



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Washington Stalyn Alvarez Orbe

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Dinâmica para Microrredes

Campinas

2024

Washington Stalyn Alvarez Orbe

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Dinâmica para Microrredes

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Dotta

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação do aluno Washington Stalyn Alvarez Orbe, e orientada pelo Prof. Dr. Daniel Dotta.

Campinas

2024

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

AL86f Alvarez Orbe, Washington Stalyn, 1994-
Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança dinâmica para microrredes / Washington Stalyn Alvarez Orbe. – Campinas, SP : [s.n.], 2024.

Orientador: Daniel Dotta.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Microrredes. 2. Otimização não-linear. 3. Modelagem e simulação. 4. Recursos naturais renováveis. 5. Fluxo de potência ótimo. I. Dotta, Daniel, 1978-. II. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Dynamic security constrained optimal power flow for microgrids

Palavras-chave em inglês:

Microgrids

Non-linear optimization

Simulation and modelling

Renewable energy resources

Optimal power flow

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Daniel Dotta [Orientador]

Ildemar Cassana Decker

Jéssica Alice Alves da Silva

Data de defesa: 28-06-2024

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0009-0006-3110-8067>

- Currículo Lattes do autor: <https://lattes.cnpq.br/5466751761339966>

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Washington Stalyn Alvarez Orbe RA: 224189

Data da Defesa: 28 de junho de 2024

Título da Tese: “Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Dinâmica para Microrredes”.

Prof. Dr. Daniel Dotta (Presidente)

Prof. Dr. Ildemar Cassana Decker (Titular)

Dra. Jéssica Alice Alves da Silva (Titular)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

*Dedico esta dissertação aos meus pais, Washington e Cecília, e à minha irmã, Cynthia.
Tudo o que conquistei com meu esforço sempre será por e para vocês.*

Agradecimentos

Primeiro, agradeço a Deus pelo dom da vida e por todas as bênçãos que me permitiram chegar até este momento.

Aos meus familiares, por me ensinarem sobre perseverança, vida e amor, porque a família sempre será a primeira e a última coisa que teremos. Minha irmã, Cynthia, por sempre me apoiar e ser minha amiga incondicional; meu pai, Washington, por ser meu exemplo de superação e dedicação; e minha mãe, Cecília, por ser o milagre da minha vida que me formou e continua me motivando.

Também, gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que contribuíram para a realização desta pesquisa e para a conclusão desta etapa acadêmica. Ao Dr. Daniel Dotta, pela oportunidade, acompanhamento e ensinamentos que possibilitaram meus estudos. E a todos os meus amigos, tanto os que já faziam parte da minha vida quanto os que tive o prazer de conhecer durante esta etapa, especialmente todos os pertencentes aos laboratórios do Departamento de Sistemas de Energia (DSE), por sempre torcerem pelo meu sucesso e me acompanharem em cada momento importante.

Finalmente, expresso minha gratidão à Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) por proporcionarem um ambiente propício à pesquisa e à aprendizagem. Este trabalho foi desenvolvido por meio do programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico PD-00063-3058/2019 - PA3058: "MERGE - Desenvolvimento de Microrredes Eficientes, Confiáveis e Sustentáveis", regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em parceria com as distribuidoras do grupo CPFL Energia.

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – Brasil, sob o processo 164232/2021-4.

*“O que você obtém ao alcançar seus objetivos não é
tão importante quanto o que você se torna ao alcançá-los.”
(Zig Ziglar)*

Resumo

Para garantir a operação contínua de uma microrrede, o planejamento proativo é essencial, principalmente ao contemplar possíveis eventos dinâmicos que alterem os cenários programados para a operação ilhada ou na transição do modo conectado para o modo ilhado. Este trabalho apresenta um modelo de programação matemática inovador para o fluxo de potência ótimo com restrições de segurança dinâmica, considerando dois cenários: o modo ilhado e a transição na desconexão da rede de distribuição. O modelo usa equações de sequência positiva para representar os recursos baseados em inversores para funções de formação e seguimento de rede, juntamente com um modelo de gerador síncrono de quarta ordem equipado com sistemas de excitação e controle de frequência. Eles avaliam a resposta dinâmica a eventos específicos, como curtos-circuitos, reduções na geração fotovoltaica, aumentos na demanda durante a operação ilhada e a própria transição. Esses eventos são tratados como imprevistos para o planejamento do dia seguinte, visando determinar condições operacionais que mantenham a microrrede em uma faixa operacional segura. As restrições de segurança dinâmica são aplicadas a recursos energéticos distribuídos despacháveis, que reagem às variações da microrrede, considerando custos de geração e de oportunidade para minimizar a discrepância entre os pontos de operação planejados e os seguros. O modelo de programação matemática é implementado utilizando AMPL, e as soluções são obtidas através do solucionador de otimização não linear IPOPT. Os testes são realizados em uma versão adaptada da microrrede em desenvolvimento na Universidade Estadual de Campinas que inclui um gerador síncrono, geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia. Os resultados demonstram a eficácia do modelo em ajustar o despacho de geração para suportar eventos definidos e otimizar os recursos de geração, mesmo quando os limites não são atingidos.

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo, Restrições de segurança dinâmica, Operação ilhada da microrrede, Transição de operação da microrrede, Modelos dos modos de operação das IBRs, Otimização do custo oportunidade.

