidades

despacháveis (Lopes, Moreira e Madureira 2006, Hatziaargyriou 2014, Gupta et al. 2021). Por esse motivo, a formulação precisa representar explicitamente o comportamento do controle primário.

2.3.1 Fluxo de Potência Determinístico para Microrredes Ilhadas

Fluxo de Potência Convencional e Adaptações para Microrredes Ilhadas

O fluxo de potência é uma ferramenta clássica de análise em regime permanente, empregada para determinar tensões nodais e fluxos de potência a partir dos dados da rede e das injeções ou demandas especificadas (Grainger e Stevenson 1994, Monticelli 1983). Em microrredes ilhadas, porém, essa formulação precisa ser estendida para incorporar explicitamente a frequência e o controle primário, uma vez que a frequência não é fixada por uma rede principal (Abdelaziz et al. 2013, Lopes, Moreira e Madureira 2006).

A literatura apresenta abordagens determinísticas de fluxo de potência e de fluxo de potência ótimo, nas quais restrições operacionais e critérios de despacho são incorporados explicitamente ao problema (Abdelaziz et al. 2013, Alves, Pereira e Filho 2020). A escolha entre essas abordagens depende do objetivo do estudo. Enquanto o fluxo de potência convencional busca determinar um ponto de operação a partir de entradas fixas, o fluxo de potência ótimo permite calcular a solução da rede considerando objetivos como minimização de perdas, de custos, de corte de carga (Gatta, Filho e Pereira 2019) ou maximização da inserção renovável (Melo, Junior e Oliveira 2021).

Nesta dissertação, a formulação adotada busca representar o comportamento da microrrede em regime permanente com modelagem trifásica, frequência como variável de estado e controle *droop*. Essa escolha é compatível com a natureza do problema e com o objetivo de identificar mecanismos limitantes da MCH em cenários de operação ilhada e desequilíbrio.

Cálculo das Injeções de Potência Ativa e Reativa

Em redes de distribuição, o desbalanço das cargas e das impedâncias torna necessária a formulação trifásica em coordenadas de fase, com matriz de admitância contendo acoplamentos próprios e mútuos entre fases. Esse tipo de modelagem é particularmente importante em estudos de microrredes ilhadas, nos quais a análise por fase pode revelar limitações que não aparecem em formulações equilibradas. Neste trabalho, o fluxo de potência determinístico proposto em

(Abdelaziz et al. 2013, Alves, Pereira e Filho 2020) e utilizado em (Peres 2024) no âmbito de ferramentas probabilísticas.

As injeções de potência por barra e fase são apresentadas em (2.3)-(2.4). Para cada barra k e fase $\phi \in \{a,b,c\}$, a injeção de potência ativa e reativa é expressa em função das tensões nodais e dos parâmetros da matriz de admitância trifásica.

$$P_k^\phi = V_k^\phi \sum_{m=1}^N \sum_{\psi \in \{a,b,c\}} V_m^\psi \left(G_{km}^{\phi\psi} \cos \theta_{km}^{\phi\psi} + B_{km}^{\phi\psi} \sin \theta_{km}^{\phi\psi} \right) \quad (2.3)$$

$$Q_k^\phi = V_k^\phi \sum_{m=1}^N \sum_{\psi \in \{a,b,c\}} V_m^\psi \left(G_{km}^{\phi\psi} \sin \theta_{km}^{\phi\psi} - B_{km}^{\phi\psi} \cos \theta_{km}^{\phi\psi} \right) \quad (2.4)$$

em que:

- $G_{km}^{\phi\psi}$ e $B_{km}^{\phi\psi}$ correspondem, respectivamente, às partes real e imaginária da matriz $Y_{\text{bus}}^{3\phi}$;
- V_k^ϕ é a magnitude da tensão na barra k e fase ϕ ;
- $\theta_{km}^{\phi\psi}$ é a abertura angular entre as barras k e m , e fases ϕ e ψ ;
- N é o número de barras.

Variáveis de Estado do Fluxo de Potência

No problema de fluxo de potência trifásico considerado, o vetor de variáveis de estados pode ser escrito como em (2.5).

$$\mathbf{x} = \left[\begin{array}{ccccc} V_k^\phi & \theta_k^\phi & P_{gi}^\phi & Q_{gi}^\phi & f_{mg} \end{array} \right]^T, \quad k \in \Omega_B, \quad i \in \Omega_G, \quad \psi \in \{a,b,c\} \quad (2.5)$$

em que :

- Ω_B e Ω_G são os conjuntos de barras e geradores despacháveis do sistema;
- P_{gi}^ϕ e Q_{gi}^ϕ são as gerações de potência ativa na barra i e fase ϕ .

Balço de Potência

$$P_{gk}^\phi + P_{gk, \text{RER}}^\phi - P_{dk}^\phi - P_k^\phi = 0, \quad k \in \Omega_B, \quad \phi \in \{a,b,c\} \quad (2.6)$$

$$Q_{gk}^\phi - Q_{dk}^\phi - Q_k^\phi = 0, \quad k \in \Omega_B, \quad \phi \in \{a, b, c\} \quad (2.7)$$

em que, para uma barra k e fase ϕ , P_{dk}^ϕ e Q_{dk}^ϕ denotam as demandas de potência ativa e reativa, $P_{gk, RER}^\phi$ é a geração de potência de unidades não despacháveis (solar, por exemplo).

Restrições Angulares e de Equilíbrio

No fluxo de potência considerado, não é incluída uma barra infinita, em virtude da ausência de uma unidade despachável capaz de acomodar todas as variações de potência na microrrede. Para assegurar a unicidade da solução, estabelece-se uma barra como referência angular — em qualquer fase e barramento — conforme (2.8). Esta definição, fundamentada na modelagem de sequência positiva, fixa o referencial da rede e utiliza o módulo da tensão como parâmetro determinante para a convergência e estabilidade dos fasores em todas as barras da microrrede.

$$\theta_{ref}^a = 0, \quad (2.8)$$

Para barras geradoras despacháveis, impõem-se que as tensões terminais trifásicas devem ser balanceadas (mesma magnitude e defasamento de 120°), conforme (2.9)-(2.12).

$$\theta_i^a - \theta_i^b - \frac{2\pi}{3} = 0, \quad i \in \Omega_G \quad (2.9)$$

$$\theta_i^a - \theta_i^c + \frac{2\pi}{3} = 0, \quad i \in \Omega_G \quad (2.10)$$

$$V_i^a - V_i^b = 0, \quad i \in \Omega_G \quad (2.11)$$

$$V_i^a - V_i^c = 0, \quad i \in \Omega_G \quad (2.12)$$

Restrições da Modelagem do Controle *Droop*

Conforme ilustrado na Figura 2.2, o controle primário de frequência é modelado por uma característica *droop* $P-f$, que relaciona a frequência do sistema à potência ativa trifásica fornecida pelas unidades despacháveis, o que é matematicamente modelado por (2.13).

$$P_{g,i}^{3\phi} = \frac{1}{m_{pi}} (f_{0i} - f_{mg}), \quad (2.13)$$

em que m_{pi} é o coeficiente de *droop* e f_{0i} é a frequência de referência. A potência ativa trifásica gerada $P_{g,i}^{3\phi}$ é dada por (2.14).

$$P_{g,k}^{3\phi} = P_{gk}^a + P_{gk}^b + P_{gk}^c, \quad k \in \Omega_G \quad (2.14)$$

De forma análoga, a regulação de tensão por meio de *droop* reativo $Q-V$ é modelada por (2.15).

$$Q_{g,i}^{3\phi} = \frac{1}{n_{qi}} (V_{0i} - V_i), \quad (2.15)$$

em que n_{qi} é o coeficiente de *droop* reativo, V_{0i} é a tensão de referência e V_i é a magnitude de tensão adotada na barra geradora. A potência reativa trifásica gerada $Q_{g,i}^{3\phi}$ é dada por (2.16).

$$Q_{g,k}^{3\phi} = Q_{gk}^a + Q_{gk}^b + Q_{gk}^c, \quad k \in \Omega_G \quad (2.16)$$

2.3.2 Fluxo de Potência Probabilístico para Microrredes

Conceitos Gerais do FPP

O fluxo de potência probabilístico (FPP) estende a análise determinística ao incorporar explicitamente as incertezas associadas às entradas do problema, como carga e geração renovável (Borkowska 1974). Como resultado, obtêm-se distribuições para variáveis de saída como tensão, frequência, fluxos e despacho de potência. Em sistemas com elevada participação renovável, essa abordagem é particularmente importante, pois pequenas variações das entradas podem alterar significativamente a condição operacional da microrrede (Harrison 2010).

Em termos gerais, o problema pode ser representado por (2.17).

$$\mathbf{y} = g(\mathbf{x}), \quad (2.17)$$

em que $\mathbf{x}$ representa o vetor de entradas incertas e $\mathbf{y}$ o vetor de grandezas de interesse. O desafio central do FPP consiste em propagar as incertezas de $\mathbf{x}$ através da função não linear $g(\cdot)$, de modo a estimar estatísticas e probabilidades associadas às variáveis de saída.

No presente estudo, o fluxo de potência probabilístico leva em conta as incertezas associadas às cargas e à geração renovável (variáveis de entrada). Por meio do método de solução adotado (no qual, para cada amostra, é realizado o fluxo de potência determinístico), são obtidas as grandezas estatísticas das variáveis de saída (frequência, tensões, fluxos de potência e gerações das unidades em *droop*).

Simulação de Monte Carlo

Entre os métodos de FPP, a Simulação Monte Carlo (SMC) destaca-se pela robustez e pela flexibilidade, pois não depende de linearizações locais nem de hipóteses específicas sobre a distribuição das saídas (Harrison 2010, Abdelaziz 2017). Essa característica é especialmente útil em problemas não lineares e em redes desbalanceadas, nas quais aproximações analíticas podem se tornar imprecisas.

Em contrapartida, a SMC pode exigir elevado número de amostras para alcançar convergência estatística, o que implica maior custo computacional. Ainda assim, no contexto desta dissertação, ela é adotada como técnica principal por sua compatibilidade direta com a formulação trifásica desequilibrada e por sua capacidade de capturar eventos operacionais associados à ativação de limites e à ocorrência de violações por fase (Harrison 2010, Abdelaziz 2017).

Transformação Unscented

Métodos alternativos baseados em estimação, como a Transformação Unscented, utilizam um conjunto reduzido de amostras, denominadas de *sigma-points*, para aproximar médias e variâncias de problemas não lineares (Julier e Uhlmann 2004, Peres 2024). Em determinados cenários, essa abordagem pode reduzir o esforço computacional em relação à SMC. No entanto, em problemas com forte não linearidade, a Simulação de Monte Carlo continua sendo uma referência robusta na literatura.

2.4 Capacidade de Hospedagem

A Máxima Capacidade de Hospedagem - MCH (*Maximum Hosting Capacity*) pode ser definida como o nível máximo de inserção de geração distribuída que um sistema elétrico consegue acomodar sem violar critérios técnicos, operacionais ou regulatórios

previamente estabelecidos (limites de tensão, desequilíbrio, distorção harmônica, etc.) (Ismael et al. 2019, Mulenga, Bollen e Etherden 2020, Moro, Bonadia e Trindade 2022). De acordo com (Mulenga, Bollen e Etherden 2020), a determinação da MCH configura um problema complexo, que pode ser abordado por três principais metodologias: (i) determinística, (ii) probabilística e (iii) baseada em séries temporais.

Os métodos determinísticos definem a MCH por meio de algoritmos que desconsideram as incertezas existentes nos dados do sistema (como perfis de carga e pontos de conexão das unidades de GD). Em contraste, os métodos probabilísticos (resolvidos, por exemplo, por Simulação Monte Carlo) incorporam um grande conjunto de cenários ao cálculo da MCH, nos quais as incertezas das cargas e das GDs são explicitamente tratadas. Já as abordagens baseadas em séries temporais consideram a natureza intermitente das unidades de geração a partir de séries históricas de velocidade do vento (no caso da energia eólica) e de irradiância/temperatura (no caso da energia solar), permitindo estimar a MCH em horizontes diários, mensais ou anuais.

Diversos estudos recentes na literatura têm se concentrado no cálculo da MCH por meio de métodos determinísticos para sistemas de distribuição conectados à rede. Em (Lakshmi e Ganguly 2018), foi apresentada uma abordagem multiobjetivo visando à redução de perdas e ao aumento da MCH. Já (Oliveira et al. 2019) introduziu o conceito de Máxima Capacidade de Hospedagem Dinâmica (MCHD), em que a determinação da MCH de GD é realizada para um horizonte temporal (dia, mês ou ano), levando em conta restrições de tensão e de distorção harmônica. A reconfiguração de SD foi empregada como estratégia adicional para ampliar a MCH em (Sahu e Ghosh 2020). O uso de baterias como recurso para incremento da MCH foi analisado em um sistema real em (Lee et al. 2020). Por sua vez, (Melo, Junior e Oliveira 2021) propôs uma metodologia para o cálculo da MCH considerando limites de tensão, fluxo de potência reverso e desequilíbrio de tensão.

Em relação a avaliação probabilística da MCH de geração fotovoltaica em sistemas de distribuição conectados, em (Han et al. 2022), é proposta uma metodologia em dois estágios. Inicialmente, determina-se a capacidade base ótima de PV visando maximizar a HC total do sistema por meio de uma abordagem heurística de otimização. Em seguida, considerando perfis temporais de carga e geração fotovoltaica, calcula-se a curva máxima de geração admissível e realiza-se a calibração da HC a partir da comparação com os perfis reais de geração. A metodologia incorpora estratégias operativas do operador do sistema de distribuição (DSO), incluindo o despacho

coordenado de dispositivos de controle de tensão, além de considerar explicitamente as incertezas da geração fotovoltaica via simulações de Monte Carlo.

Em (Liu et al. 2023) é proposta uma metodologia baseada em regiões de sensibilidade para maximizar a capacidade de hospedagem determinística de geração renovável em microrredes ilhadas balanceadas. A abordagem considera as variações de frequência da microrrede e o controle *droop* de microturbinas, incorporando as incertezas associadas à geração renovável e às cargas. Os resultados demonstram que a metodologia fornece soluções robustas e melhora a capacidade de hospedagem da microrrede frente às incertezas operacionais.

2.5 Pontos Incipientes para Investigação

A revisão apresentada mostra que a literatura já consolidou fundamentos importantes sobre microrredes, controle em *droop*, fluxo de potência em regime permanente e abordagens probabilísticas. Entretanto, grande parte dos estudos sobre *Hosting Capacity* ainda se concentra em cenários equilibrados ou conectados à rede principal, nos quais a frequência é tratada como variável imposta e os mecanismos limitantes são normalmente associados a envelopes de tensão, restrições térmicas e critérios agregados.

Em microrredes trifásicas ilhadas e desequilibradas, caso uma modelagem apropriada não seja utilizada, aspectos como o efeito da inversão de fluxo nas fases dos geradores despacháveis podem não ser capturados. Como a MCH baseia-se no cálculo da máxima geração renovável, essa inversão, bem como a ocorrência de sobrefrequência e sobretensão são fatores limitantes. Ademais, as incertezas de carga e geração são aspectos importantes na análise da MCH.

Dessa maneira, a avaliação probabilística da MCH em microrredes trifásicas operando em modo ilhado ainda se encontra em estágio inicial, configurando-se como uma oportunidade para novas pesquisas. Nesse contexto, no capítulo seguinte é apresentada uma metodologia que contempla: (i) o cálculo determinístico da MCH, considerando a frequência como variável de estado e o controle *droop*; (ii) a caracterização sistemática da influência do desequilíbrio na inversão de fluxo entre as fases das unidades geradoras; e (iii) a quantificação probabilística do risco de violação dos limites operativos a partir da MCH obtida, incorporando as incertezas de carga e de geração renovável em um horizonte de 24 horas.

2.6 Considerações Finais

Este capítulo revisou os principais conceitos relacionados a microrredes, seus modos de operação, sua composição e as principais metodologias de fluxo de potência. Também foram discutidos os fundamentos de Capacidade de Hospedagem, os métodos de cálculo mais utilizados e os principais fatores que podem limitar a MCH.

A síntese crítica da literatura mostrou que, embora existam abordagens consolidadas para análise de operação ilhada e *Hosting Capacity*, ainda há espaço para investigação do impacto do desequilíbrio trifásico e das restrições por fase sob controle *droop* na determinação da MCH. No próximo capítulo, apresenta-se a modelagem matemática adotada, que servirá de base para as análises determinísticas e probabilísticas desenvolvidas nesta dissertação.

Metodologia Proposta

3.1 Considerações Preliminares

Este capítulo descreve a metodologia adotada para avaliar a operação, em regime permanente, de uma microrrede trifásica desequilibrada em modo ilhado e para determinar a Capacidade Máxima de Hospedagem (MCH) em abordagens determinística e probabilística. A formulação integra, em uma mesma estrutura, a modelagem elétrica trifásica, a frequência como variável de estado, o controle primário do tipo *droop*, a análise temporal em um horizonte de 24 horas e a propagação de incertezas por Simulação Monte Carlo (SMC).