Abstract

To ensure the continuous operation of a microgrid, proactive planning is essential, especially when contemplating possible dynamic events that alter the scheduled scenarios for the islanded operation or in the transition from connected to islanded mode. This work introduces an innovative mathematical programming model for the AC optimal power flow with dynamic security constraints, considering two scenarios: the islanded mode and the transition during disconnection from the distribution grid. This model uses positive-sequence equations to represent the inverter-based resources for grid-forming and grid-following roles, along with a fourth-order synchronous generator model equipped with excitation and frequency control systems. They assess the dynamic response to specific events such as short-circuits, decreases in photovoltaic generation, increases in load demand during the islanded operation, and the transition itself. These events are treated as unforeseen occurrences for the day-ahead planning, aiming to determine operational conditions that maintain the microgrid within a safe operational range. The dynamic security constraints are applied to dispatchable distributed energy resources, which react to variations in the microgrid, considering generation and opportunity costs to minimize the discrepancy between planned and secure operating points. The mathematical programming model is implemented using AMPL, and solutions are obtained through the nonlinear optimization solver IPOPT. The tests are conducted in an adapted version of the microgrid being developed at the University of Campinas that includes a synchronous generator, photovoltaic generation, and a battery energy storage system. Results demonstrate the model's effectiveness in adjusting generation dispatch to withstand defined events and optimizing generation resources, even when limits are not reached.

Keywords: Optimal power flow, Dynamic security constraints, Islanded microgrid operation, Transition microgrid operation, IBR operation mode models, Opportunity cost optimization.

Lista de ilustrações

Figura 2.1 – Componentes típicos de uma microrrede (SANTOS et al., 2022).	27
Figura 2.2 – Estrutura hierárquica de controle em camadas para microrredes (IEEE, 2017).	29
Figura 2.3 – Etapas do processo DSC-OPF para microrredes.	31
Figura 2.4 – Diagrama de uma planta de energia convencional.	33
Figura 2.5 – Esquema da máquina síncrona para modelagem.	34
Figura 2.6 – Circuito dinâmico transitório da máquina síncrona.	35
Figura 2.7 – Diagrama de blocos do sistema de excitação simplificado.	36
Figura 2.8 – Diagrama de blocos do sistema de regulação de velocidade.	36
Figura 2.9 – Representação simplificada de um conversor formador de rede.	37
Figura 2.10 – Representação simplificada de um conversor seguidor de rede.	38
Figura 2.11 – Esquema de rastreamento de fase do PLL.	38
Figura 2.12 – Curva P-V com variação da irradiância solar (MARQUES, 2020). . . .	41
Figura 2.13 – Curva P-V com variação da temperatura dos módulos (MARQUES, 2020).	41
Figura 2.14 – Representação da interface do conversor para simulação de sequência positiva (RAMASUBRAMANIAN et al., 2016; CLARK; WALLING; MILLER, 2011).	43
Figura 2.15 – Correlação entre a estrutura de referência dos DERs (d, q) e a estrutura de referência do sistema ($+1, j$).	44
Figura 3.1 – Soluções do DSC-OPF em relação à operação programada para eventos. . . .	48
Figura 3.2 – Variação do fator de recarga q^{rc} em função da previsão de geração PV. . . .	49
Figura 3.3 – Variação do fator de recarga q^{rc} em função do preço da energia e tp	50
Figura 3.4 – Esquema de operação da microrrede no modo ilhado para eventos específicos.	57
Figura 3.5 – Esquema de operação da microrrede na transição de modos.	58
Figura 3.6 – Aplicação da metodologia proposta para DSC-OPF no EMS.	59
Figura 4.1 – Localização de implantação e diagrama unifilar da microrrede CAMPUSGRID (QUADROS, 2023).	62
Figura 4.2 – Modelagem simplificada da CAMPUSGRID no Typhoon HIL e seu diagrama unifilar (SILVA et al., 2023).	63
Figura 4.3 – Típica curva diária de demanda da microrrede.	64
Figura 4.4 – Diagrama unifilar da microrrede na operação ilhada.	65
Figura 4.5 – Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs no evento de transição. . . .	66
Figura 4.6 – Correntes injetadas na microrrede pelos DERs no evento de transição. . . .	67
Figura 4.7 – Tensões internas dos DERs no evento de transição.	68

Figura 4.8 – Corrente fornecida pelo BESS no evento da transição para diferentes valores de limitação.	68
Figura 4.9 – Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs no evento de curto-circuito.	70
Figura 4.10–Correntes injetadas e tensões terminais dos DERs no evento de curto-circuito.	71
Figura 4.11–Resposta da corrente do BESS, considerando diferentes valores de limitação.	72
Figura 4.12–Desvio da frequência do gerador síncrono, considerando diferentes limites.	72
Figura 4.13–Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs na perda de geração PV.	74
Figura 4.14–Correntes injetadas na microrrede pelos DERs na perda de geração PV.	74
Figura 4.15–Tensões internas dos DERs na perda de geração PV.	75
Figura 4.16–Corrente do BESS para E_1 considerando diferentes valores de limitação.	76
Figura 4.17–Corrente do BESS para E_2 considerando diferentes valores de limitação.	76
Figura 4.18–Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs no aumento da demanda.	77
Figura 4.19–Otimização de P em OPT para o evento de aumento na demanda.	78
Figura 4.20–Otimização de P em LIM para o evento de aumento na demanda.	79

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Comparação dos modos seguidor e formador de rede.	39
Tabela 4.1 – Parâmetros do gerador.	64
Tabela 4.2 – Dados do sistema de controle do gerador.	64
Tabela 4.3 – Custos diferenciais de geração da microrrede no evento de transição . .	67
Tabela 4.4 – Custos diferenciais de geração da microrrede em um evento de curto-circuito.	71
Tabela 4.5 – Custos diferenciais de geração da microrrede na redução de geração PV	75
Tabela 4.6 – Otimização dos custos diferenciais para um evento de aumento na demanda	78

Lista de Acrônimos

AMPL	Linguagem de Programação Matemática Algébrica, do inglês, <i>Algebraic Mathematical Programming Language</i>
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia, do inglês, <i>Battery Energy Storage System</i>
DAE	Equação Diferencial Algébrica, do inglês, <i>Differential-Algebraic Equations</i>
DER	Recursos Energéticos Distribuídos, do inglês, <i>Distributed Energy Resources</i>
DSC	Restrições de Segurança Dinâmica, do inglês, <i>Dynamic Security Constrains</i>
EMS	Sistema de Gerenciamento de Energia, do inglês, <i>Energy Management System</i>
IBR	Recursos Baseados em Inversores, do inglês, <i>Inverter-Based Resources</i>
IPOPT	Otimizador dos Pontos Interiores, do inglês, <i>Interior Point Optimizer</i>
MPPT	Rastreo do Ponto de Potência Máxima, do inglês, <i>Maximum Power Point Tracking</i>
NLP	Programação não Linear, do inglês, <i>Nonlinear Programming</i>
OPF	Fluxo de Potência Ótimo, do inglês, <i>Optimal Power Flow</i>
PCC	Ponto Comum de Acoplamento, do inglês, <i>Point of Common Coupling</i>
PLL	Loop Bloqueado por Fase, do inglês, <i>Phase-Locked Loop</i>
PV	Fotovoltaica, do inglês, <i>Photovoltaic</i>
RES	Fontes de Energia Renováveis, do inglês, <i>Renewable Energy Sources</i>
SoC	Estado de Carga, do inglês, <i>State of Charge</i>
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas

Lista de Nomenclaturas

Conjuntos:

$\mathcal{N}_k$	Conjunto de nós adjacentes para o barramento k
Ω_b	Conjunto de barramentos totais na microrrede
Ω_B	Conjunto de barramentos com BESS
Ω_F	Conjunto de barramentos com DER
Ω_G	Conjunto de barramentos com geradores síncronos
Ω_{PV}	Conjunto de barramentos com PV

Parâmetros & Constantes:

A	Queda de tensão durante a zona exponencial do BESS
a_i	Custo de geração do gerador síncrono i [$USD/p.u.$]
B	Fator de decaimento exponencial de tensão do BESS
c^{ls}	Custo de redução de carga
D_i	Coefficiente de amortecimento para o gerador síncrono i [s]
E	Tensão terminal do BESS
E_{fdi}^{max}	Limitação no valor máximo da tensão de campo para o gerador síncrono i [$p.u.$]
E_{fdi}^{min}	Limitação no valor mínimo da tensão de campo para o gerador síncrono i [$p.u.$]
F_T	Fator de influência para as variações de temperatura
H_i	Coefficiente de inércia para o gerador síncrono i [s]
i_D	Corrente de diodo
i_0	Corrente de saturação reversa
I_{ij}^{max}	Valor máximo de corrente para a linha entre os barramentos $i - j$ [$p.u.$]
$I_i^{g,max}$	Valor máximo da corrente fornecida pelo BESS i [$p.u.$]
I_i^{max}	Corrente nominal máxima da ficha de especificações do conversor do BESS i [$p.u.$]
$I_i^{f(SoC)}$	Corrente limite máxima em função do SoC para o BESS i [$p.u.$]
Irr	Irradiância solar [$\frac{W}{m^2}$]
k	Constante de Boltzmann [J/K]
K	Fator de polarização de tensão do BESS

K_{Ei}	Coeficiente de ganho do sistema de excitação para o gerador síncrono i [s]
K_{gi}	Coeficiente de ganho do governador para o gerador síncrono i [s]
n	Fator de idealidade do diodo
o_i	Custo de oportunidade para a utilização do BESS i [USD/p.u.]
P_i^d	Demanda de potência ativa na barra i [p.u.]
$P_i^{g,max}$	Potência ativa máxima fornecida pelo gerador síncrono i [p.u.]
$P_i^{g,min}$	Potência ativa mínima fornecida pelo gerador síncrono i [p.u.]
P_i^{ref}	Referência de potência ativa para o DER i [p.u.]
P_{svi}^{max}	Limitação no valor máximo da posição da válvula para o gerador síncrono i [p.u.]
PV^{Irr}	Geração PV influenciada pela irradiância solar [kW]
PV^{Nom}	Capacidade instalada de geração PV [kW]
PV^{ref}	Valor de referência da geração PV para fatores especificados [kW]
PV_T	Fator de geração PV influenciado pela temperatura
p^{en}	Custo de penalização pela utilização não planejada do BESS [USD/p.u.]
q	Magnitude da carga elétrica [C]
Q	Carga do BESS [Ah]
Q_i^d	Demanda de potência reativa na barra i [p.u.]
$Q_i^{g,max}$	Potência reativa máxima fornecida pelo gerador síncrono i [p.u.]
$Q_i^{g,min}$	Potência reativa mínima fornecida pelo gerador síncrono i [p.u.]
Q_i^{ref}	Referência de potência reativa para o DER i [p.u.]
q^{rc}	Fator de oportunidade para a recarga do BESS
r_{ai}	Resistência na armadura do gerador síncrono i [p.u.]
r_{fi}	Resistência na admitância de saída para o IBR i [p.u.]
T	Temperatura dos painéis PV [°C]
T_{chi}	Constante de tempo da câmara de combustão para o gerador síncrono i [s]
T'_{d0i}	Constante de tempo transitória no eixo d para o gerador síncrono i [s]
T_{Ei}	Constante de tempo do sistema de excitação para o gerador síncrono i [s]
T_{gi}	Constante de tempo do governador para o gerador síncrono i [s]
T_{op}	Temperatura de operação da junção [K]
T'_{q0i}	Constante de tempo transitória no eixo q para o gerador síncrono i [s]
t_{pos}	Tempo de início da avaliação do estado estacionário pós-evento [s]
V^{max}	Valor máximo de amplitude das tensões nos barramentos da microrrede [p.u.]
V^{min}	Valor mínimo de amplitude das tensões nos barramentos da microrrede [p.u.]