Destaca-se que, para o cálculo da Máxima Capacidade de Hospedagem (determinístico e probabilístico) utilizam o fluxo de potência determinístico da [Seção 2.3](#), resolvido por um *solver* de otimização em Python, no qual a função objetivo é nula (problema de viabilidade), as restrições de igualdade são as definidas em (2.6)-(2.16), e as restrições de mínimo e máximo (*bounds*) são associadas ao vetor de estados definido em (2.5).

O capítulo está organizado da seguinte forma. Inicialmente, apresenta-se uma visão geral da metodologia. Em seguida, descreve-se o procedimento de determinação da MCH no caso-base, a aplicação de perfis horários ao longo de 24 horas, a formulação probabilística baseada na Simulação Monte Carlo e, por fim, os aspectos computacionais da implementação e as principais hipóteses e limitações do estudo.

3.2 Visão Geral da Metodologia

A metodologia proposta foi desenvolvida para a análise de microrredes trifásicas desequilibradas em operação ilhada, com presença de unidades despacháveis e fontes renováveis não despacháveis. Para isso, combinam-se quatro blocos principais: (i) definição do caso-base e resolução do problema em regime permanente por meio de um *solver* não linear com modelagem trifásica; (ii) determinação da MCH em condições nominais; (iii) aplicação de perfis horários de carga e geração para análise da operação ao longo de 24 horas; e (iv) análise probabilística por Simulação Monte Carlo para quantificação de risco operacional.

Os ramais da microrrede são representados em coordenadas de fase, com modelagem de impedâncias próprias e mútuas, e as cargas podem ser distribuídas de forma assimétrica entre as fases a , b e c , condição típica de redes de distribuição (ANEEL 2020, Kagan, Oliveira e Robba 2021). Do ponto de vista operacional, os recursos energéticos distribuídos são classificados em unidades despacháveis, responsáveis pela regulação primária de frequência e tensão por meio de características *droop*, e fontes renováveis não despacháveis, modeladas como injeções de potência ativa (Alves, Pereira e Filho 2020, Peres 2023). A formulação foi estruturada de modo escalável, podendo ser aplicada a sistemas de diferentes portes e topologias, desde que sejam fornecidos os dados elétricos e operacionais correspondentes.

Do ponto de vista computacional, o procedimento inicia-se com a leitura e organização dos dados do sistema, incluindo barras, linhas, parâmetros elétricos, cargas, unidades despacháveis, fontes renováveis e parâmetros de simulação. Em seguida, realiza-se a montagem da matriz de admitância trifásica $\mathbf{Y}_{bus}^{3\phi}$, estrutura fundamental para a solução do regime permanente. A partir daí, o algoritmo segue dois caminhos principais: um determinístico, baseado em cenários fixos e perfis horários, e outro probabilístico, baseado em amostragens aleatórias para propagação de incertezas.

A Figura 3.1 apresenta o fluxo geral da metodologia proposta, na qual o usuário pode optar pela análise determinística ou pela análise probabilística. A Figura 3.2 descreve esse fluxo em maior detalhe. Se o usuário escolher a análise determinística, o procedimento tem início com a leitura dos dados, segue para o bloco 1 (Determinística) e, em seguida, é encerrado (Fim). Já se o usuário optar pela análise probabilística, dois novos procedimentos são incluídos (blocos 2 e 3), tomando-se a análise determinística como etapa inicial.

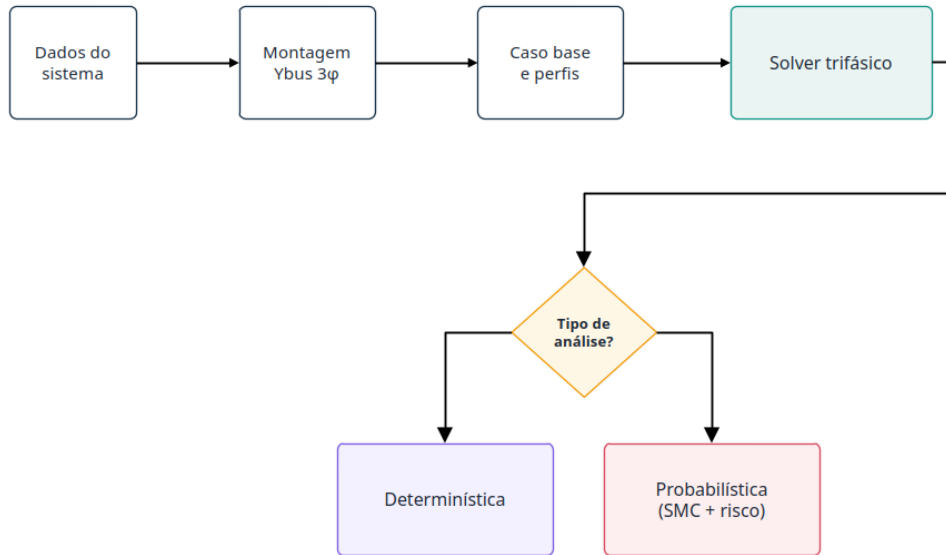


Figura 3.1: Visão geral do algoritmo e interface.

3.3 Determinação da Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística para um Ponto de Operação

Nesta seção é descrito o procedimento adotado para determinar a Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística em um ponto de operação (como por exemplo, o caso-base, entendido como a condição nominal de operação da microrrede antes da aplicação de perfis temporais e da introdução de variabilidade estocástica).

3.3.1 Procedimento de Cálculo

A obtenção da MCH determinística em um dado ponto de operação é feita seguindo o fluxograma apresentado na Figura 3.3. Esse ponto de operação pode corresponder ao caso base (cargas nominais ou perfil médio) ou a qualquer outro ponto derivado de uma curva de carga.

De forma geral, o cálculo é baseado no incremento progressivo do nível de inserção renovável até a ocorrência da primeira violação de critério operacional. Conforme a Figura 3.3, uma vez lidos os dados iniciais (vide Figura 3.3), adota-se um perfil inicial de geração renovável $\lambda = \lambda_0 (P_{gk, RER}^\phi$

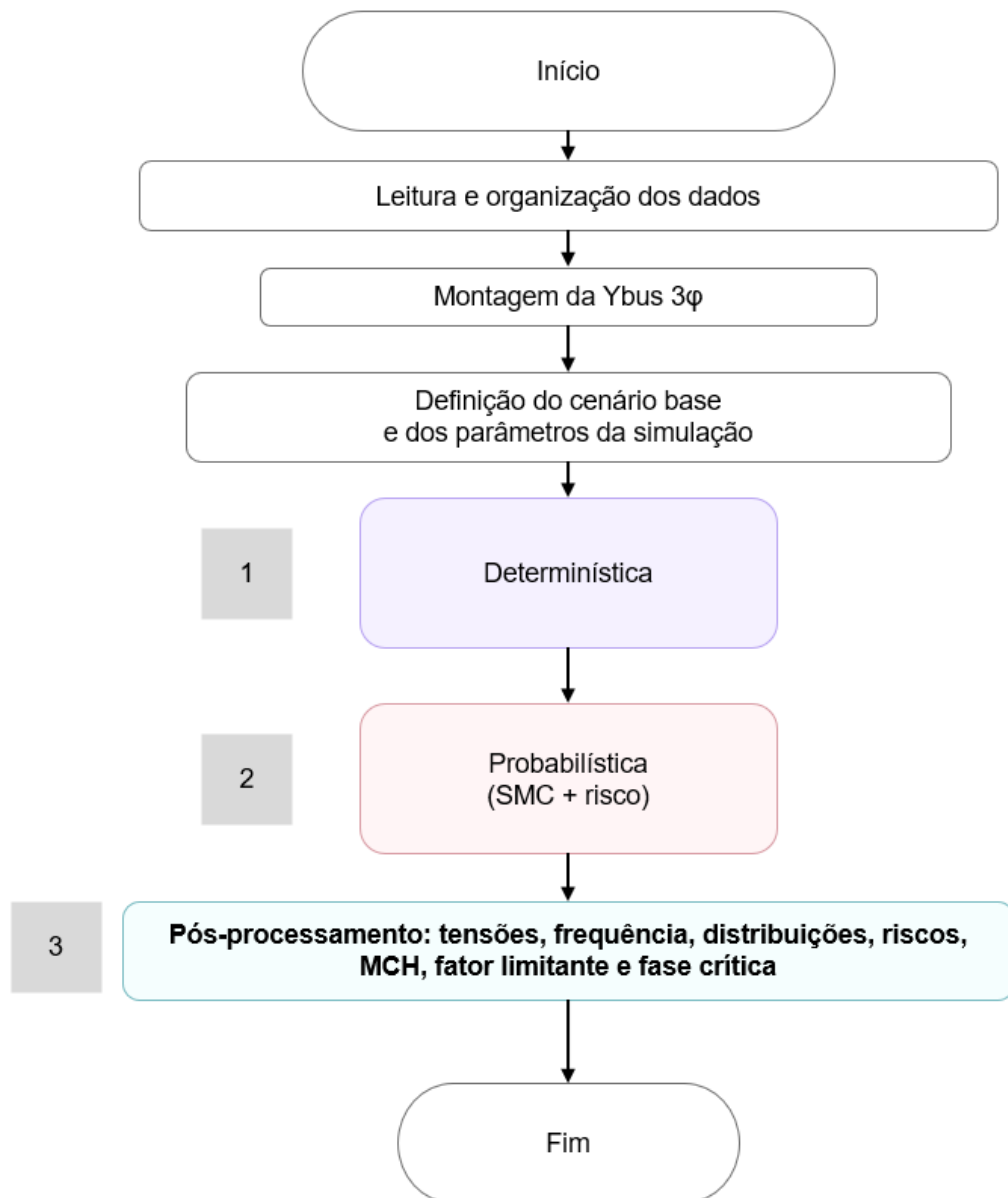
Fluxograma geral do algoritmoAnálise determinística e probabilística da operação da microrrede e cálculo da MCH

Figura 3.2: Fluxograma geral da metodologia proposta.

em (2.6)). Em seguida é resolvido o fluxo de potência trifásico determinístico para microrredes ilhadas da Seção 2.3. Uma vez resolvido o fluxo de potência procede-se com a avaliação dos

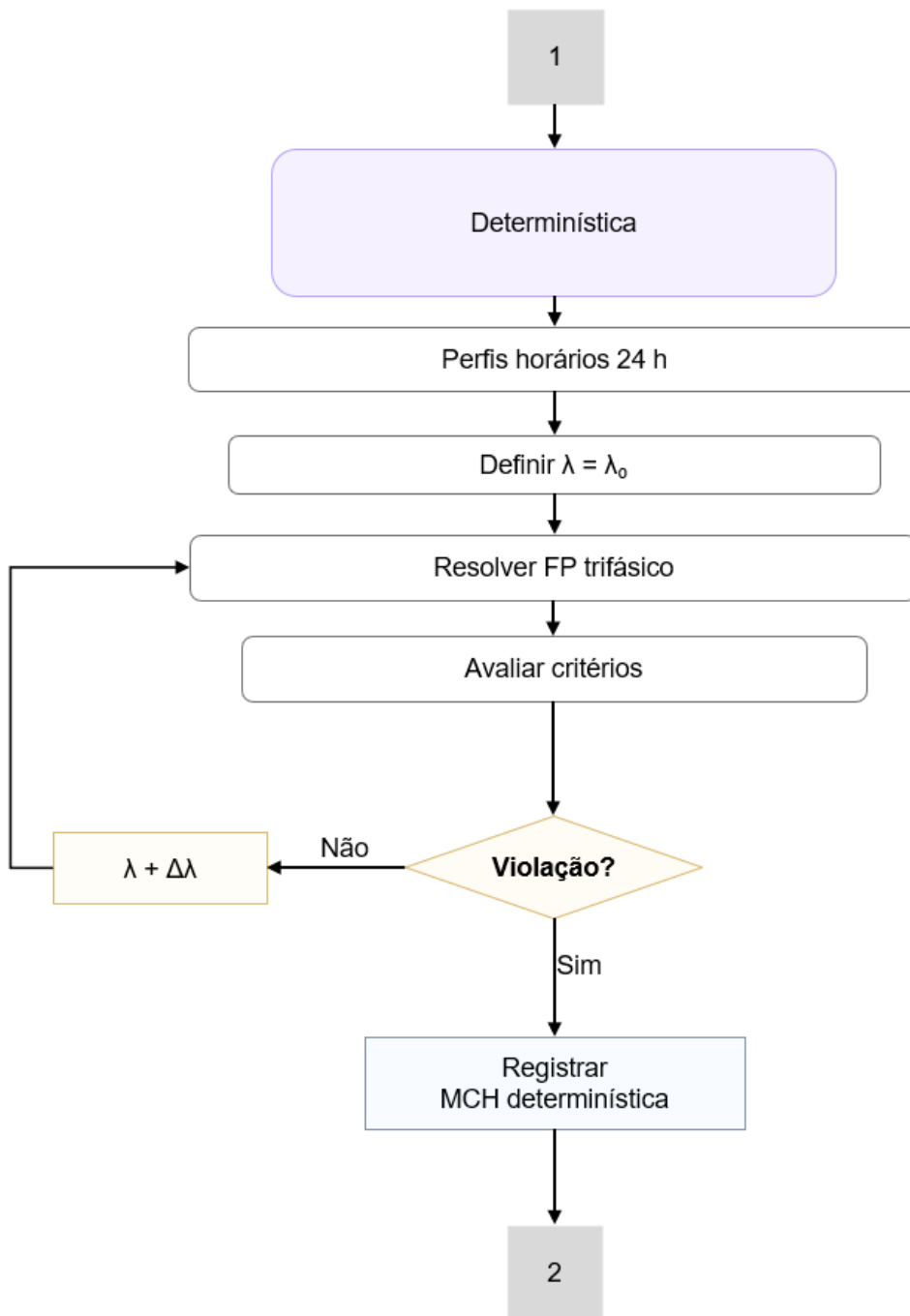


Figura 3.3: Fluxograma de cálculo da MCH determinística.

critérios (limites operativos). Caso nenhum limite tenha sido violado, o montante de geração renovável é aumentado por um passo $\Delta\lambda$ de 0,1 pu, fazendo com o que o novo montante seja $\lambda + \Delta\lambda$ e então um novo fluxo de potência é executado. O processo continua até que ocorra uma violação, e a MCH é tomada como o último valor viável (sem violação).

O fluxo de potência determinístico utilizado é o da Seção 2.3, resolvido por um *solver* de otimização em Python, no qual a função objetivo é nula (problema de viabilidade), as restrições de igualdade são as definidas em (2.6)-(2.16), e as restrições de mínimo e máximo (*bounds*) são associadas ao vetor de estados definido em (2.5). Nessa etapa, o *solver* utiliza limites mínimos e máximos abertos (entendidos aqui como *restrições matemáticas internas*) para garantir viabilidade numérica durante o processo iterativo (convergência). Ressalta-se que poderia ter sido aplicado o método de Newton-Raphson como feito em (Alves, Pereira e Filho 2020, Peres 2024).

3.3.2 Critérios Operacionais Considerados

Para avaliar a viabilidade técnica do ponto de operação, os principais limites considerados neste trabalho são:

- limites de tensão por fase: $V_{\min} \leq |V_k^\phi| \leq V_{\max}$;
- faixa admissível de frequência: $f_{\min} \leq f_{mg} \leq f_{\max}$;
- limites de geração: $P_{g,\min}^\phi \leq P_{gi}^\phi \leq P_{g,\max}^\phi$ e $Q_{g,\min}^\phi \leq Q_g^\phi \leq Q_{g,\max}^\phi$;
- não ocorrência de inversão de fluxo nas fases de unidades despacháveis, caracterizada por $P_g^\phi > 0$.

Adicionalmente, ressalta-se que a metodologia proposta não incorpora, nesta etapa, restrições térmicas associadas aos alimentadores. Embora os trechos da rede sejam representados por suas impedâncias próprias e mútuas na formulação trifásica, não foram consideradas outras restrições como limites de condução, carregamento percentual ou potência aparente máxima nos ramos. Dessa forma, a MCH obtida é condicionada aos critérios operacionais adotados neste trabalho, isto é, tensão, frequência, limites de geração e inversão de fluxo por fase nas unidades despacháveis. A inclusão das restrições citadas constitui uma extensão natural da metodologia e é indicada como trabalho futuro.

3.3.3 Importância da Modelagem Trifásica para Observância da Inversão de Fluxo nas Unidades Despacháveis

Como as variáveis do problema são modeladas por fase, podem ocorrer condições, nas unidades despacháveis operando em *droop*, que uma fase específica apresente potência ativa

negativa, isto é, $P_{g,i}^\phi < 0$, caracterizando consumo de potência ativa que faria a proteção atuar. Neste trabalho, a ocorrência de $P_{g,i}^\phi < 0$ é tratada como condição operacional indesejável e utilizada como critério de violação na avaliação da MCH.

3.4 Determinação da Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística para um Horizonte de 24 Horas

A determinação da MCH no caso-base fornece uma referência estrutural para a operação da microrrede. Entretanto, a operação real do sistema varia ao longo do dia em função das mudanças de carga e de geração renovável (condições climáticas). Por essa razão, a metodologia incorpora uma análise temporal em horizonte de 24 horas, permitindo avaliar como a condição operacional da microrrede evolui ao longo do dia e como essa evolução influencia a capacidade de hospedagem.