V_D	Tensão na camada pn
V_i^{ref}	Valor de referência para a amplitude da tensão no barramento i
V_T	Tensão térmica
x_{di}	Reatância do gerador síncrono i no eixo d [p.u.]
x'_{di}	Reatância transitória do gerador síncrono i no eixo d [p.u.]
x_{fi}	Reatância da admitância de saída para o IBR i [p.u.]
x_{qi}	Reatância do gerador síncrono i no eixo q [p.u.]
x'_{qi}	Reatância transitória do gerador síncrono i no eixo q [p.u.]
Y_{ij}^{bus}	Componente de admitância entre os barramentos $i - j$ na matriz completa [p.u.]
Y_{ij}^{red}	Componente de admitância entre os barramentos $i - j$ na matriz reduzida [p.u.]
α_{ij}^{bus}	Componente angular entre os barramentos $i - j$ na matriz completa [rad]
α_{ij}^{red}	Componente angular entre os barramentos $i - j$ na matriz reduzida [rad]
ω^{max}	Desvio máximo da frequência para o gerador síncrono i [p.u.]
ω^{min}	Desvio mínimo da frequência para o gerador síncrono i [p.u.]
ω_0	Frequência nominal na operação da microrrede [p.u.]
Δt	Tempo de incremento da integração numérica [s]

Variáveis:

E_{di}^t	Tensão interna transitória no eixo d para o DER i [p.u.]
E_{qi}^t	Tensão interna transitória no eixo q para o DER i [p.u.]
E_{fdi}^t	Tensão de campo limitada do gerador síncrono i [p.u.]
$E_{fd_{exc,i}}^t$	Tensão de campo ilimitada para o gerador síncrono i [p.u.]
I_{ij}	Valor de corrente da linha entre os barramentos $i - j$ [p.u.]
I_i^t	Valor da corrente fornecida pelo DER i [p.u.]
I_{di}^t	Valor da corrente fornecida pelo DER i no eixo d [p.u.]
I_{qi}^t	Valor da corrente fornecida pelo DER i no eixo q [p.u.]
I_{Ti}^t	Valor da magnitude de corrente fornecida pelo DER i [p.u.]
P_i^g	Potência ativa estacionária fornecida pelo DER i [p.u.]
P_{ei}^t	Potência ativa fornecida pelo DER i [p.u.]
P_{mi}^t	Potência mecânica de saída controlada pelo gerador síncrono i [pu]
$P_{sv,i}^t$	Posição ilimitada da válvula de vapor no gerador síncrono i [p.u.].
$P_{svsg,i}^t$	Posição limitada para a válvula de vapor no gerador síncrono i [p.u.]

Q_i^g	Potência reativa estacionária fornecida pelo DER i [$p.u.$]
Q_{ei}^t	Potência reativa fornecida pelo DER i [$p.u.$]
r_i	Redução da demanda de energia na barra i [%]
V_i	Amplitude estacionária da tensão na barra i [$p.u.$]
$V_{term,i}^t$	Amplitude da tensão do barramento terminal para o DER i [$p.u.$]
ϕ_i	Ângulo de fator de potência do DER i [rad]
θ_i	Ângulo na tensão da barra i [$p.u.$]
δ_i^t	Ângulo interno do rotor para o gerador síncrono i [rad]
$\Delta\omega_i^t$	Desvio de frequência do gerador síncrono i [$p.u.$]

Sumário

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Contexto	20
1.2	Revisão da Literatura	21
1.3	Problemática e Abordagem Proposta	23
1.4	Objetivos	24
1.5	Contribuições	25
1.6	Estrutura do Trabalho	25
2	MICRORREDES	26
2.1	Introdução	26
2.2	Controle de Microrredes	27
2.2.1	Sistema de Gerenciamento de Energia Centralizado	28
2.3	Análise da Segurança Operacional	30
2.3.1	Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Dinâmica (DSC-OPF) para Eventos Específicos	31
2.4	Modelagem de Microrredes	32
2.4.1	Modelagem do Gerador Síncrono	33
2.4.2	Modelagem das IBRs	36
2.4.2.1	IBRs como Formadores de Rede	37
2.4.2.2	IBRs como Seguidores de Rede	38
2.4.2.3	Sistemas de Armazenamento de Energia	39
2.4.2.4	Geração de Energia Fotovoltaica	40
2.4.2.5	Modelo de Conversor para IBRs	42
2.4.3	Interconexão entre DERs	42
2.5	Considerações do Capítulo	44
3	MODELO DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA PROPOSTO	45
3.1	Expressões Matemáticas para o Modelo NLP	45
3.2	Modelo NLP para o Problema DSC-OPF em Microrredes	47
3.2.1	Função Objetivo	48
3.2.2	Estado Estacionário	50
3.2.3	Avaliação da Segurança Dinâmica	52
3.2.4	Condições Iniciais	55
3.3	Modelo NLP para os Cenários Propostos	57
3.4	Aplicação da Metodologia	58
3.5	Considerações do Capítulo	60