3.4.1 Perfis de Carga e Geração Renovável

Para representar variações diárias, utilizam-se perfis horários de carga e geração renovável. Para uma determinada hora t , no caso determinístico, as cargas são atualizadas por meio de um fator horário $\alpha(t)$ (curva de carga), conforme (3.1).

$$\begin{aligned} P_{d,k}^\phi(t) &= \alpha(t) \bar{P}_{d,k}^\phi \\ Q_{d,k}^\phi(t) &= \alpha(t) \bar{Q}_{d,k}^\phi \end{aligned} \quad (3.1)$$

em que $P_{d,k}^\phi(t)$ representa a carga ativa na barra k e hora t , calculada a partir do valor nominal $\bar{P}_{d,k}^\phi$ e o fator $\alpha(t)$. O mesmo se aplica para a carga reativa.

Por sua vez, a geração renovável, após o cálculo da MCH, é atualizada por meio de um fator $\beta(t)$ na equação (3.2), o que resulta em um cenário mais realista de geração solar (com geração positiva no período da tarde e nula nos demais horários).

$$P_{g,\text{RER}}^\phi(t) = \beta(t) \bar{P}_{g,\text{RER}}^\phi \quad (3.2)$$

Logo, esses perfis permitem reproduzir cenários típicos de maior demanda com baixa geração renovável, bem como períodos de baixa demanda com elevada disponibilidade renovável.

3.4.2 Determinação da Capacidade de Hospedagem ao Longo do Horizonte Temporal

Quando se deseja avaliar a hospedagem ao longo do dia, aplica-se a varredura em λ para cada hora, ou para cenários horários selecionados, com incremento $\Delta\lambda$, conforme já discutido na [Figura 3.3](#), e resumido a seguir:

1. definir $\lambda \leftarrow \lambda_0$;
2. atualizar a injeção renovável utilizando λ ;
3. resolver o fluxo de potência determinístico trifásico;
4. avaliar os critérios operacionais;
5. se ocorrerem violações, interromper a varredura; caso contrário, fazer $\lambda \leftarrow \lambda + \Delta\lambda$ e repetir o procedimento.

O último valor viável define a máxima capacidade de hospedagem determinística para a hora analisada.

3.4.3 Discussão sobre a Avaliação da MCH no Caso-Base e por Intervalo Horário

A utilização do caso-base como referência fornece uma visão estrutural da capacidade de hospedagem da microrrede, permitindo identificar os mecanismos limitantes fundamentais do sistema em condições nominais. Por outro lado, a avaliação da MCH por intervalo horário permite captar a influência das variações diárias de carga e geração renovável sobre a margem operacional disponível.

A análise no caso-base tem a vantagem de oferecer uma referência sintética e de interpretação mais direta, com menor custo computacional. Já a avaliação por hora fornece uma caracterização mais aderente à operação real da microrrede, permitindo identificar períodos críticos específicos. Como contrapartida, essa abordagem produz maior volume de resultados e demanda maior esforço computacional.

Neste trabalho, a estrutura metodológica foi concebida de forma a permitir tanto a análise estrutural da MCH no caso-base quanto sua reavaliação ao longo do horizonte temporal, quando necessário. Assim, preserva-se uma referência nominal consistente e, ao mesmo tempo, investiga-se como a hospedagem renovável é influenciada pelas condições operacionais diárias.

3.4.4 Avaliação dos Cenários sem Geração Renovável

Adicionalmente, em algumas horas do dia, a geração solar é nula. Nesse sentido, define-se um indicador de necessidade de mitigação por subfrequência (3.3).

$$f < f_{\min} \Rightarrow \text{evento de subfrequência (mitigação requerida)}. \quad (3.3)$$

Esse indicador é importante para as análises probabilísticas e não corresponde à implementação de um esquema completo de alívio de carga por subfrequência, mas permite quantificar o risco de operação inviável sem ações corretivas, em consonância com discussões clássicas sobre controle de frequência e alívio de carga (Concordia, Fink e Poullikkas 1995, Gatta, Filho e Pereira 2019, Bakar et al. 2017).

3.5 Simulação de Monte Carlo Aplicada à Avaliação da Capacidade Máxima de Hospedagem

A avaliação determinística da Máxima Capacidade de Hospedagem para uma microrrede ilhada trifásica desbalanceada constitui uma das contribuições deste trabalho. Contudo, a contribuição central é a realização de uma análise probabilística, empregada para representar explicitamente as incertezas associadas às cargas e à geração renovável na avaliação da operação da microrrede e da MCH. Assim, partindo-se da MCH determinística em um dado instante, analisam-se as distribuições de tensões, frequência, despacho e indicadores de violação, o que possibilita quantificar o risco de operação inviável.

3.5.1 Justificativa da Abordagem por Simulação de Monte Carlo

A avaliação probabilística da operação de microrredes ilhadas pode ser conduzida por diferentes estratégias, incluindo formulações de Fluxo de Potência Ótimo Probabilístico (POPF) que internalizam restrições probabilísticas no próprio problema de otimização, por meio de técnicas como a Transformação Unscented ou aproximações analíticas da distribuição das variáveis de estado (Peres 2023, Peres 2024).

Nesta dissertação, optou-se pela utilização da Simulação Monte Carlo (SMC), na qual o modelo determinístico de regime permanente é resolvido repetidamente para diferentes amostras das

variáveis aleatórias de entrada, e as violações operacionais são quantificadas por meio de indicadores e probabilidades estimadas a posteriori. Essa escolha se justifica por três razões principais.

Primeiro, o modelo adotado é trifásico, desequilibrado e fortemente não linear, incorporando o controle primário *droop* e as variações da frequência em regime permanente. Nessas condições, podem ocorrer mudanças abruptas de regime associadas à saturação de limites ou à ocorrência de inversão de fluxo nas fases dos geradores despacháveis, produzindo superfícies de viabilidade não suaves. Métodos baseados em aproximações estatísticas determinísticas podem apresentar limitações na captura desses comportamentos, especialmente quando a distribuição das variáveis de saída se afasta de hipóteses aproximadamente gaussianas. A SMC, por sua vez, preserva a estrutura não linear do modelo e não exige linearizações locais nem hipóteses sobre a forma funcional da distribuição resultante (Borkowska 1974, Harrison 2010).

Segundo, a abordagem por SMC oferece modularidade metodológica. O mesmo *solver* determinístico é utilizado em todos os cenários, garantindo consistência entre a análise nominal e a análise probabilística. Alterações futuras no modelo elétrico, nos critérios operacionais ou na inclusão de novos dispositivos, como sistemas de armazenamento, não exigem reformulação teórica da propagação probabilística, apenas a repetição do processo de amostragem e solução.

Por fim, a definição da Capacidade Máxima de Hospedagem probabilística é obtida de forma direta a partir da estimativa empírica da probabilidade de violação $\hat{p}(\lambda)$, como dado em (3.4). Isso permite estabelecer explicitamente um nível de risco admissível p^* para a determinação da MCH. Essa formulação evita aproximações indiretas da probabilidade de satisfação de restrições e favorece a interpretação física dos resultados.

$$\hat{p}(\lambda) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \mathbb{I}[\mathcal{E}_n(\lambda)], \quad (3.4)$$

em que N denota o número de amostras e $\mathcal{E}_n(\lambda)$ indica a ocorrência de violações.

Reconhece-se que a SMC impõe maior custo computacional quando comparada a outros métodos (Singh, Moger e Jena 2022). Entretanto, para o porte das microrredes analisadas neste trabalho, esse esforço mostrou-se compatível com os objetivos do estudo, preservando robustez numérica e fidelidade ao modelo elétrico.

3.5.2 Modelagem das Incertezas

As incertezas consideradas neste trabalho estão associadas às cargas e à geração renovável. As cargas são modeladas por meio de ruído multiplicativo normal em torno dos valores-base, enquanto a geração renovável é representada por distribuição Beta, adequada à descrição de variáveis normalizadas no intervalo $[0,1]$. Essas escolhas priorizam simplicidade, coerência física e compatibilidade com a solução repetitiva do regime permanente.

Assume-se, por simplicidade, a ausência de correlação espaço-temporal explícita na modelagem das cargas e fontes renováveis. Essa hipótese constitui uma limitação da modelagem, mas permite viabilizar o estudo probabilístico com custo computacional compatível com os objetivos da dissertação.

Para as cargas, seja σ_{carga} o desvio padrão associado. Para cada barra k e fase ϕ , a potência demandada ativa e reativa (amostra ω) é calculada conforme (3.5)-(3.6).

$$P_{d,k}^{\phi}(\omega) = \bar{P}_{d,k}^{\phi} \max(0, \xi_k^{\phi}(\omega)), \quad \xi_k^{\phi}(\omega) \sim \mathcal{N}(1, \sigma_{carga}) \quad (3.5)$$

$$Q_{d,k}^{\phi}(\omega) = \bar{Q}_{d,k}^{\phi} \zeta_k^{\phi}(\omega), \quad \zeta_k^{\phi}(\omega) \sim \mathcal{N}(1, \sigma_{carga}) \quad (3.6)$$

em que $\bar{P}_{d,k}^{\phi}$ e $\bar{Q}_{d,k}^{\phi}$ são as potências nominais e $\mathcal{N}$ denota distribuição normal (gaussiana). O truncamento em $P_{d,k}^{\phi}$ evita amostras não físicas, isto é, potência ativa negativa.

A máxima capacidade de hospedagem (calculada em uma determinada hora de forma determinística e denotada por $P_{\max}$) é tratada como fonte não despachável, com variabilidade representada pelo desvio padrão σ_{rer} . Assim, a amostra de geração renovável $P_{g,\text{RER}}$ é calculada conforme (3.7).

$$r \sim \mathcal{N}(1, \sigma_{rer}), \quad P_{g,\text{RER}} = P_{\max} r \quad (3.7)$$

Quando representada como injeção trifásica equilibrada na barra:

$$P_{g,\text{RER}}^a = P_{g,\text{RER}}^b = P_{g,\text{RER}}^c = \frac{P_{g,\text{RER}}}{3}. \quad (3.8)$$

Na análise probabilística temporal, os perfis horários de carga e geração discutidos na Subseção 3.4.1 são aplicados.

3.5.3 Etapas da Simulação Probabilística

A abordagem probabilística proposta está ilustrada na Figura 3.4. Conforme a Figura 3.2, a análise probabilística parte dos resultados obtidos na análise determinística ilustrada na Figura 3.3, e segue as seguintes etapas:

1. definir os valores base determinísticos e o nível de incerteza adotado;
2. gerar amostras aleatórias para cargas e geração renovável, com *seed* quando aplicável;
3. resolver o fluxo de potência para cada amostra;
4. avaliar os critérios operacionais, incluindo tensão, frequência, limites de geração e inversão de fluxo nas fases das unidades despacháveis;
5. registrar as variáveis de saída e os indicadores de violação;
6. calcular as estatísticas descritivas e probabilidades associadas aos eventos de interesse.

As amostras são armazenadas para fins de reprodutibilidade, prática recomendada em estudos de fluxo de potência probabilístico (Borkowska 1974, Harrison 2010).

Na abordagem probabilística de avaliação da MCH, os dados de entrada do problema passam a ser tratados como variáveis aleatórias e, para cada valor horário de MCH (λ), determina-se a probabilidade de violação conforme (3.9):

$$p(\lambda) = \mathbb{P}(\mathcal{E}(\lambda)) \quad (3.9)$$

Com N amostras independentes, o estimador utilizado é:

$$\hat{p}(\lambda) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \mathbb{I}[\mathcal{E}_n(\lambda)] \quad (3.10)$$

3.5.4 Critério de Parada Adaptativo

Nas simulações probabilísticas em horizonte de 24 horas, adotou-se um critério de parada adaptativo baseado na estimação sequencial da probabilidade do evento global de violação operacional. Para cada amostra válida n , define-se a variável indicadora conforme (3.11).

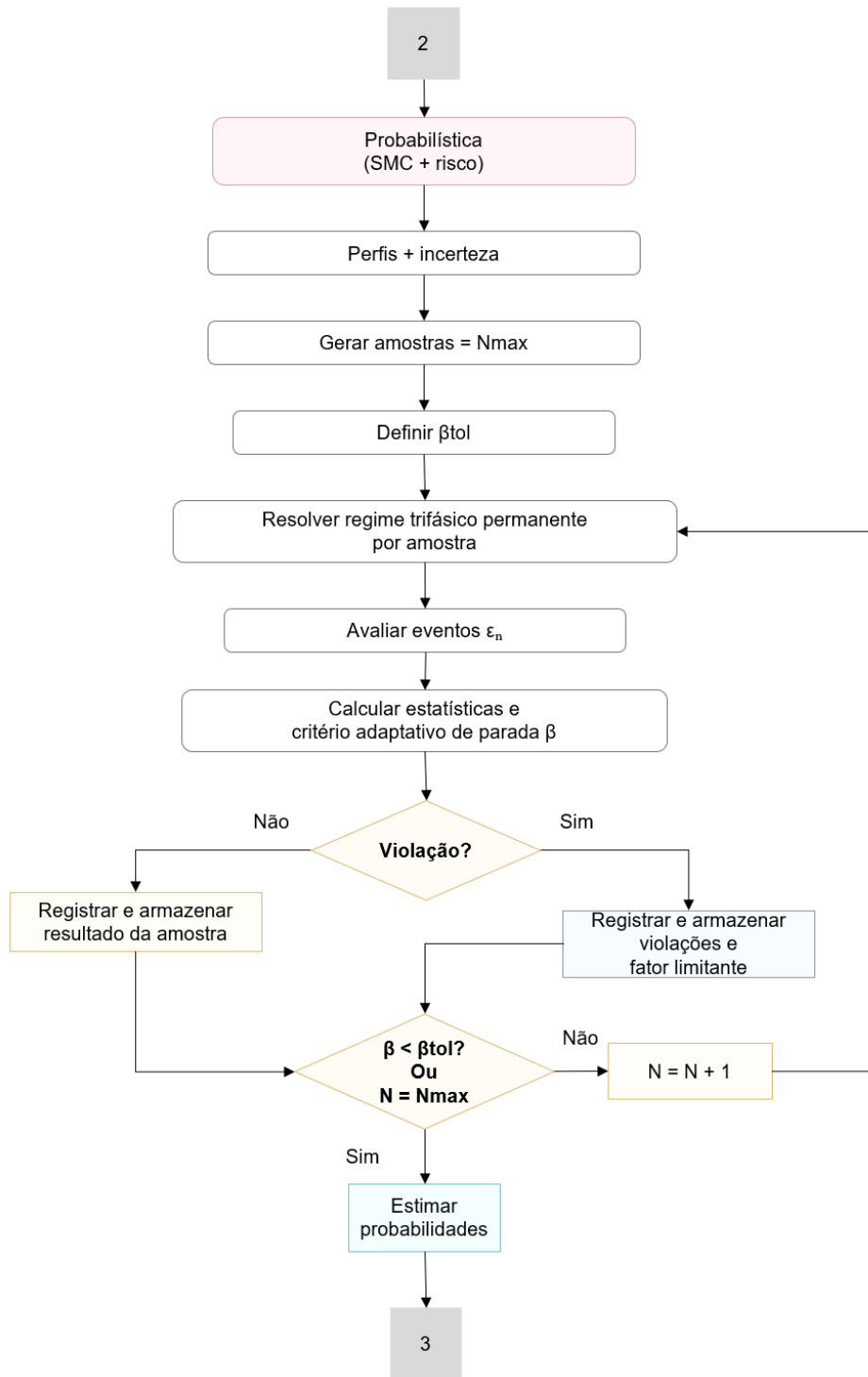


Figura 3.4: Fluxograma da simulação probabilística baseada em Monte Carlo.

$$I_n = \begin{cases} 1, & \text{se ocorre ao menos uma violação operacional na amostra } n, \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (3.11)$$

Neste trabalho, o evento global de violação é definido como dado em (3.12).

$$\mathcal{E}_n = \mathcal{E}_{V,n} \cup \mathcal{E}_{f,n} \cup \mathcal{E}_{G,n} \cup \mathcal{E}_{M,n} \quad (3.12)$$

em que:

- $\mathcal{E}_{V,n}$: violação dos limites de tensão;
- $\mathcal{E}_{f,n}$: violação da faixa admissível de frequência;
- $\mathcal{E}_{G,n}$: violação dos limites de potência ativa e reativa das unidades despacháveis;
- $\mathcal{E}_{M,n}$: ocorrência de inversão de fluxo em ao menos uma fase das unidades despacháveis.

Com N amostras válidas, a probabilidade amostral do evento global é estimada por (3.13).

$$\hat{p}_{\text{glob}} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N I_n \quad (3.13)$$

Para controlar a incerteza estatística associada a essa estimativa, emprega-se um limite superior aproximado para a probabilidade de violação. Quando $\hat{p}_{\text{glob}} > 0$, utiliza-se a aproximação normal da distribuição binomial (3.14).

$$\beta = z_{0.975} \sqrt{\frac{\hat{p}_{\text{glob}} (1 - \hat{p}_{\text{glob}})}{N}} \quad (3.14)$$

$$p_{\text{sup}} = \hat{p}_{\text{glob}} + \beta \quad (3.15)$$

em que $z_{0.975} = 1,96$ corresponde ao quantil da distribuição normal padrão para um nível de confiança aproximado de 95%.