4	TESTES E RESULTADOS	61
4.1	Sistema de Teste	61
4.1.1	Microrrede CAMPUSGRID	62
4.2	Cenário da Transição do Modo Conectado para Ilhado	65
4.3	Cenário de Operação no Modo Ilhado	69
4.3.1	Curto-Circuito Trifásico	69
4.3.2	Redução da Geração PV	73
4.3.3	Aumento da Demanda do Sistema	77
4.4	Considerações do Capítulo	79
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	80
5.1	Conclusões	80
5.2	Trabalhos Futuros	81
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

Uma microrrede é um sistema de distribuição elétrica de pequena escala composto por vários recursos energéticos distribuídos (DERs) despacháveis e não despacháveis e um conjunto confinado de cargas elétricas, controláveis ou não (SHI et al., 2014; SARFI; LIVANI, 2018). Normalmente opera conectado à rede principal como uma entidade única por meio de um ponto de acoplamento comum (PCC), mas também pode funcionar de forma independente se as condições econômicas ou físicas assim o ditarem (LEVRON; GUERRERO; BECK, 2013; HANNA; EL-SHAHAT, 2017).

Os avanços tecnológicos e a produção em larga escala reduziram significativamente os custos dos DERs, facilitando a integração de fontes de energia renováveis (RESs) em sistemas elétricos como as microrredes (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2016). Além disso, as microrredes fornecem uma estrutura para gerenciar essa integração de forma eficaz (LASSETER, 2002). A crescente participação de RESs não firmes exige o desenvolvimento de ferramentas para o planejamento e gestão das operações da microrrede, visando garantir um fornecimento de energia ininterrupto (MASHAYEKH et al., 2017). Este aspecto é particularmente crítico quando se opera em modo ilhado, uma vez que as microrredes se tornam mais susceptíveis a perturbações (SARFI; LIVANI, 2017).

Para operar microrredes de forma eficiente e segura, são empregados modelos hierárquicos padronizados com um sistema de gerenciamento de energia (EMS) centralizado. Esses modelos incorporam estratégias de controle de alto nível, incluindo otimização de recursos por meio do fluxo de potência ótimo (OPF) (OLIVARES et al., 2014; VASQUEZ et al., 2010). Os objetivos do EMS variam dependendo do modo de operação da microrrede. No modo conectado, os objetivos comuns centram-se na minimização dos custos de energia importada no PCC. Por outro lado, no modo ilhado, o objetivo principal é manter a operação segura e contínua do sistema a um custo baixo (KATIRAEI et al., 2008; MINCHALA-AVILA et al., 2015).

OPF é um problema de otimização complexo porque é não linear, não convexo e multi-restrito (RAO; SAVSANI; VAKHARIA, 2012). Seu objetivo é determinar o ponto de operação ótimo para o sistema elétrico dentro de limites de funcionamento seguros, enquanto minimiza objetivos específicos (LEE; KIM; JEON, 2022). Diversas restrições devem ser satisfeitas para garantir os mais altos níveis de segurança, confiabilidade e cumprimento dos limites operacionais dos dispositivos (PANDYA et al., 2022). No entanto, os OPFs convencionais e baseados em aprendizado de máquina são insuficientes ao analisar

microrredes, principalmente devido à falta de representações detalhadas dos DERs e de avaliação de segurança dinâmica (LEVRON; GUERRERO; BECK, 2013; ARWA; FOLLY, 2020; ABDI; BEIGVAND; SCALA, 2017).

A segurança dinâmica compreende a capacidade de atingir um estado operacional aceitável em resposta a perturbações específicas, respeitando os limites de operação em estados estacionários e transitórios (XIA; CHAN, 2006; TEEPARTHI; KUMAR, 2016). A elevada penetração de recursos baseados em inversores (IBRs) em microrredes exige uma consideração cuidadosa da segurança dinâmica e das inconstâncias durante as fases de planejamento e operação (ABHYANKAR; RAO; ANITESCU, 2014). Consequentemente, levar em conta as incertezas na geração de energia ou na previsão da demanda, juntamente com outras perturbações em cenários como o pior caso ou eventos especificados, pode ajudar significativamente no processo de tomada de decisão, garantindo um funcionamento confiável e econômico (ABDI; BEIGVAND; SCALA, 2017; CAPITANESCU et al., 2011).

Neste contexto, modelos de fluxo de potência ótimo com restrições de segurança dinâmica (DSC-OPF) foram desenvolvidos e aplicados para sistemas de potência no passado (MASHAYEKH; BUTLER-PURRY, 2015; ZHANG et al., 2016). No entanto, poucos estudos integraram o DSC-OPF no EMS das microrredes, visando otimizar a operação dos DERs ao considerar potenciais eventos significativos, tais como transições não planejadas do modo conectado à rede para o modo ilhado, faltas internas, aumentos de carga e flutuações das IBRs. Os modelos existentes muitas vezes abordam essas situações como subproblemas individuais isoladamente ou com modelos demasiado simplificados (MASHAYEKH et al., 2017; CAPITANESCU et al., 2011).

1.2 Revisão da Literatura

Em esforços para incorporar restrições de segurança nos problemas de OPF para microrredes, estudos como (VAHEDIPOUR-DAHRAIE et al., 2018) consideraram restrições de tensão e frequência para microrredes ilhadas. Esse estudo desenvolveu um modelo estocástico para determinar a programação ótima da operação sob incertezas, levando em consideração a coordenação dos DERs e cargas responsivas. Da mesma forma, (LIU et al., 2022) utilizou uma abordagem estocástica para lidar com incertezas na transição do modo conectado para ilhado. Os autores empregaram a decomposição de Benders para dividir o problema OPF em um problema mestre conectado à rede e um subproblema ilhado. No entanto, ambos os estudos ignoraram a resposta dinâmica da microrrede, avaliando critérios de segurança baseados em pontos de operação em estado estacionário.

Na tentativa de integrar a resposta dinâmica do sistema, (CÓRDOVA et al., 2022) introduziu um EMS com restrições de frequência para regular o desvio causado por flutuações de geração em IBRs na operação ilhada de microrredes. Naquela abordagem,

o processo de otimização, que pretende minimizar os custos operacionais, foi aplicado especificamente para gerenciar desequilíbrios de energia de curto prazo, segundo a segundo. Em trabalhos relacionados, (CHU; ZHANG; TENG, 2021; JAVADI; GONG; CHUNG, 2021) desenvolveram uma estrutura de programação com restrições de frequência para a operação de microrredes, visando minimizar os custos operacionais e, ao mesmo tempo, garantir a segurança de frequência após eventos de ilhamento. Tais estudos, limitaram-se a considerar apenas formulações aproximadas para os desvios de frequência do sistema, empregando uma equação de oscilação equivalente e controladores droop genéricos ou simplificados para cada DER.

Outra abordagem que otimiza a resposta dinâmica de uma microrrede ilhada foi proposta em (FALAH; BUTLER-PURRY; EHSANI, 2013), que implementou um método dinâmico de controle de potência reativa. Para sua aplicação, o sistema foi simplificado para controle de tensão, depois linearizado e discretizado para facilitar seu uso em um modelo de controle preditivo. Porém, uma limitação daquela abordagem foi a utilização de modelos excessivamente simplificados e a minimização de ações de controle baseadas apenas na tensão terminal das fontes. Além disso, (NAKIGANDA; CUTSEM; ARISTIDOU, 2021) apresentou uma estratégia de otimização incorporando restrições dinâmicas de segurança de tensão para cenários de ilhamento de emergência em uma microrrede, aplicáveis a cada hora do horizonte de planejamento. O método, embora inovador, dependia apenas de restrições de trajetória linearizadas, em vez do modelo completo do sistema, e aplicava as restrições separadamente para cada hora em cada nó acoplado a um gerador.

Com o propósito de acoplar o OPF à análise dinâmica, alguns estudos usam simuladores de software ou execução paralela. Por exemplo, (SALEHI; MOHAMED; MOHAMMED, 2012) centrou-se na implementação de um sistema de controle em tempo real em uma microrrede híbrida AC/DC em escala de laboratório. O estudo examinou a convergência e a viabilidade de incorporar o OPF com incertezas em RESs, com a desvantagem de utilizar apenas restrições estáticas para minimizar custos. Outrossim, (MASHAYEKH; BUTLER-PURRY, 2015) apresentou um problema de controle ótimo multiobjetivo baseado em algoritmos genéticos para avaliar a resposta dinâmica usando modelos de MATLAB para eventos planejados ou não, em um horizonte de tempo futuro.

Do mesmo modo, (SARFI; LIVANI, 2018) propôs uma plataforma de programação ótima multi-objetivo que visava reduzir não só os custos de geração, mas também os custos de fiabilidade. Para as restrições dinâmicas, o estudo utilizou um software de análise de fluxo de potência trifásico desequilibrado em vez de equações algébricas diferenciais (DAEs). Finalmente, em (NAKIGANDA; ARISTIDOU, 2022), foram consideradas as respostas transitórias seguras da tensão e da frequência na programação resiliente para o ilhamento abrupto de microrredes. O método sequencial direto foi adotado para resolver o problema com restrições dinâmicas. No entanto, uma limitação comum para aqueles

estudos foi o fato de não considerarem o OPF e as restrições de segurança como um único problema, o que obrigava à comunicação entre duas ou mais ferramentas de software para atingir o objetivo pretendido.

Assim, ao integrar o OPF com restrições de segurança dinâmica como uma única ferramenta em problemas de otimização dinâmica numérica, são utilizados métodos indiretos e diretos para a obtenção de soluções. Em (GIRARDIER et al., 2019), uma técnica de colocação simultânea foi proposta como parte do método de otimização dinâmica numérica indireta, que envolve restrições diferenciais-algébricas. O estudo abordou exclusivamente as flutuações fotovoltaicas como um evento e empregou um gerador síncrono como fonte primária da microrrede, com sua dinâmica bem estabelecida governando a resposta do sistema, desconsiderando a contribuição dos IBRs. Os desafios dos métodos indiretos incluem a dificuldade em incorporar restrições dinâmicas, dependência do solucionador e cálculos pesados de álgebra linear.

1.3 Problemática e Abordagem Proposta

As revisões apresentadas em (CAPITANESCU et al., 2011; CAPITANESCU, 2016) discutiram tendências futuras e desenvolvimentos necessários para problemas de AC-OPF. As conclusões destacam a necessidade crítica de integrar considerações de segurança dinâmica e simulações no domínio do tempo, particularmente no contexto de perturbações e incertezas no planejamento operacional. Isto está alinhado com o estado da arte sobre modelagem de microrredes e estratégias operacionais, detalhadas em (WANG; ROUSIS; STRBAC, 2020), onde foi sugerido que a combinação dessas considerações com modelagens precisas e a utilização de modelos e estratégias orientados à resiliência pode aumentar significativamente a confiabilidade. Trata-se de uma abordagem relevante, uma vez que determinados eventos na microrrede podem alterar abruptamente as suas condições operacionais, aumentando assim o risco de falha do sistema.