No caso particular em que nenhuma violação é observada nas N amostras válidas, adota-se um limite superior unilateral para zero eventos, como definido em (3.16).

$$p_{\text{sup}} = 1 - \alpha^{1/N} \quad (3.16)$$

com $\alpha = 0,05$.

A simulação de cada intervalo horário é interrompida quando duas condições são simultaneamente atendidas:

1. o número mínimo de amostras válidas N_{min} é alcançado;

2. o limite superior da probabilidade estimada satisfaz (3.17).

$$p_{\text{sup}} \leq p^*, \quad (3.17)$$

em que p^* é o risco admissível especificado para o estudo.

Esse procedimento permite ajustar automaticamente o esforço amostral à criticidade estatística de cada cenário horário. Em condições seguras, a convergência ocorre com menor número de amostras. Em contrapartida, em cenários próximos da fronteira operativa, o algoritmo tende a utilizar mais amostras, preservando robustez estatística na estimação do risco.

3.5.5 Indicadores e Métricas Probabilísticas

Após a execução das simulações probabilísticas, são obtidas distribuições de tensões, frequência e potências dos geradores, bem como métricas associadas aos eventos de violação. Dentre os principais resultados calculados, destacam-se:

- probabilidades de violação $\hat{p}(\lambda)$ por critério e globais;
- médias, desvios-padrão, quartis e histogramas das variáveis operacionais;
- identificação do fator limitante como o critério associado à primeira violação na varredura;
- identificação da fase crítica correspondente.

Essa estrutura evita impor a priori um único mecanismo de limitação e permite que o conjunto de simulações revele o critério predominante para cada hora e para cada nível de inserção renovável.

3.6 Aspectos Computacionais da Implementação

3.6.1 Solução do Fluxo de Potência Determinístico através de um *Solver* de Otimização

A metodologia foi implementada em Python, utilizando rotinas para programação do fluxo de potência trifásico com controle em *droop*, e a execução de simulações repetidas da Simulação Monte Carlo. A resolução do problema de fluxo de potência não-linear da Seção 2.3 é realizada por meio da função `minimize` do *SciPy*, utilizando o método *trust-constr*. Foram adotadas tolerâncias

numéricas estritas e limite máximo de iterações para aumentar a robustez em cenários críticos. Ressalta-se que o fluxo de potência poderia ter sido resolvido pelo método de Newton-Raphson como feito em (Alves, Pereira e Filho 2020, Peres 2024). Na implementação, foram adotadas tolerâncias de convergência numérica associadas aos parâmetros `xtol` e `gtol`. Inicialmente, utilizou-se tolerância igual a 10^{-4} e, posteriormente, 10^{-8} , com limite máximo de 1.000 iterações, de modo a aumentar a robustez numérica em cenários próximos aos limites operacionais.

A formulação matemática adotada segue o formato clássico de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e de suas extensões probabilísticas (FPO Probabilístico), em que o ponto de operação é obtido como solução de um problema de otimização não linear com restrições da Seção 2.3, composto por: (i) um conjunto de variáveis de decisão e variáveis dependentes; (ii) restrições de igualdade associadas ao balanço de potência, à garantia de equilíbrio e referência angular. Se tratando de um problema de otimização em que as variáveis de decisão são restritas por valores máximos e mínimos, considera-se limites diferentes dos operacionais para garantir a solução do fluxo de potência em condições críticas: isto é importante para analisar violações de limites de tensão e frequência, por exemplo. Por fim, a função objetivo é considerada nula.

É importante ressaltar que, embora a estrutura matemática de otimização não linear seja utilizada, optou-se pela não se adotou um FPO convencional para o cálculo da MCH. No FPO, o ponto de operação é determinado pela minimização de uma função objetivo específica, como por exemplo, o equilíbrio entre custos e perdas, o que poderia obscurecer as peculiaridades físicas do sistema e os efeitos intrínsecos do controle droop em cenários de desequilíbrio. Esta abordagem garante que o ponto de operação resultante reflita estritamente o equilíbrio elétrico da rede, condicionado apenas pelas restrições físicas já abordadas. Dessa forma, a solução obtida preserva as características dinâmicas e operacionais do sistema, permitindo uma análise rigorosa e imparcial de violações de limites de tensão e frequência sob condições críticas, sem a influência de critérios de despacho econômico que não são o foco desta investigação.

3.6.2 Ferramenta Computacional

Para configuração de cenários e visualização de resultados foi desenvolvida uma interface gráfica com *Qt for Python* (PySide6), o conjunto oficial de *bindings* do framework Qt para Python. A arquitetura computacional foi organizada em dois módulos principais: `main`, responsável pela

configuração e visualização, e backend (apresentada na Figura 3.5), responsável pela modelagem elétrica, solução numérica e rotinas estatísticas.

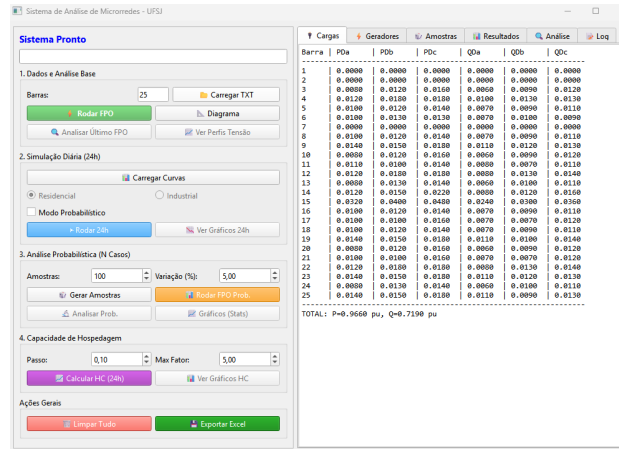


Figura 3.5: Interface desenvolvida em Python utilizando PySide6 (Qt for Python).

3.7 Limitações da Metodologia Proposta

A metodologia proposta foi construída para avaliar, em regime permanente, a operação de microrredes ilhadas trifásicas desequilibradas com controle do tipo *droop* e com incertezas tratadas via Simulação Monte Carlo. Para assegurar coerência com a implementação e transparência científica, destacam-se as principais hipóteses e limitações do estudo.

Em primeiro lugar, a modelagem não representa fenômenos transitórios nem a dinâmica eletromecânica completa de frequência e inércia. A motivação associada à redução de inércia é tratada como contexto, enquanto as variáveis são avaliadas em regime permanente, com a frequência como variável de estado (Kundur e Malik 2022, Souza, Antunes e Cavalcante 2024). Em segundo lugar, modela-se explicitamente apenas o controle primário via *droop* $P-f$ e $Q-V$, não sendo representados os níveis secundário e terciário de controle (Olivares et al. 2014, Uddin et al. 2023). Além disso, a modelagem probabilística assume independência entre barras e fases e não incorpora correlação espaço-temporal explícita, hipótese adotada por simplicidade e ausência de dados medidos (Borkowska 1974, Harrison 2010).

Adicionalmente, na implementação atual, unidades renováveis conectadas em barras trifásicas são distribuídas igualmente entre as três fases, hipótese que reduz a complexidade do modelo, mas não captura casos de geração renovável monofásica ou intrinsecamente desbalanceada (ANEEL 2020, Kagan, Oliveira e Robba 2021). Essa hipótese é compatível com a representação

agregada de plantas renováveis conectadas por inversores trifásicos, abordagem usual em estudos de microrredes trifásicas e de capacidade de hospedagem, especialmente quando os dados do sistema especificam apenas a potência renovável total por barra, e não sua distribuição individual por fase (Mulenga, Bollen e Etherden 2019, Mulenga, Bollen e Etherden 2020). Dessa forma, a divisão equilibrada evita a introdução de assimetrias adicionais não parametrizadas no modelo. Ressalta-se, contudo, que essa simplificação não contempla casos em que a geração renovável esteja conectada de forma monofásica, bifásica ou com distribuição desigual entre as fases. Essa condição pode ocorrer em redes de distribuição de baixa tensão e pode alterar os perfis de tensão, os fluxos por fase e os índices de desequilíbrio, conforme discutido em estudos sobre os impactos da conexão monofásica e trifásica de sistemas fotovoltaicos (Schwanz et al. 2017, Püvi e Lehtonen 2020). Portanto, a consideração explícita de geração renovável desbalanceada constitui uma possibilidade de extensão futura da metodologia proposta.

Da mesma forma, a metodologia não implementa um esquema completo de alívio de carga por subfrequência com estágios, temporizações e prioridades, adotando-se em seu lugar um indicador de violação para quantificação do risco de inviabilidade operacional (Concordia, Fink e Poullikkas 1995, Gatta, Filho e Pereira 2019, Bakar et al. 2017). Por fim, embora o papel de sistemas de armazenamento seja reconhecido como mitigador potencial de restrições, incluindo restrições por fase, sistemas de armazenamento por bateria (BESS) não são incluídos explicitamente no problema resolvido pelo *solver*, constituindo uma possibilidade de extensão da metodologia em trabalhos futuros (Maeyaert, Vandeveld e Döring 2020, Gallo et al. 2016, Nagarajan et al. 2014).

3.8 Considerações Parciais

Em síntese, este capítulo apresentou a estrutura metodológica e computacional utilizada para analisar a operação de uma microrrede trifásica desequilibrada em modo ilhado. Foram descritos o procedimento de determinação da MCH no caso-base, a aplicação de perfis horários em horizonte de 24 horas, a análise probabilística via SMC, os critérios operacionais adotados e os aspectos computacionais da implementação. A metodologia integra modelagem trifásica desequilibrada, frequência como variável de estado, controle *droop* e avaliação probabilística em uma estrutura única, fornecendo base reproduzível para a determinação de MCH determinís-

tica e probabilística em microrredes ilhadas com alta penetração renovável ([Hatzigiorgiou 2014](#), [Lopes, Moreira e Madureira 2006](#), [Borkowska 1974](#)).

Resultados

Este capítulo apresenta e analisa os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta aos sistemas testes trifásicos de 25 e 33 barras. As análises contemplam estudos determinísticos (solução do fluxo de potência no caso base, cálculo da capacidade de hospedagem no horizonte de 24 horas) e probabilísticos (validação da CH horária determinística via Simulação Monte Carlo).

4.1 Microrrede de 25 Barras

4.1.1 Características e Descrição da Microrrede de 25 barras

A microrrede possui 25 barras trifásicas, com cargas distribuídas de forma desbalanceada, unidades despacháveis e fontes renováveis não despacháveis (Alves, Pereira e Filho 2020). A Figura 4.1 apresenta o diagrama unifilar da microrrede, plotado utilizando a interface gráfica desenvolvida. As linhas de distribuição são modeladas em coordenadas de fase, com representação explícita de impedâncias próprias e mútuas entre fases. Cada barra pode conter carga, geração distribuída ou ambos, admitindo-se operação desequilibrada entre as fases a , b e c , condição típica de redes de distribuição (ANEEL 2020, Kagan, Oliveira e Robba 2021). A Tabela 4.1 apresenta os valores de cargas nas fases e barramentos.

As unidades trifásicas despacháveis operando em controle *droop* estão alocadas nas barras 13, 19 e 25, com parâmetros apresentados na Tabela 4.2. Esses parâmetros foram ajustados neste trabalho por meio de um procedimento de tentativa e erro, embora existam, na literatura, metodologias de otimização voltadas especificamente para esse propósito (Gupta et al. 2021). Os geradores despacháveis possuem uma potência trifásica máxima de 1.0 pu na base do sistema.

Tabela 4.1: Potências ativas e reativas de carga por fase nas barras do sistema.

Barra	PDa	PDb	PDc	QDa	QDb	QDc
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0080	0,0120	0,0160	0,0060	0,0090	0,0120
4	0,0120	0,0180	0,0180	0,0100	0,0130	0,0130
5	0,0100	0,0120	0,0140	0,0070	0,0090	0,0110
6	0,0100	0,0130	0,0130	0,0070	0,0100	0,0090
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	0,0100	0,0120	0,0140	0,0070	0,0090	0,0110
9	0,0140	0,0150	0,0180	0,0110	0,0120	0,0130
10	0,0080	0,0120	0,0160	0,0060	0,0090	0,0120
11	0,0110	0,0100	0,0140	0,0080	0,0070	0,0110
12	0,0120	0,0180	0,0180	0,0080	0,0130	0,0140
13	0,0080	0,0130	0,0140	0,0060	0,0100	0,0110
14	0,0120	0,0150	0,0220	0,0080	0,0120	0,0160
15	0,0320	0,0400	0,0480	0,0240	0,0300	0,0360
16	0,0100	0,0120	0,0140	0,0070	0,0090	0,0110
17	0,0100	0,0100	0,0160	0,0070	0,0070	0,0120
18	0,0100	0,0120	0,0140	0,0070	0,0090	0,0110
19	0,0140	0,0150	0,0180	0,0110	0,0100	0,0140
20	0,0080	0,0120	0,0160	0,0060	0,0090	0,0120
21	0,0100	0,0100	0,0160	0,0070	0,0070	0,0120
22	0,0120	0,0180	0,0180	0,0080	0,0130	0,0140
23	0,0140	0,0150	0,0180	0,0110	0,0120	0,0130
24	0,0080	0,0130	0,0140	0,0060	0,0100	0,0110
25	0,0140	0,0150	0,0180	0,0110	0,0090	0,0130
TOTAL	$P = 0,9660 \text{ pu}$			$Q = 0,7240 \text{ pu}$		

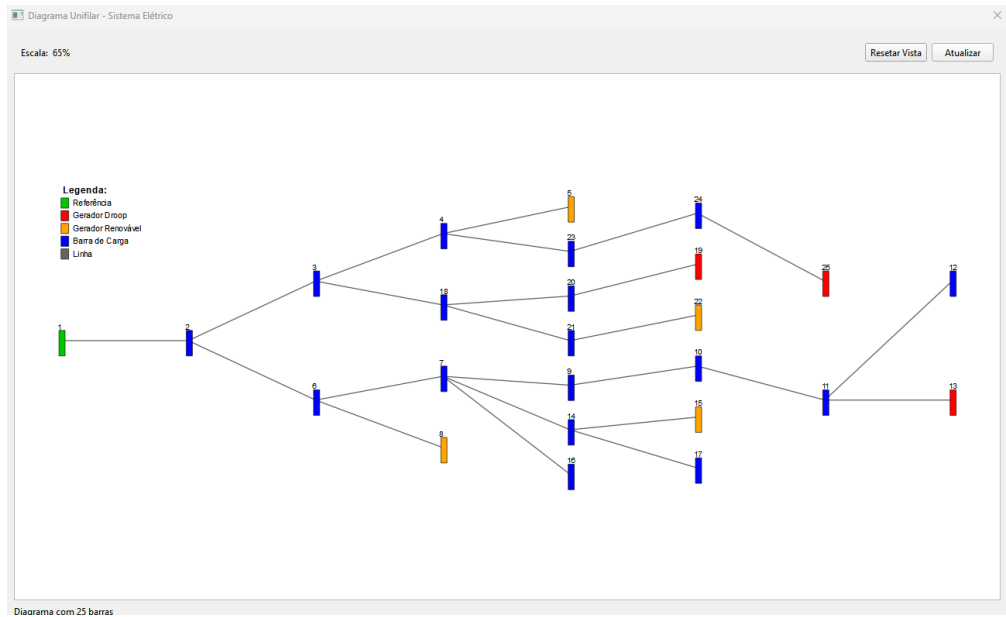


Figura 4.1: Topologia da microrrede trifásica de 25 barras utilizada nos estudos.

Tabela 4.2: Parâmetros dos geradores despacháveis operando em controle *droop* para o sistema de 25 barras.

Barra	mp	nq	f_0	V_0
13	0,0010	0,0010	60,1	1,01
19	0,0010	0,0010	60,1	1,01
25	0,0010	0,0010	60,1	1,01

A [Figura 4.2](#) mostra os fatores multiplicativos empregados para a obtenção da curva de carga ao longo de 24 horas, considerando um perfil residencial, conforme descrito em ([Coelho et al. 2020](#)).

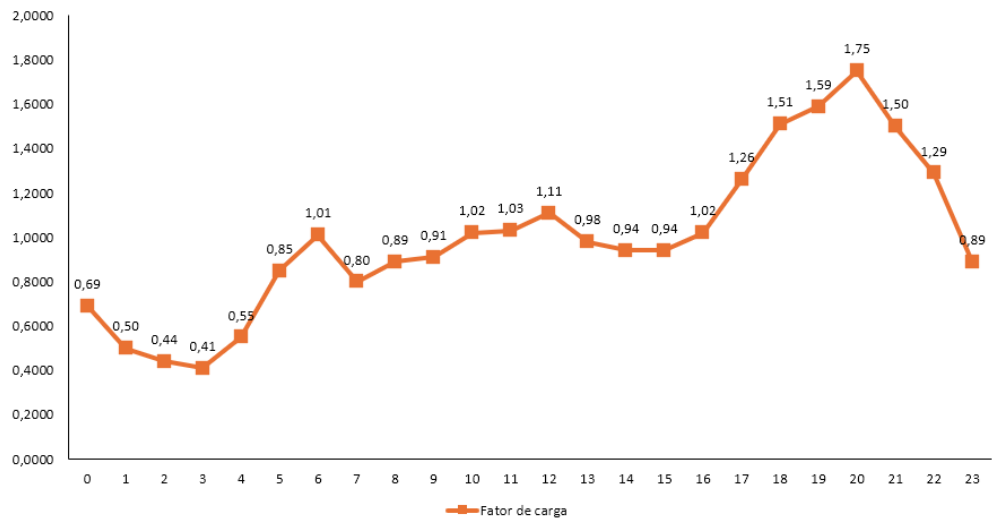


Figura 4.2: Fatores multiplicativos da carga.