Em relação às restrições de segurança, não foram identificados trabalhos que empregassem métodos de otimização dinâmica numérica direta para microrredes. A maioria dos estudos não leva em consideração os limites operacionais ou características específicas das microrredes, baseando-se e adaptando a teoria clássica dos sistemas elétricos de potência. Além disso, não foram detectados estudos que abordem simultaneamente tanto a operação ilhada quanto a transição para esse modo. Da mesma forma, vários tipos de eventos que poderiam levar os equipamentos aos seus limites operacionais são frequentemente tratados como questões separadas.

Portanto, este trabalho pretende abordar essas brechas não exploradas e propor uma solução aplicável e escalável para os desafios mencionados. Para tal fim, é introduzida uma nova formulação matemática do problema DSC-OPF, para aplicações em microrredes.

Essa formulação inclui uma função objetivo inovadora e limites operacionais para os DERs. Busca-se identificar um ponto operacional que minimize a diferença entre os pontos de ajuste seguros e planejados, os quais são determinados pelo OPF tradicional utilizado pelo EMS no planejamento do dia seguinte. Assim, são considerados os custos de geração e de oportunidade do gerador síncrono e da energia armazenada, para este propósito.

As condições operacionais e dinâmicas são avaliadas em resposta a eventos específicos, focando em dois cenários principais: operação ilhada da rede principal e a transição do modo conectado para o modo ilhado. Para geradores síncronos são aplicadas as equações dinâmicas de quarta ordem com sistema de excitação, regulador e controles de turbina apresentadas em (LIEDERER et al., 2022). Em relação aos IBRs, duas formulações são desenvolvidas para representar os diferentes modos operacionais: formação e seguimento de rede. Para resolver as DAEs, é empregada a regra de integração trapezoidal implícita no domínio do tempo. O modelo não linear proposto é implementado usando a linguagem de programação matemática AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003) e o solucionador de programação não linear (NLP) IPOPT (WÄCHTER; BIEGLER, 2006).

Para avaliar a precisão e eficácia do modelo, é utilizado um sistema equivalente reduzido à microrrede atualmente em implementação na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), no Brasil. Esse sistema integra um gerador a diesel, geração fotovoltaica (PV), um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) e cargas não controláveis. Em cenários de transição e operação ilhada, o BESS opera como formador de rede, em tanto que a geração fotovoltaica e o gerador síncrono operam em modo de seguimento de rede. Durante o modo ilhado, o sistema contempla eventos inesperados, como aumentos de demanda, reduções na geração fotovoltaica ou faltas trifásicas internas. Os resultados demonstram a capacidade do modelo de prever o comportamento dinâmico da microrrede sob diversos eventos e obter um despacho seguro e econômico.

1.4 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é contribuir para resolver o problema de despacho econômico com restrições de segurança em microrredes, levando em consideração eventos específicos que puderem comprometer sua operação contínua. Neste contexto, são propostos os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver modelos matemáticos que formulem o problema de OPF em microrredes, considerando restrições de segurança para eventos específicos nas condições operativas mais críticas como a operação ilhada e a transição para esse modo.
- Explorar e incorporar modelos de sequência positiva das fontes de energia baseadas em inversores para seus diferentes modos de operação.

- Estabelecer conceitos relacionados à modelagem de DERs, microrredes e seus modos de operação para possíveis trabalhos futuros nas áreas de otimização e avaliação de segurança operativa.

1.5 Contribuições

Os principais aspectos identificados nos quais este trabalho contribui são:

1. Um modelo de programação matemática para o DSC-OPF aplicado a microrredes, considerando eventos específicos para o modo ilhado e durante uma transição do modo conectado para o modo ilhado.
2. As formulações e representações para levar em conta os modos dinâmicos de operação de formação e seguimento de rede para IBRs em problemas de otimização.
3. Uma função objetivo inovadora para minimizar o desvio na geração dos DERs em relação aos seus valores de referência. Essa função leva em consideração os custos de geração de energia e oportunidade de aproveitamento da energia armazenada.

1.6 Estrutura do Trabalho

A estrutura da dissertação é apresentada a seguir:

Capítulo 2: Este capítulo revisa os conceitos fundamentais de operação dos DERs, incluindo o gerador síncrono e seus sistemas de controle, além dos diferentes modos de operação e fontes de energia para os IBRs. Essas definições são essenciais para a compreensão do modelo NLP proposto e sua aplicação na otimização de simulações em estudos de segurança dinâmica para microrredes.

Capítulo 3: Este capítulo apresenta o modelo matemático NLP proposto de DSC-OPF para o cenário da microrrede operando no modo ilhado e para o cenário de uma transição do modo conectado para o modo ilhado ao se desconectar da rede principal.

Capítulo 4: Este capítulo mostra os resultados usando o sistema equivalente reduzido da microrrede na UNICAMP, considerando eventos específicos aplicados durante o modo ilhado e na transição para este modo. Além disso, é realizada uma otimização dos recursos energéticos quando o BESS assume o desbalanço de potência na microrrede embora os limites de segurança não sejam ultrapassados.

Capítulo 5: Finalmente, são apresentadas as conclusões, baseando-se nos resultados do modelo proposto. Outrossim, são identificados os possíveis trabalhos futuros que seguem essa linha de pesquisa.