Como discutido anteriormente na [Seção 3.6](#), emprega-se um *solver* de otimização para resolver o fluxo de potência trifásico em microrredes operando em modo ilhado. Os limites impostos às variáveis de decisão são chamados de *Limites para Convergência*, distinguindo-se dos limites adotados para avaliar violações (*Limites Físicos ou Operacionais*). Como exemplo, pode-se citar a potência ativa gerada em cada fase dos geradores despacháveis em controle *droop*: do ponto de vista operacional, a geração deve permanecer sempre positiva, sem ocorrência de inversão de fluxo de potência (limite operacional). Contudo, o fluxo de potência precisa ter capacidade de convergir mesmo em situações em que a inserção de fontes renováveis faz com que tal inversão ocorra; por essa razão, os limites para convergência admitem essa possibilidade (fluxo negativo). [Tabela 4.3](#) apresenta os diferentes limites considerados.

Tabela 4.3: Limites de convergência e operacionais adotados no estudo - Microrrede de 25 barras.

Variável	Unidade	Limites de Convergência	Limites Físicos ou Operacionais
$ V_k^\phi $	p.u.	[0,90; 1,10]	[0,95; 1,05]
f_{mg}	Hz	[58,5; 62,5]	[59,8; 60,2]
$P_g^{3\phi}$	p.u.	[-1; 1]	[0; 1]
$Q_g^{3\phi}$	p.u.	[-1; 1]	[0; 1]
P_g^ϕ	p.u.	[-1; 1]	> 0

4.1.2 Máxima Capacidade de Hospedagem no Caso Base utilizando-se a Abordagem Determinística

Resultado da Metodologia Determinística

Inicialmente, avalia-se o comportamento da microrrede no caso base, considerando valores nominais de carga. Partindo-se de uma injeção nula de potência renovável nas barras 5, 8, 15, e 22, aumentou-se sucessivamente esse valor até que um dos limites operacionais apresentados na [Tabela 4.3](#) fosse violado. A Máxima Capacidade de Hospedagem encontrada foi a apresentada na equação (4.1), e detalhada na [Tabela 4.4](#) e na [Tabela 4.5](#).

$$P_{\text{RER},\text{total}}^{MCH} = 0,7268 \text{ pu} \quad (4.1)$$

Tabela 4.4: Parâmetros das unidades de geração renovável.

Barra	$P_{gk, RER}^{3\phi}(pu)$
5	0,1817
8	0,1817
15	0,1817
22	0,1817

Tabela 4.5: Potência ativa das unidades de geração renovável por fase.

Barra	$P_{gk, RER}^a (pu)$	$P_{gk, RER}^b (pu)$	$P_{gk, RER}^c (pu)$	$P_{gk, RER}^{3\phi}(pu)$
5	0,1817/3	0,1817/3	0,1817/3	0,1817
8	0,1817/3	0,1817/3	0,1817/3	0,1817
15	0,1817/3	0,1817/3	0,1817/3	0,1817
22	0,1817/3	0,1817/3	0,1817/3	0,1817

A MCH encontrada de 0,7268 pu representa 75,23% da carga ativa trifásica total do sistema de 25 barras. Esse valor delimita a capacidade operacional da microrrede, considerando a convergência sob restrições críticas de inversão de potência por fase, bem como a conformidade dos níveis de tensão e frequência.

Solução do Fluxo de Potência no Ponto Operativo com a MCH

Para o ponto de operação da Máxima Capacidade de Hospedagem, as Tabelas 4.6 a 4.9 apresentam os resultados obtidos no fluxo de potência. Primeiramente, a Tabela 4.6 mostra os valores de potência gerada por cada unidade despachável e por fase, permitindo identificar que o fator limitante da MCH foi a geração na *fase A* da unidade 13. A Tabela 4.7 apresenta a geração de potência reativa, mostrando que todos os geradores injetam potência reativa na rede.

Tabela 4.6: Potência ativa das unidades despacháveis em *droop* - Microrrede de 25 barras.

Barra	$P_{gk}^a (pu)$	$P_{gk}^b (pu)$	$P_{gk}^c (pu)$	$P_{gk}^{3\phi} (pu)$
13	0,0001	0,0297	0,0536	0,0835
19	0,0080	0,0261	0,0495	0,0835
25	0,0097	0,0277	0,0461	0,0835

Tabela 4.7: Potência reativa das unidades despacháveis em *droop* - Microrrede de 25 barras.

Barra	Q_{gk}^a (pu)	Q_{gk}^b (pu)	Q_{gk}^c (pu)	$Q_{gk}^{3\phi}$ (pu)
13	0,1088	0,1344	0,1557	0,3990
19	0,0366	0,0495	0,0673	0,1534
25	0,0456	0,0567	0,0725	0,1748

Tabela 4.8: Tensões nodais para o ponto operativo da MCH - Microrrede de 25 barras.

Barra	V^a (pu)	θ^a (°)	V^b (pu)	θ^b (°)	V^c (pu)	θ_c (°)
1	1,0087	-0,000	1,0036	-119,951	0,9995	119,928
2	1,0087	-0,000	1,0036	-119,951	0,9995	119,928
3	1,0087	0,039	1,0040	-119,922	1,0002	119,989
4	1,0089	0,059	1,0045	-119,912	1,0010	120,023
5	1,0114	0,193	1,0069	-119,780	1,0028	120,152
6	1,0082	-0,064	1,0024	-120,000	0,9975	119,851
7	1,0060	-0,265	1,0000	-120,187	0,9948	119,649
8	1,0132	0,204	1,0070	-119,738	1,0011	120,111
9	1,0056	-0,605	1,0010	-120,547	0,9971	119,339
10	1,0063	-0,948	1,0033	-120,915	1,0008	119,036
11	1,0072	-1,156	1,0053	-121,139	1,0038	118,859
12	1,0065	-1,156	1,0042	-121,137	1,0027	118,862
13	1,0096	-1,412	1,0096	-121,412	1,0096	118,588
14	1,0051	-0,126	0,9977	-120,019	0,9908	119,760
15	1,0055	-0,040	0,9977	-119,931	0,9903	119,833
16	1,0052	-0,265	0,9990	-120,181	0,9936	119,648
17	1,0042	-0,125	0,9968	-120,017	0,9893	119,763
18	1,0093	0,076	1,0053	-119,891	1,0017	120,044
19	1,0098	-0,164	1,0098	-120,164	1,0098	119,836
20	1,0091	-0,021	1,0066	-120,004	1,0042	119,976
21	1,0117	0,270	1,0068	-119,688	1,0024	120,251
22	1,0153	0,463	1,0095	-119,489	1,0052	120,454
23	1,0082	-0,034	1,0047	-120,011	1,0020	119,945
24	1,0084	-0,130	1,0059	-120,118	1,0041	119,872
25	1,0098	-0,310	1,0098	-120,310	1,0098	119,690

As tensões complexas nodais por fase são apresentadas na Tabela 4.8, na qual nota-se as tensões equilibradas nas barras com geração despachável (13, 19, e 25), que é uma restrição da metodologia de fluxo de potência. Adicionalmente, a magnitude da tensão nessas barras é menor que o *setpoint* V_0 da Tabela 4.2 (1,01 pu). De acordo com a característica de *droop* $Q - V$ (Figura 2.2), isso ocorre quando a potência reativa trifásica gerada é positiva (o que confirma os resultados da Tabela 4.7).

A Tabela 4.9 indica que a frequência da microrrede é de 69,095 Hz, mostrando coerência entre os valores apresentados nas Tabelas 4.2 e 4.6, conforme detalhado na Equação 4.2

$$P_{g,k}^{3\phi} = \frac{1}{m_{pi}} (f_0 - f_{mg}) = \frac{1}{0,001} \left(\frac{60,1 - 60,095}{60} \right) \approx 0,0835 \text{ pu.} \quad (4.2)$$

Tabela 4.9: Frequência de operação da microrrede no ponto operativo da MCH - Microrrede de 25 barras.

Grandeza	Valor
f_{mg} (Hz)	60,0950

Análise do Resultado

No cálculo da MCH, em sistemas de distribuição desequilibrados e conectados, como discutido por (Melo, Junior e Oliveira 2021), a tensão é o primeiro limite violado quando se permite a inversão de fluxo na subestação. Em microrredes ilhadas monofásicas, o fator limitante da MCH é a frequência (que atinge o valor à vazio f_0 no momento em que ocorre a inversão de fluxo no gerador (consumo de potência) (Peres, Poubel e Rabelo 2023). Entretanto, conforme a Figura 2.2, em microrredes trifásicas a curva de *droop* é calculada com base na potência trifásica gerada.

Quando se observa as gerações por fase, o desequilíbrio (sob condições de alta penetração de geração renovável) pode fazer com que a geração em uma das fases inverta de sinal ($P_g^\phi < 0$ em qualquer gerador despachável e em qualquer fase $\phi \in \{a,b,c\}$), mesmo quando a potência trifásica total fique positiva ($P_g^{3\phi} > 0$). Esse critério é adotado como condição operacional indesejável em regime permanente, por representar absorção de potência ativa por fase em unidade despachável sob controle *droop*. No caso base, a metodologia determinística confirmou essa possibilidade, sendo que as tensões e a frequência permaneceram dentro dos limites, as potências trifásicas permaneceram positiva e a MCH foi limitada pela potência gerada na *fase A* do gerador 13.

4.1.3 Capacidade Máxima de Hospedagem Determinística ao Longo de 24 Horas

Nessa seção a MCH é avaliada de forma determinística ao longo de um horizonte de 24 horas, considerando perfis horários de carga e geração renovável, com base na metodologia da Seção 3.4. Para cada hora, a potência renovável é incrementada até que seja detectada a primeira violação operacional segundo os critérios definidos. A Figura 4.3 apresenta a MCH horária.

Os resultados indicam variação significativa da MCH ao longo do dia, influenciada pela relação entre demanda e disponibilidade renovável. Em períodos de baixa carga, a MCH tende a ser

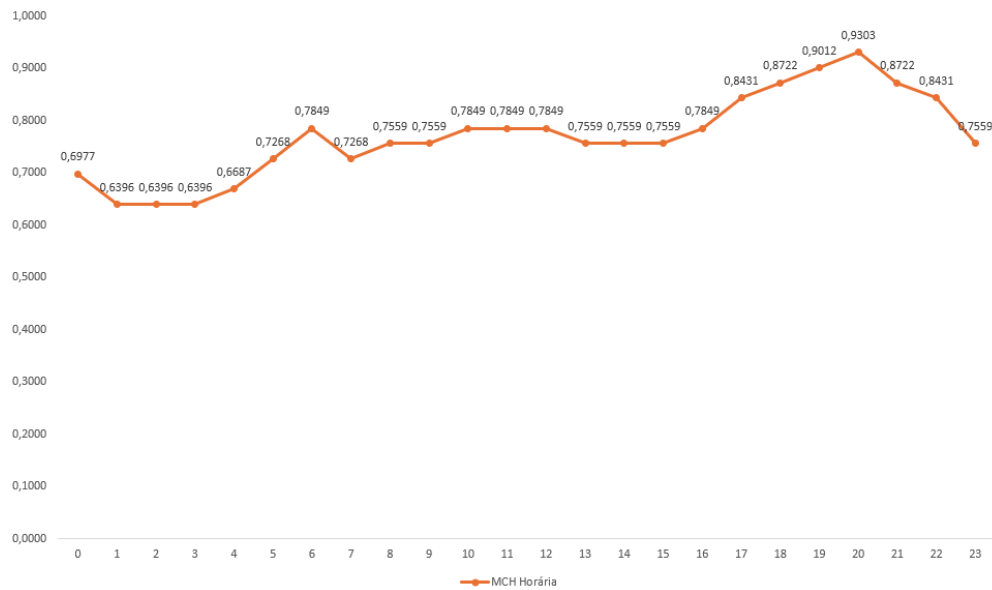


Figura 4.3: Capacidade de Hospedagem Determinística.

limitada por excesso de geração e pela ocorrência de inversão de fluxo nas unidades despacháveis; em períodos de maior demanda, o limite tende a se deslocar para restrições associadas à capacidade de geração, tensão e atendimento do balanço de potência. Essa análise reforça que a avaliação estática da capacidade de hospedagem pode produzir resultados excessivamente otimistas ou conservadores, dependendo do horário considerado.

4.1.4 Análise Probabilística da MCH horária utilizando a Simulação Monte Carlo

A análise probabilística foi realizada por Simulação Monte Carlo, considerando incertezas associadas às cargas e à geração renovável (partindo-se da MCH calculada na Seção anterior). Para cada cenário amostrado, o fluxo de potência trifásico é resolvido e são obtidas distribuições estatísticas das variáveis de interesse. No conjunto de resultados apresentado, foram consideradas 500 amostras por hora (totalizando em $24 \times 500 = 12000$ amostras). Para a análise probabilística as cargas foram modeladas conforme descrito na [Subseção 3.5.2](#), com média igual ao valor horário (nominal multiplicado pelo fator de carga) e desvio padrão de 5%. Já para geração renovável, considerou-se como média o valor horário determinístico (seção anterior) com um desvio padrão de 10%.

O desempenho computacional do fluxo de potência é observado pelo tempo em que cada fluxo de potência é resolvido e pelo número de iterações necessárias para a convergência. Para o sistema de 25 barras, cada resolução apresentou tempo médio de 3 segundos e convergência em 17

iterações. Para as 12.024 resoluções probabilísticas para a referida microrrede, o tempo total de execução foi de aproximadamente 10 horas e 2 minutos.

A Figura 4.5 apresenta a análise da potência dos geradores despacháveis ao longo do dia considerando todas as amostras. Observa-se que, embora tensões e frequência apresentem baixa variabilidade estatística, a ocorrência de eventos $P_g^\phi < 0$ pode ser significativa em determinados horários e fases. A probabilidade de violação é estimada como dado em (4.3).

$$\hat{p}(\text{violação}) = \frac{N_{\text{violações}}}{N_{\text{total}}}. \quad (4.3)$$

A Figura 4.6 apresenta a análise estatística de tensão e frequência no conjunto de amostras. Observa-se que o risco de violação de tensão/frequência pode permanecer baixo mesmo quando há risco substancial associado à inversão de fluxo em uma fase (situação em que a proteção atua retirando o gerador de operação). Esse resultado reforça que, para o sistema analisado, restrições internas de operação sob *droop* podem se tornar dominantes antes de violações clássicas de qualidade de energia.

Além disso, verifica-se que o risco não é uniformemente distribuído entre as fases, sendo tipicamente maior na fase estruturalmente mais crítica. Essa assimetria é coerente com a hipótese de fase crítica governando a factibilidade operacional em redes desequilibradas. A Figura 4.7 sintetiza a variabilidade horária das principais grandezas, evidenciando a coexistência de baixa dispersão em frequência e tensão com maior sensibilidade do despacho por fase à intermitência renovável e à variabilidade das cargas.

Em relação à variabilidade horária da tensão e conformidade da mesma em regime permanente, o Módulo 8 do PRODIST(Procedimentos de Distribuição da ANEEL) destinado à qualidade do fornecimento de energia elétrica (ANEEL 2020), padroniza os procedimentos técnicos relacionados ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição. A classificação das tensões, em relação ao valor nominal ou contratado da rede segundo esse módulo, é dada faixas adequadas, precárias e críticas. Nas simulações realizadas, as tensões permaneceram dentro dos limites adequados, dado na Equação 4.4 e apresentado como densidade de probabilidade acumulada na Figura 4.4.

$$P_{\text{viol},V} = P(V < 0,93) \text{ e } P(V > 1,05). \quad (4.4)$$



Figura 4.4: Densidade de probabilidade acumulada de tensões na microrrede de 25 barras.

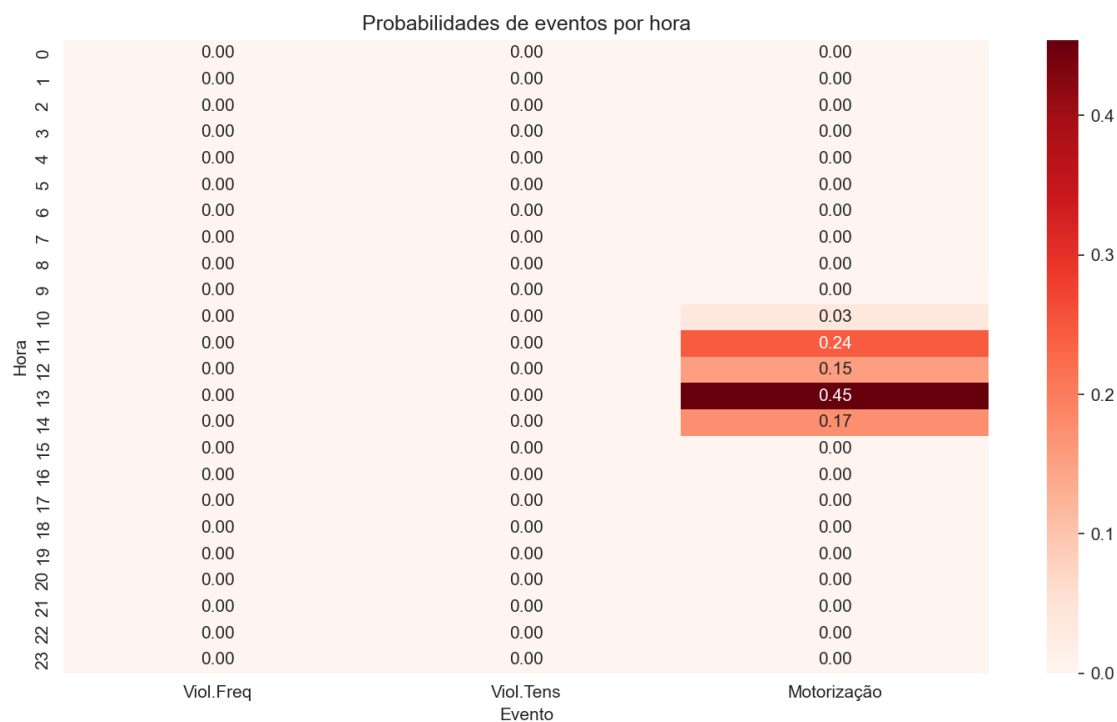


Figura 4.6: Análise estatística por hora.

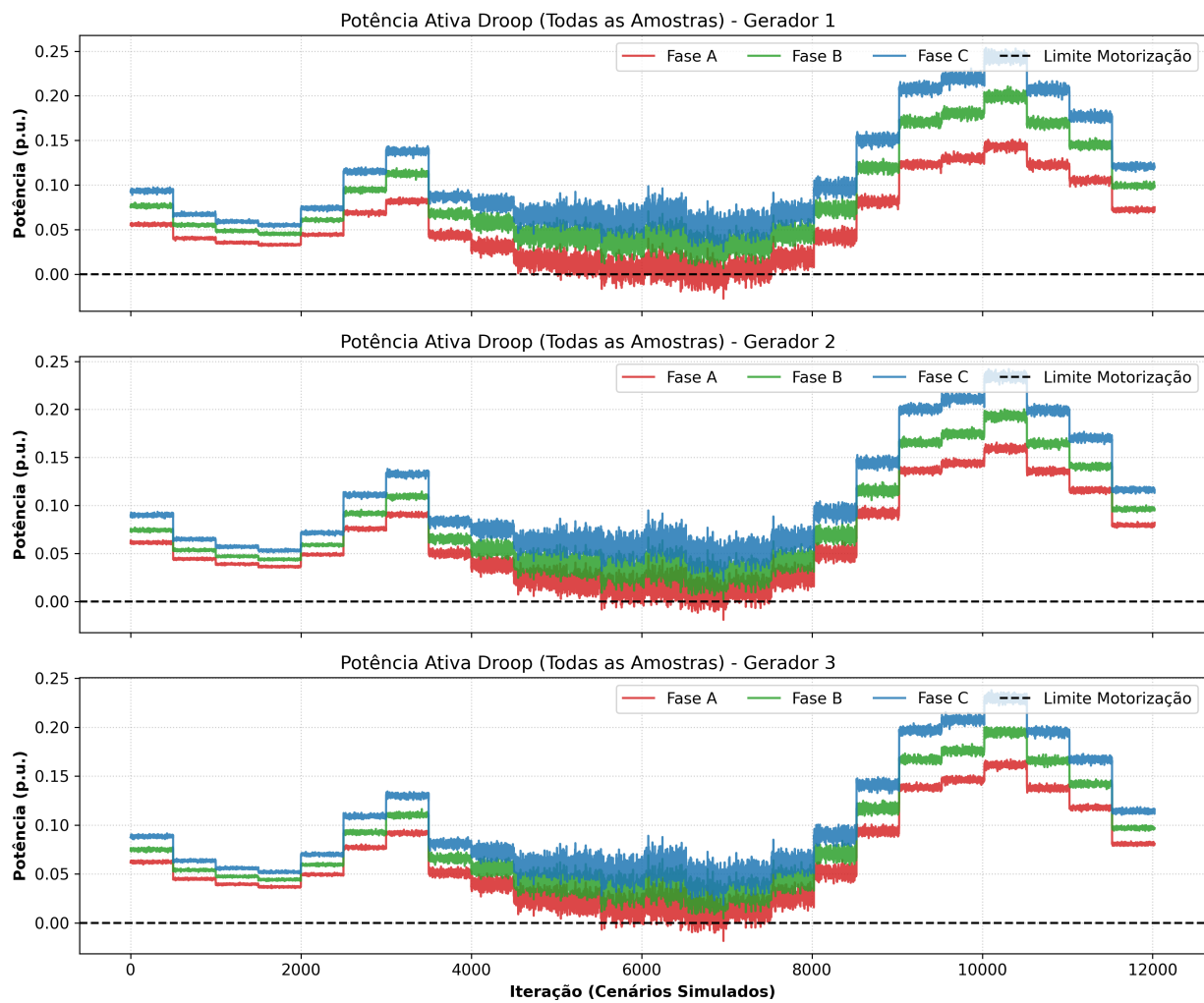


Figura 4.5: Análise de motorização em amostras por hora.

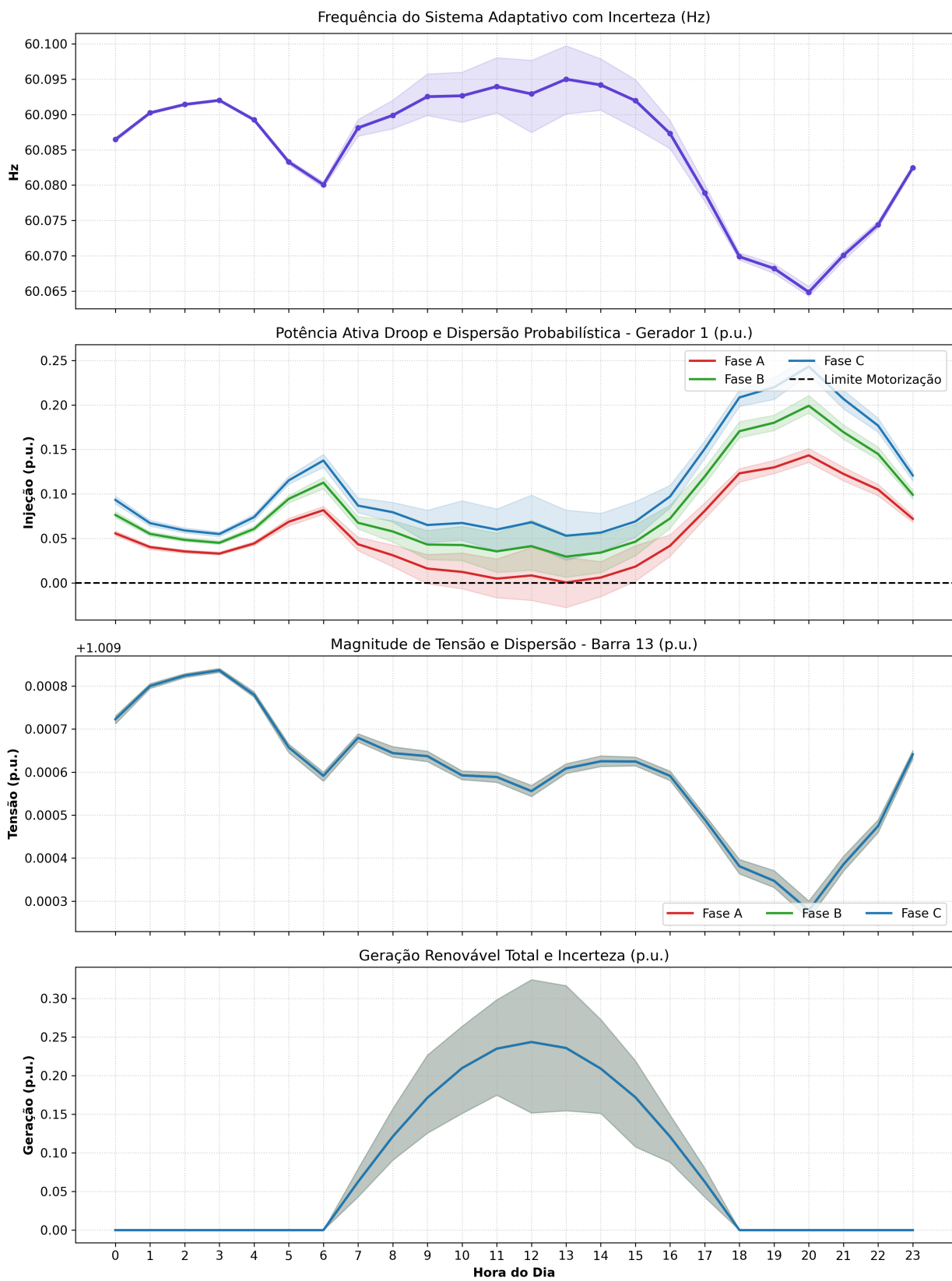


Figura 4.7: Variabilidade horária das principais grandezas do sistema.

Tabela 4.10: Parâmetros dos geradores despacháveis operando em controle *droop* para o sistema de 33 barras.

Barra	m_p	n_q	f_0	V_0
02	0,001	0,01	60,1	1,05
12	0,001	0,01	60,1	1,05
29	0,001	0,01	60,1	1,05

Tabela 4.11: Limites de convergência e operacionais adotados no estudo - Microrrede de 33 barras.

Variável	Unidade	Limites de Convergência	Limites Físicos ou Operacionais
$ V_k^\phi $	p.u.	[0,90; 1,10]	[0,95; 1,05]
f_{mg}	Hz	[58,5; 62,5]	[59,8; 60,2]
$P_g^{3\phi}$	p.u.	[-10; 10]	[0; 10]
$Q_g^{3\phi}$	p.u.	[-10; 10]	[0; 10]
P_g^ϕ	p.u.	[-10; 10]	> 0

Tabela 4.12: Demandas nodais de potência ativa e reativa por fase da microrrede de 33 barras.

Barra	PDa (pu)	PDb (pu)	PDc (pu)	QDa (pu)	QDb (pu)	QDc (pu)
1	0,0600	0,0800	0,1000	0,0360	0,0480	0,0600
2	0,0540	0,0720	0,0900	0,0240	0,0320	0,0400
3	0,0720	0,0960	0,1200	0,0480	0,0640	0,0800
4	0,0360	0,0480	0,0600	0,0180	0,0240	0,0300
5	0,0360	0,0480	0,0600	0,0120	0,0160	0,0200
6	0,1200	0,1600	0,2000	0,0600	0,0800	0,1000
7	0,1200	0,1600	0,2000	0,0600	0,0800	0,1000
8	0,0360	0,0480	0,0600	0,0120	0,0160	0,0200
9	0,0360	0,0480	0,0600	0,0120	0,0160	0,0200
10	0,0270	0,0360	0,0450	0,0180	0,0240	0,0300
11	0,0360	0,0480	0,0600	0,0210	0,0280	0,0350
12	0,0360	0,0480	0,0600	0,0210	0,0280	0,0350
13	0,0720	0,0960	0,1200	0,0480	0,0640	0,0800
14	0,0360	0,0480	0,0600	0,0060	0,0080	0,0100
15	0,0360	0,0480	0,0600	0,0120	0,0160	0,0200
16	0,0360	0,0480	0,0600	0,0120	0,0160	0,0200
17	0,0540	0,0720	0,0900	0,0240	0,0320	0,0400
18	0,0540	0,0720	0,0900	0,0240	0,0320	0,0400
19	0,0540	0,0720	0,0900	0,0240	0,0320	0,0400
20	0,0540	0,0720	0,0900	0,0240	0,0320	0,0400
21	0,0540	0,0720	0,0900	0,0240	0,0320	0,0400
22	0,0540	0,0720	0,0900	0,0300	0,0400	0,0500
23	0,2520	0,3360	0,4200	0,1200	0,1600	0,2000
24	0,2520	0,3360	0,4200	0,1200	0,1600	0,2000
25	0,0360	0,0480	0,0600	0,0150	0,0200	0,0250
26	0,0360	0,0480	0,0600	0,0150	0,0200	0,0250
27	0,0360	0,0480	0,0600	0,0120	0,0160	0,0200
28	0,0720	0,0960	0,1200	0,0420	0,0560	0,0700
29	0,1200	0,1600	0,2000	0,3600	0,4800	0,6000
30	0,0900	0,1200	0,1500	0,0420	0,0560	0,0700
31	0,1260	0,1680	0,2100	0,0600	0,0800	0,1000
32	0,0360	0,0480	0,0600	0,0240	0,0320	0,0400
Total	2,2290	2,9720	3,7150	1,3800	1,8400	2,3000
$PD^{\text{total}} = 8,9160 \text{ pu} \quad \text{e} \quad QD^{\text{total}} = 5,5200 \text{ pu}$						

As fontes renováveis não despacháveis foram alocadas nas barras 2, 22, 23 e 24, considerando-se potência máxima unitária igual a 1,3 pu. Para essa microrrede, as cargas foram distribuídas conforme detalhado na Tabela 4.12. Por sua vez, a Tabela 4.11 apresenta os limites de convergência adotados, bem como os limites operativos considerados nas simulações.

4.2.2 MCH no Caso Base

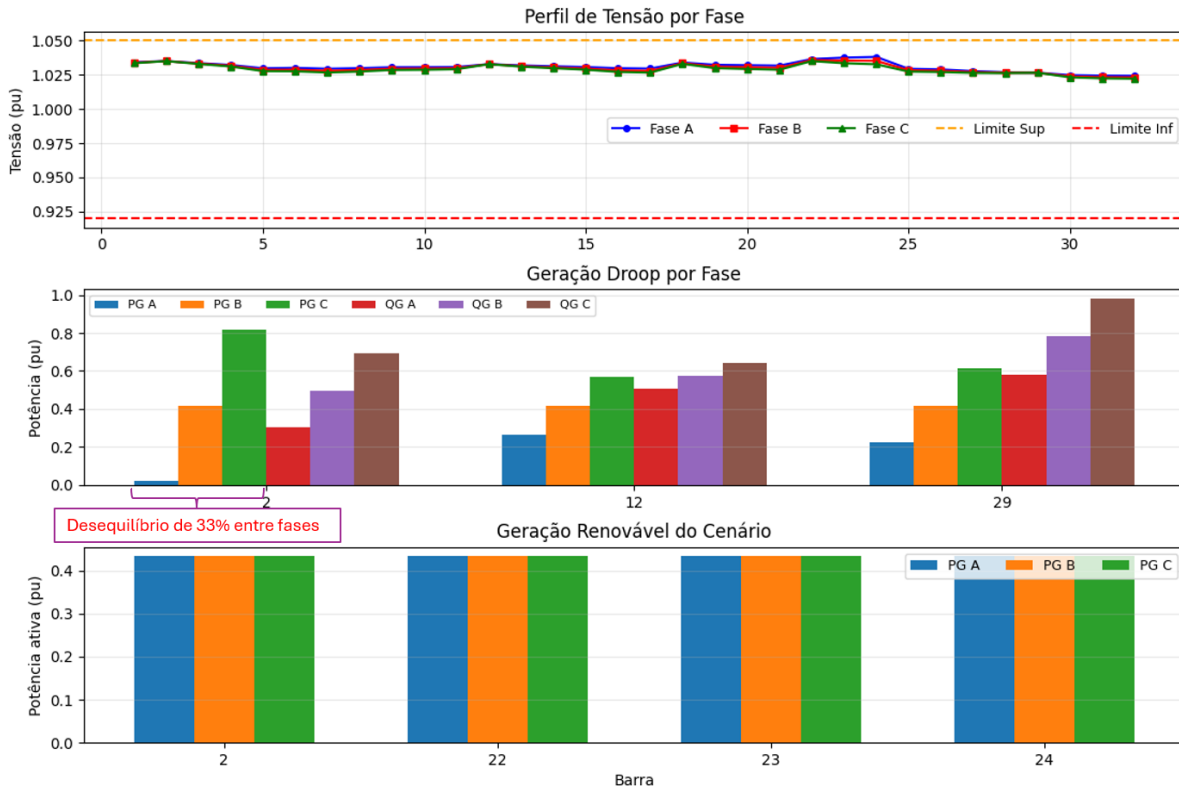


Figura 4.9: Perfil de tensão por fase, geração *droop* por fase e geração renovável do cenário determinístico do sistema de 33 barras.

No caso-base determinístico do sistema de 33 barras, a operação manteve-se dentro dos limites adotados. A frequência obtida foi de 60,0248 Hz, as tensões nodais permaneceram entre aproximadamente 1,0243 p.u. e 1,0381 p.u., e não houve inversão de fluxo em nenhuma das fases das unidades despacháveis (vide Figura 4.9). Esse resultado mostra que, para o caso base, a microrrede é operacionalmente adequada, embora já apresente desequilíbrio no despacho por fase e, portanto, um esforço desigual entre as fases. Para a microrrede de 33 barras a MCH encontrada foi 5,2 pu, o que equivale a 58,32% da capacidade de carga ativa instalada.

A distribuição do despacho de potência ativa na Figura 4.9 mostra esse desequilíbrio de forma clara. No gerador da barra 2, por exemplo, tem-se: $P_g^a = 0,0198$ p.u., $P_g^b = 0,4179$

p.u. e $P_g^c = 0,8164$ p.u., totalizando 1,2541 p.u. De forma semelhante, nas barras 12 e 29, os totais trifásicos permaneceram iguais, mas com repartição diferente entre fases. Isso indica que o controle *droop*, para geradores com a mesma característica (curva *droop*) preserva a igualdade do balanço trifásico, mas não elimina a assimetria local de despacho em uma rede estruturalmente desequilibrada. O mesmo padrão foi observado para a potência reativa, reforçando que a resposta do sistema não pode ser interpretada apenas por grandezas trifásicas ($P_{gk}^{3\phi}$ e $Q_{gk}^{3\phi}$).

4.2.3 Análise Probabilística da MCH no Horizonte de 24 horas

A análise probabilística do sistema de 33 barras foi realizada ao longo de 24 horas, com 500 amostras por hora na maior parte do horizonte e 1590 amostras na hora 10, totalizando 13.090 cenários simulados. Os resultados da [Figura 4.11](#) mostram que a fase crítica permaneceu associada à fase A em todas as horas avaliadas, o que indica persistência estrutural da fase mais restritiva da rede ao longo do dia.

Do ponto de vista dos critérios operacionais, observou-se que não houve violação de tensão em nenhuma das 24 horas, as tensões permaneceram dentro dos limites adequados do módulo 8 do PRODIST ([ANEEL 2020](#)), dado na [Equação 4.4](#) e apresentado como densidade de probabilidade acumulada na [Figura 4.10](#). A [Figura 4.11](#) apresenta a tensão horária na barra 13. Mesmo nos horários mais severos, as tensões mínimas permaneceram acima do limite inferior adotado. O menor valor médio registrado ocorreu na hora 20, com $V_{\min}^{\phi b} = 0,980665$ p.u., ainda dentro da faixa admissível. Esse resultado mostra que, no sistema analisado, a tensão não constituiu o mecanismo limitante dominante, apesar da redução perceptível da margem operacional em períodos mais críticos.

Para o sistema de 33 barras, cada resolução apresentou tempo médio de 3 segundos e convergência em 17 iterações. Para as 13.090 resoluções probabilísticas da referida microrrede, o tempo total de execução foi de 10 horas e 55 minutos, ou seja, aproximadamente 11 horas de duração.



Figura 4.10: Densidade de probabilidade acumulada de tensões na microrrede de 33 barras.

Em contrapartida, conforme a Figura [Figura 4.12](#), a inversão de fluxo por fase passou a ser relevante no intervalo entre 9h e 14h, coincidindo com o período de maior inserção renovável. A probabilidade de inversão de fluxo foi de 0,2% às 9h, 1,6352% às 10h, 16,4% às 11h, 7,6% às 12h, 32,0% às 13h e 12,4% às 14h. Esse comportamento indica que, no período de maior geração solar, o excedente de potência ativa reduz o despacho requerido das unidades despacháveis até aproximá-las de seus limites inferiores de operação por fase.

Conforme [Tabela 4.13](#), a partir do final da tarde, entretanto, o mecanismo limitante dominante deixa de ser a inversão de fluxo e passa a ser a subfrequência. A probabilidade de violação de frequência é nula até a hora 16, sobe para 34,8% às 17h e atinge 100% entre 18h e 22h. Nesse intervalo, a frequência média do sistema cai para valores entre 59,83 Hz e 59,78 Hz, sendo este último o valor mínimo observado, registrado na hora 20 (vide [Figura 4.13](#)). Esse resultado mostra que, com a redução da geração renovável e a permanência da carga do sistema, o problema dominante deixa de ser o excedente de geração e passa a ser a insuficiência relativa de suporte ativo para manutenção da frequência.

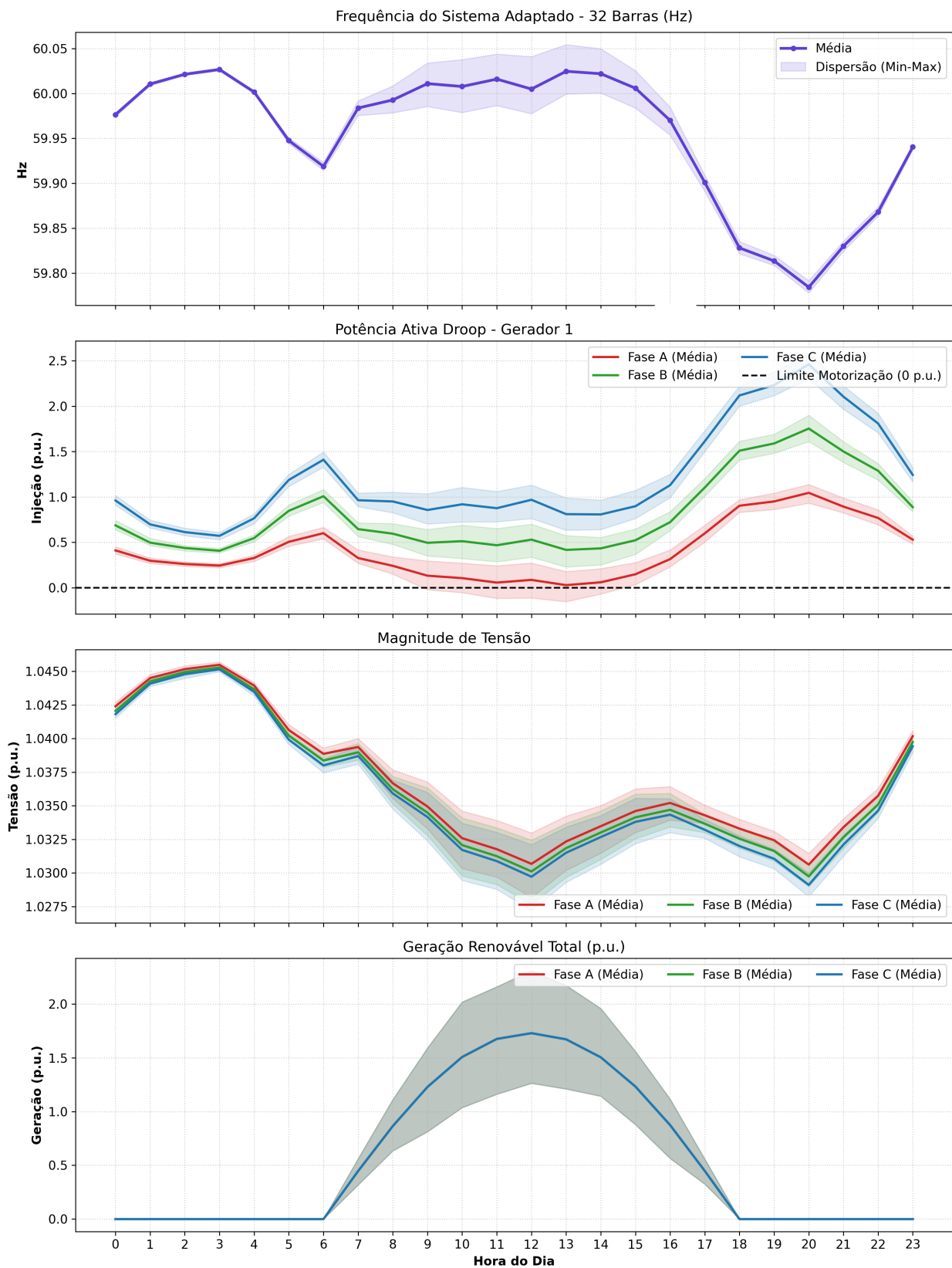


Figura 4.11: Variabilidade horária das principais grandezas do sistema 33 barras.

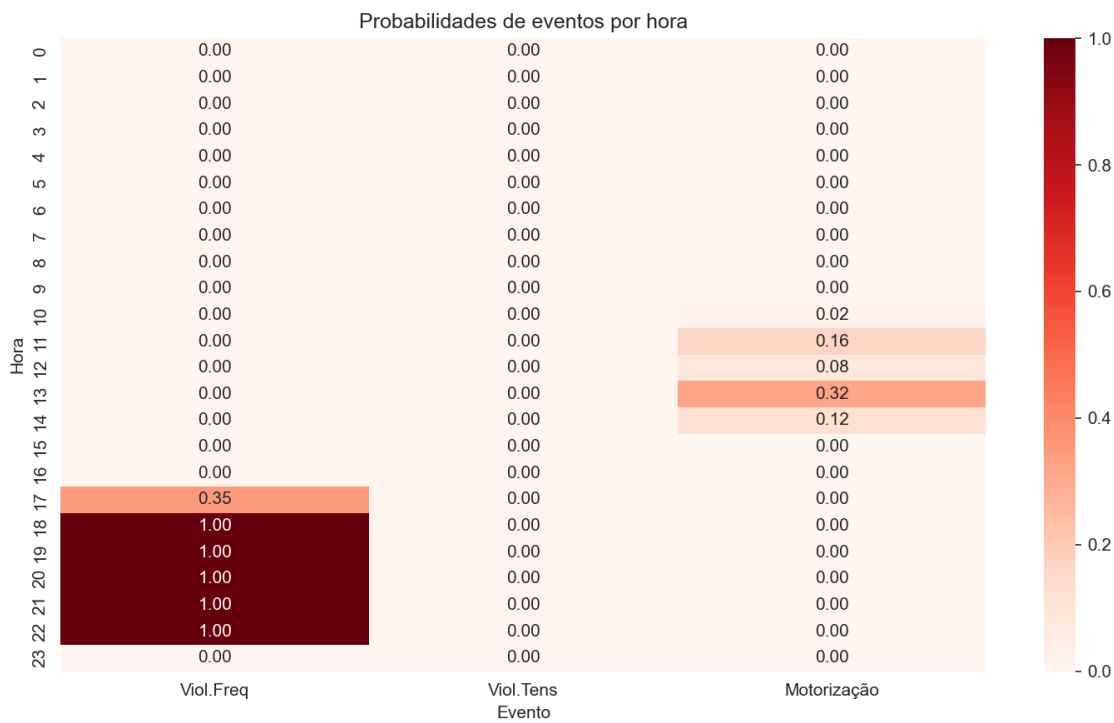


Figura 4.12: Mapa de calor das probabilidades de eventos por hora no sistema de 33 barras.

Tabela 4.13: Síntese dos horários críticos no sistema de 33 barras.

Hora	Freq. média (Hz)	$Pr(\text{viol. freq})$	$Pr(\text{inversão})$
9	60,010987	0,000	0,002000
10	60,007783	0,000	0,016352
11	60,015993	0,000	0,164000
12	60,004942	0,000	0,076000
13	60,024690	0,000	0,320000
14	60,021992	0,000	0,124000
17	59,901009	0,348	0,000000
18	59,828157	1,000	0,000000
19	59,813681	1,000	0,000000
20	59,784406	1,000	0,000000
21	59,830062	1,000	0,000000
22	59,868062	1,000	0,000000

Esses resultados mostram que, no sistema de 33 barras, a limitação operacional ao longo do dia apresenta dois regimes distintos. No período central do dia, sob maior disponibilidade renovável,

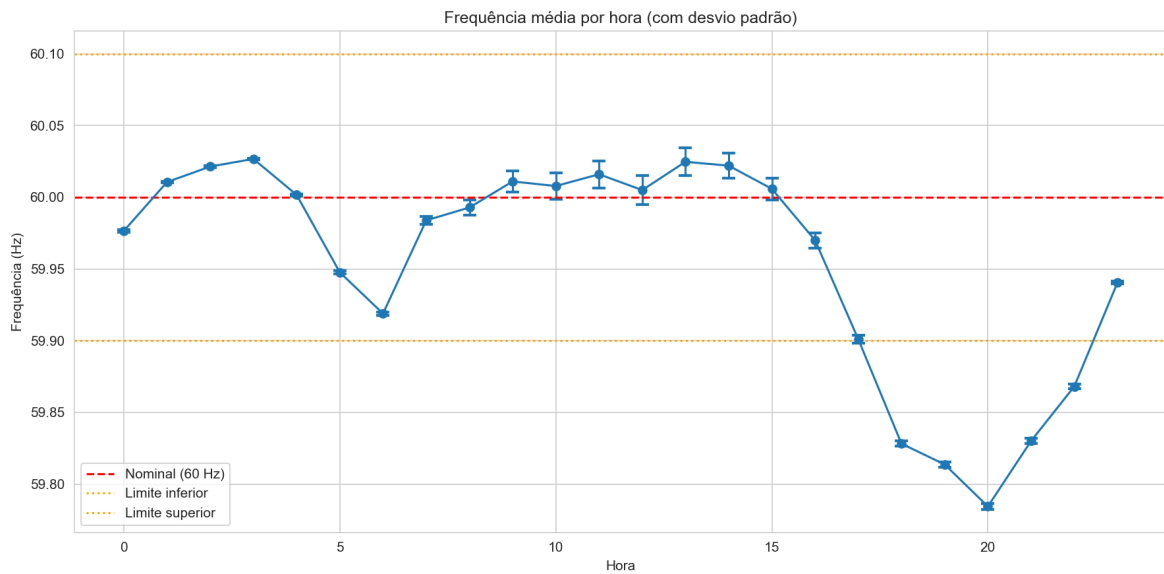


Figura 4.13: Frequência média por hora, com desvio padrão, no sistema de 33 barras.

a restrição dominante está associada à inversão de fluxo por fase. Já no final da tarde e à noite, a limitação passa a ser imposta pela frequência. Assim, a MCH e o risco operacional não podem ser interpretados como grandezas influenciadas por um único mecanismo ao longo de todo o horizonte temporal.

4.2.4 Considerações Adicionais

A leitura conjunta dos resultados mostra que a microrrede de 33 barras apresentou uma transição clara entre dois tipos de limitação. Durante o período de maior geração renovável, a microrrede permanece com frequência em torno da faixa nominal, mas passa a apresentar inversão em uma das fases críticas. Isso indica que o controle *droop* continua conseguindo sustentar a frequência, porém ao custo de reduzir de forma assimétrica o despacho de determinadas fases das unidades geradoras.

No final do dia, a situação se inverte. Com a redução da geração renovável, a inversão de fluxo desaparece, mas a frequência passa a violar o limite inferior. Isso mostra que a rede deixa de operar sob um regime de excesso renovável e passa a operar sob um regime de suporte ativo insuficiente. Uma possível solução para o problema seria o ajuste otimizado dos parâmetros da curva de *droop*.

4.3 Análise Comparativa dos Resultados para as Microrredes de 25 e 33 Barras

Os estudos de casos sustentam três evidências consistentes entre si: (i) no caso-base, os sistemas de 25 e 33 barras convergem e mantêm operação dentro dos limites de tensão e frequência; (ii) na análise determinística do sistema de 25 barras, o primeiro mecanismo limitante observado é a inversão de fluxo por fase; e (iii) na análise probabilística do sistema de 33 barras, as distribuições mostram baixa variabilidade de tensão, ausência de violação de tensão e alternância entre inversão de fluxo por fase e subfrequência como mecanismos dominantes em diferentes faixas horárias.

Essas evidências são coerentes com o controle $P-f$ em microrredes ilhadas. Em cenários de excedente renovável, a redução de despacho requerida aproxima os geradores de seus limites inferiores, e em redes desequilibradas essa aproximação pode ocorrer de forma distinta entre fases. Já em cenários de redução da geração renovável, a limitação pode deixar de se manifestar como inversão de fluxo e passar a emergir como insuficiência de suporte ativo para manutenção da frequência.

Ressalta-se que o presente trabalho não modela a atuação dinâmica de proteções nem um esquema completo de desligamento por desequilíbrio ou potência reversa. Em vez disso, utiliza critérios operacionais por fase, incluindo $P_g^\phi < 0$, como regra de avaliação e de parada nas varreduras (cálculo determinístico) e como base para a quantificação de risco na análise probabilística. Essa escolha metodológica permite caracterizar, em regime permanente, os mecanismos dominantes de limitação associados à operação desequilibrada sob controle *droop*.

A análise conjunta determinística e probabilística evidencia que o desequilíbrio trifásico desempenha papel central na limitação da MCH em microrredes ilhadas. Mesmo quando existe margem de atendimento em determinadas fases, uma restrição local em outra fase pode comprometer a operação sob os critérios adotados.

No sistema de 25 barras, o mecanismo limitante predominante aparece como restrição interna de despacho sob *droop*, manifestada como inversão de fluxo por fase em cenários de excedente renovável, antes da ocorrência de violações clássicas de tensão e frequência. No sistema de 33 barras, essa interpretação é ampliada: a topologia não elimina o efeito do desequilíbrio, mas o redistribui no tempo. Durante o período de maior geração renovável, a limitação dominante

continua associada à inversão de fluxo por fase; no final do dia, porém, a limitação passa a ser governada pela frequência.

4.4 Discussão Conceitual do Papel do BESS na Mitigação de Restrições

Embora o Sistema de Armazenamento por Baterias (do inglês *Battery Energy Storage Systems* - BESS) não seja modelado explicitamente como unidade despachável no problema resolvido, seu papel pode ser discutido como mitigador potencial de restrições associadas ao excedente renovável, à fase crítica e à degradação da frequência no final do horizonte diário. Em particular, a presença de armazenamento pode reduzir a necessidade de redução de despacho das unidades despacháveis e, conseqüentemente, a incidência de $P_g^\phi < 0$, além de contribuir para maior flexibilidade operacional nos períodos em que a geração renovável decresce.

Essa interpretação torna-se ainda mais relevante no sistema de 33 barras, em que os mecanismos dominantes mudam ao longo do dia. Nessa situação, o BESS poderia atuar tanto como amortecedor do excedente renovável no período de maior penetração solar quanto como suporte de potência ativa nos horários em que a frequência passa a se tornar o principal critério limitante. Por isso, a inclusão explícita do BESS como variável de decisão no problema de otimização constitui um desdobramento natural deste trabalho.

4.5 Considerações Parciais

Este capítulo apresentou os resultados obtidos para as microrredes de 25 e 33 barras, destacando os principais limitantes operacionais em regime ilhado. No sistema de 25 barras, a análise mostrou que a MCH é fortemente influenciada pelo desequilíbrio trifásico e pelo controle *droop*, sendo a inversão por fase o mecanismo limitante dominante antes de violações clássicas de tensão ou frequência.

A análise da microrrede de 33 barras reforçou essa interpretação e mostrou que a alteração da topologia não elimina o efeito do desequilíbrio, mas altera a forma como ele se manifesta ao longo do tempo. Em conjunto, os resultados indicam que a MCH deve ser interpretada como uma grandeza condicionada pela fase crítica, pela estrutura da rede e pela forma como o controle primário redistribui o esforço operacional em regime ilhado.

Conclusões

5.1 Considerações Finais

Esta dissertação desenvolveu e aplicou uma metodologia integrada para a avaliação da Capacidade Máxima de Hospedagem (MCH) de geração renovável em microrredes trifásicas desequilibradas operando em regime ilhado. A metodologia proposta combinou: (i) modelagem trifásica em coordenadas de fase, adequada à representação de desequilíbrios estruturais típicos de redes de distribuição; (ii) frequência como variável de estado do regime permanente, por meio da representação do controle primário do tipo *droop*; e (iii) avaliação determinística e probabilística por Simulação de Monte Carlo, permitindo caracterizar não apenas pontos nominais de operação (caso base), mas também distribuições e risco de violação sob incertezas de carga e geração ao longo de um horizonte temporal.

Os resultados evidenciaram que, em microrredes ilhadas com elevada penetração renovável, a MCH pode ser restrita por mecanismos distintos daqueles tradicionalmente enfatizados em estudos de *Hosting Capacity*. Em particular, observou-se que o limite de hospedagem não é necessariamente imposto primeiro por violações clássicas de tensão ou frequência, mas pode emergir de restrições operacionais internas associadas ao controle de potência ativa sob *droop*, manifestando-se como inversão de fluxo por fase em unidades despacháveis. Esse comportamento torna-se ainda mais relevante em redes desequilibradas, nas quais a geração de potência entre as fases pode antecipar violações em uma fase crítica, mesmo quando o total trifásico respeita os limites máximos.

5.2 Principais Conclusões

Com base nos resultados apresentados, destacam-se as seguintes conclusões:

- A modelagem trifásica desequilibrada mostrou-se necessária para representar adequadamente a operação de microrredes, nas quais assimetrias entre fases podem impactar a factibilidade operacional e a determinação da MCH, mesmo quando há margem aparente em grandezas trifásicas.
- Em microrredes ilhadas, a frequência deve ser incorporada como variável de estado no problema de fluxo de potência. Essa inclusão é essencial para capturar a relação entre balanço de potência ativa e controle primário do tipo *droop*, refletindo corretamente os efeitos do despacho sobre a frequência resultante.
- A MCH não é determinada exclusivamente por limites de tensão e frequência. No sistema analisado, a restrição dominante em diversos cenários foi associada à redução do despacho das unidades despacháveis em presença de excedente renovável, culminando na inversão de fluxo por fase ($P_g^\phi < 0$) como evento operacional limitante, particularmente sob condições de carga desequilibrada.
- A análise determinística em horizonte de 24 horas evidenciou variações significativas da MCH ao longo do dia em função dos perfis horários de carga e geração. Assim, avaliações estáticas baseadas em um único ponto de operação podem conduzir a estimativas imprecisas para fins de planejamento da operação.
- A análise probabilística por Simulação Monte Carlo permitiu quantificar o risco operacional e revelou que a probabilidade de ocorrência de inversão de fluxo por fase pode ser relevante mesmo quando os riscos de violação de tensão e frequência permanecem baixos, caracterizando um mecanismo de limitação que não é capturado por critérios clássicos isolados.
- O desequilíbrio trifásico atua como amplificador de restrições operacionais sob controle *droop*, concentrando limitações em fases específicas e tornando a fase crítica determinante para a MCH e para a distribuição do risco ao longo do horizonte de operação.

5.3 Contribuições do Trabalho

As principais contribuições desta dissertação podem ser sintetizadas como:

- A implementação de uma formulação de regime permanente trifásica desequilibrada para microrredes ilhadas, previamente proposta na literatura, incorporando a frequência como variável de estado e controle primário *droop*.
- A proposição de uma metodologia integrada determinística e probabilística para avaliação da MCH, com definição explícita de eventos de violação e fase crítica, permitindo identificar mecanismos limitantes emergentes em operação ilhada.
- A identificação e caracterização, nos sistemas analisados, do mecanismo de inversão de fluxo gerado por fase induzido por excedente de geração renovável como limitante operacional relevante da MCH sob controle *droop*.
- A quantificação do impacto do desequilíbrio trifásico na distribuição do risco operacional entre fases, evidenciando que a probabilidade de violação pode se concentrar em fase específica mesmo sob variabilidade estatística moderada em tensão e frequência.
- Um discussão técnica do papel potencial de sistemas de armazenamento por baterias (BESS) como mecanismo mitigador de restrições associadas a excedentes renováveis e à fase crítica, indicando caminhos naturais de extensão do método.

5.4 Limitações do Estudo

Apesar da relevância dos resultados, algumas limitações devem ser explicitadas:

- O BESS foi discutido conceitualmente, mas não modelado explicitamente como variável de decisão no problema resolvido. Assim, efeitos de estado de carga, restrições energéticas e estratégias ótimas de despacho do armazenamento não foram capturados.
- O estudo concentrou-se em regime permanente e não abordou fenômenos dinâmicos, transitórios ou a atuação temporal de controles hierárquicos (secundário/terciário), os quais podem influenciar a resposta de frequência e a restauração de tensão em operação real.

- As incertezas foram modeladas sem correlação espaço-temporal entre cargas e geração renovável, hipótese adotada por simplicidade e ausência de dados medidos. A inclusão de correlação pode alterar a estimativa de risco e a forma das distribuições obtidas.
- A avaliação de inviabilidade operacional foi realizada por critérios operacionais em regime permanente (incluindo inversão de fluxo por fase), sem modelar explicitamente esquemas de proteção, atuação dinâmica de desligamento ou alívio de carga em estágios.

5.5 Trabalhos Futuros

Como continuidade natural do trabalho, destacam-se as seguintes possibilidades, como por exemplo:

- A inclusão explícita do BESS na formulação, com modelagem de limites de potência e energia armazenada (*State of Charge* - SoC) e com estratégias de controle coordenado com o *droop*, permitindo avaliar o impacto do armazenamento sobre MCH e risco operacional.
- A extensão da metodologia para uma formulação de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com objetivos combinando critérios operacionais e funções custo, permitindo avaliar MCH sob compromissos entre desempenho técnico e eficiência operacional, como minimização de perdas elétricas.
- A investigação de estratégias de controle secundário voltadas à mitigação de assimetrias por fase e redução de eventos de inversão de fluxo na geração, incluindo mecanismos de supervisão por fase e restauração de frequência/tensão.
- A avaliação da operação das fontes renováveis com fator de potência não unitário, permitindo que a RER também participe do suporte de potência reativa da microrrede. Essa extensão possibilitaria investigar se a operação com $fp \neq 1$, contribui para a mitigação de violações de tensão, redução do desequilíbrio entre fases e aumento da MCH, especialmente nos períodos de maior intermitência renovável.
- O refino da modelagem probabilística com inclusão de correlação entre variáveis, como carga, geração renovável e perfis temporais, bem como estudo de sensibilidade quanto às distribuições adotadas e ao tamanho amostral em Monte Carlo.

- A modelagem dos limites de corrente por fase nos alimentadores, com inclusão de restrições térmicas dos ramos da microrrede. Essa extensão permitiria avaliar, além dos limites de tensão, frequência e despacho das unidades em *droop*, possíveis violações associadas à capacidade física dos condutores.

5.6 Encerramento

Os resultados obtidos demonstram que a avaliação da Capacidade Máxima de Hospedagem em microrredes ilhadas requer abordagem abrangente que integre modelagem trifásica desequilibrada, controle primário *droop* e análise probabilística. Ao evidenciar que mecanismos operacionais internos — como inversão de fluxo por fase e fase crítica sob desequilíbrio — podem limitar a MCH antes de violações clássicas de tensão e frequência, esta dissertação contribui para o avanço metodológico na análise e no planejamento de microrredes com elevada penetração de fontes renováveis.

Referências Bibliográficas

- ABDELAZIZ, M. Gpu-opencl accelerated probabilistic power flow analysis using monte-carlo simulation. *Electric Power Systems Research*, v. 147, p. 70–72, 2017.
- ABDELAZIZ, M. M. A. et al. A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, p. 190–201, 2013.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALVES, G. O.; PEREIRA, J. L. R.; FILHO, J. A. P. A new unbalanced three-phase governor power flow formulation based on the current injections method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 123, p. 106184, 2020.
- ANEEL. *PRODIST – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.], 2020.
- BAKAR, N. N. A. et al. Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, p. 161–169, 2017.
- BARAN, M.; WU, F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, p. 1401–1407, 4 1989. ISSN 08858977.
- BORKOWSKA, B. Probabilistic load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 3, p. 752–759, 1974.
- COELHO, F. C. et al. Empirical continuous metaheuristic for multiple distributed generation scheduling considering energy loss minimisation, voltage and unbalance regulatory limits. *IET Generation, Transmission and Distribution*, Institution of Engineering and Technology, v. 14, p. 3301–3309, 8 2020. ISSN 17518687.
- CONCORDIA, C.; FINK, L. H.; POULLIKKAS, G. Load shedding on an isolated system. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 3, p. 1467–1472, 1995.
- GALLO, A. B. et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 65, p. 800–822, 2016.
- GATTA, P. O. L.; FILHO, J. A. P.; PEREIRA, J. L. R. Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids. *IET Renewable Power Generation*, v. 13, n. 4, p. 609–617, 2019.
- GONÇALVES, F. C. *Alocação de Geradores Distribuídos em Microrredes*. 63 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, 2022.

- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, p. 158–172, 1 2011. ISSN 0278-0046.
- GUPTA, Y. et al. Optimal dg allocation and volt–var dispatch for a droop-based microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 1, p. 169–181, 2021.
- HAN, C. et al. Probabilistic assessment of pv hosting capacity under coordinated voltage regulation in unbalanced active distribution networks. *IEEE Access*, v. 10, 2022. ISSN 21693536.
- HARRISON, R. L. Introduction to monte carlo simulation. In: *AIP Conference Proceedings*. [S.l.: s.n.], 2010. v. 1204, p. 17–21.
- HATZIARGYRIOU, N. *Microgrids: Architectures and Control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.
- HEMMATPOUR, M. H.; MOHAMMADIAN, M.; GHARAVEISI, A.-A. Simple and efficient method for steady-state voltage stability analysis of islanded microgrids with considering wind turbine generation and frequency deviation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 10, n. 7, p. 1691–1702, 2016.
- ISMAEL, S. M. et al. *State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation*. 2019.
- JULIER, S. J.; UHLMANN, J. K. Unscented filtering and nonlinear estimation. *Proceedings of the IEEE*, v. 92, n. 3, p. 401–422, 2004.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2. ed. São Paulo: Blücher, 2021.
- KUNDUR, P.; MALIK, O. P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2022.
- LAKSHMI, S.; GANGULY, S. Simultaneous optimisation of photovoltaic hosting capacity and energy loss of radial distribution networks with open unified power quality conditioner allocation. *IET Renewable Power Generation*, v. 12, 2018. ISSN 17521424.
- LASSETER, R. H. Microgrids. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 305–308.
- LEE, J. et al. Maximizing pv hosting capacity of distribution feeder microgrid. *Applied Energy*, v. 261, 2020. ISSN 03062619.
- LIDULA, N.; RAJAPAKSE, A. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 1, p. 186–202, 2011.
- LIU, D. et al. Sensitivity region-based optimization for maximizing renewable generation hosting capacity of an islanded microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, p. 2496–2507, 7 2023. ISSN 1949-3053.
- LOPES, J. A. P.; MOREIRA, C. L.; MADUREIRA, A. G. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 916–924, 2006.
- MAEYAERT, L.; VANDEVELDE, L.; DÖRING, T. Battery storage for ancillary services in smart distribution grids. *Journal of Energy Storage*, v. 30, p. 101524, 2020.

- MELO, I. D. de; JUNIOR, H. M. R.; OLIVEIRA, M. E. 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, 2021. ISSN 25258761.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- MORO, V. D. C.; BONADIA, R. S.; TRINDADE, F. C. *A Review of Methods for Assessing DER Hosting Capacity of Power Distribution Systems*. 2022.
- MULENGA, E.; BOLLEN, M. H.; ETHERDEN, N. *A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids*. 2020.
- MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. J.; ETHERDEN, N. Overvoltage due to single-phase and three-phase connected pv. In: *25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019)*. Madrid, Spain: [s.n.], 2019.
- MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. J.; ETHERDEN, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 115, p. 105445, 2020.
- NAGARAJAN, R. et al. Title of the paper for nagarajan 2014. *Journal Name*, 2014.
- OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.
- OLIVEIRA, B. C. et al. Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. *Electric Power Systems Research*, v. 160, 2018. ISSN 03787796.
- OLIVEIRA, T. E. C. de et al. The concept of dynamic hosting capacity for distributed energy resources: Analytics and practical considerations. *Energies*, v. 12, 2019. ISSN 19961073.
- PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in active network management—part i: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 36, p. 428–439, 2014.
- PERES, W. Probabilistic optimal power flow for balanced islanded microgrids. *IEEE Latin America Transactions*, v. 21, n. 1, p. 167–174, 2023.
- PERES, W. A probabilistic load flow for unbalanced three-phase islanded microgrids using unscented transformation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 155, p. 109536, 2024.
- PERES, W. Análise e planejamento de sistemas de distribuição. Notas de aula, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João del-Rei. 2025.
- PERES, W.; FILHO, J. A. P.; BACCARINI, J. M. R. A region-wise-based tool for ac islanded microgrids steady-state security assessment. *IEEE Access*, v. 14, p. 79520–79535, 2026. ISSN 2169-3536.
- PERES, W.; POUBEL, R. P. B.; RABELO, L. M. Avaliação probabilística da máxima capacidade de hospedagem de fontes de energia renováveis em microrredes ilhadas. In: *2023 XV Brazilian Conference on Quality of Power (CBQEE)*. [S.l.]: IEEE, 2023. p. 1–7. ISBN 979-8-3503-1831-9.
- PüVI, V.; LEHTONEN, M. Convex model for estimation of single-phase photovoltaic impact on existing voltage unbalance in distribution networks. *Applied Sciences*, v. 10, n. 24, p. 8884, 2020.

- SAHU, S. K.; GHOSH, D. Hosting capacity enhancement in distribution system in highly trenchant photo-voltaic environment: A hardware in loop approach. *IEEE Access*, v. 8, 2020. ISSN 21693536.
- SCHWANZ, D. et al. Stochastic assessment of voltage unbalance due to single-phase-connected solar power. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 2, p. 852–861, 2017.
- SINGH, V.; MOGER, T.; JENA, D. Uncertainty handling techniques in power systems: A critical review. *Electric Power Systems Research*, Elsevier Ltd, v. 203, 2 2022. ISSN 03787796.
- SOUZA, K. B. d. M.; ANTUNES, F. L. M.; CAVALCANTE, K. D. N. Importância da inércia no sistema elétrico. In: *Anais do 9º Congresso Brasileiro de Geração Distribuída (CBGD 2024)*. Belo Horizonte, MG, Brasil: [s.n.], 2024. Disponível em: <<http://repositorio.ufsm.br/handle/1/33408>>.
- UDDIN, M. et al. Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews*, v. 49, p. 101127, 9 2023. ISSN 2211467X.