2 MICRORREDES

2.1 Introdução

Os sistemas elétricos de potência convencionais compreendem grandes centrais geradoras de energia elétrica, cuja transmissão ocorre por meio de sistemas de alta tensão até os centros de carga ([FALCÃO, 2009](#)). Nestes sistemas robustos, grandes máquinas síncronas são responsáveis pela geração de energia e atuam como amortecedores durante os transitórios. A dinâmica desses sistemas foi amplamente estudada na literatura e descrita como lenta ao ser dominada pela inércia das máquinas síncronas.

Dentro desse panorama, a crescente demanda de energia, combinada com a diversificação da matriz energética e metas de transição para economias mais sustentáveis, motiva a incorporação e o desenvolvimento de novas tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica considerando DERs, tais como IBRs, pequenas microturbinas ou geradores a gás/diesel ([BACHA et al., 2015](#); [ARAI et al., 2008](#)).

A integração significativa de fontes renováveis intermitentes representa um desafio para os métodos tradicionais de operação e controle dos sistemas elétricos. Isso ocorre devido à natureza variável das energias eólica e solar, à impossibilidade de armazenar diretamente sua fonte de energia (vento e radiação solar) e ao fato de que o aumento das IBRs tem sido sustentado pelo rápido desenvolvimento de tecnologias baseadas na eletrônica de potência ([GONZALEZ-LONGATTI; RUEDA, 2014](#)).

Nesse cenário, os sistemas de armazenamento de energia desempenham um papel fundamental na operação dos sistemas elétricos modernos, visando aumentar a participação das RESs intermitentes e otimizar sua utilização. Suas principais aplicações incluem cobrir picos de demanda de carga, garantir a segurança dinâmica dos sistemas elétricos, manter o equilíbrio de energia diante de variações na geração ou na demanda, além de fornecer serviços auxiliares ([CHEN et al., 2009](#); [LUO et al., 2015](#)).

É importante considerar que a dinâmica dessas fontes de energia não-síncronas difere significativamente das fontes convencionais, uma vez que não possuem uma massa rotativa em sincronia com a tensão no ponto de conexão para reagir a desvios de ângulo e potência ([RODRÍGUEZ, 2019](#)). Portanto, a estrutura convencional dos sistemas elétricos está prestes a sofrer alterações com a adoção de novos e diversos sistemas de comunicação, supervisão, gerenciamento de carga, assim como para o controle do fluxo de energia ([ANNASWAMY; AMIN, 2013](#)).

Considerando essas perspectivas, surgiu o conceito de microrredes, que consistem em um conjunto de cargas e DERs operando de forma autônoma como uma entidade única

em relação à rede principal de energia, capaz de se conectar ou desconectar da rede de distribuição para operar tanto em modo conectado quanto ilhado (SHI et al., 2014; SARFI; LIVANI, 2018). As microrredes são vistas como integrantes das redes elétricas inteligentes, devido à sua contribuição para a modernização e expansão do sistema de distribuição (MUHTADI et al., 2021; ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID, 2018). A Figura 2.1 ilustra os componentes que uma microrrede pode incluir ao operar no modo conectado.



Figura 2.1 – Componentes típicos de uma microrrede (SANTOS et al., 2022).

As microrredes podem ser desenhadas como sistemas que funcionam em AC, DC ou híbridos AC/DC. Além disso, podem ter configurações simples, que atendem apenas um consumidor, ou serem mais complexas, atendendo uma variedade de cargas por meio de diversos DERs, em tanto satisfaçam critérios de confiabilidade, segurança e qualidade no serviço de energia elétrica (SHUAI et al., 2016). Nesse contexto, os principais desafios estão relacionados com as diferenças que as microrredes têm em relação aos sistemas convencionais, tais como: menor tamanho e inércia do sistema, maior penetração de IBRs e incertezas, capacidade limitada de curto-circuito, cargas trifásicas desbalanceadas e uma maior relação de R/X dos alimentadores (HUAMAN, 2022; FARROKHABADI et al., 2019). Assim, dado que os benefícios proporcionados por uma microrrede estão diretamente ligados ao desempenho do sistema, torna-se essencial realizar estudos e desenvolver estratégias adequadas para controlar e coordenar eficazmente os recursos e elementos da microrrede.

2.2 Controle de Microrredes

A microrrede representa um marco que permite integrar vários dispositivos e tecnologias de geração, cada um com suas próprias constantes de tempo e características

dinâmicas (OLIVARES et al., 2014). Essa integração deve funcionar de forma colaborativa para alcançar os requisitos operacionais estabelecidos. Para alcançar isso, as principais propriedades que uma microrrede deve apresentar são (IEEE, 2017):

1. Fronteiras bem definidas em relação ao sistema de distribuição.
2. Sistema de controle integrado para gerenciamento eficiente dos recursos.
3. Capacidade de geração autônoma para atender às cargas críticas.

Com relação aos requisitos operativos, a estrutura de controle da microrrede deve assegurar a continuidade no fornecimento de energia elétrica de maneira ótima e confiável. Portanto, os principais objetivos operacionais são a segurança e a eficiência econômica, avaliados com base no cumprimento dos seguintes critérios (OLIVARES et al., 2014):

- Regulação das grandezas (p. ex. V e f) nos modos conectado e ilhado.
- Compartilhamento adequado das carga e coordenação das DERs.
- Reconexão e sincronização com a rede de distribuição.
- Controle do fluxo de potência entre a microrrede e a rede de distribuição.
- Otimização dos custos de operação da microrrede.

Consequentemente, a distribuição das cargas e dos sistemas de geração, os preços do mercado elétrico, os custos de geração e a disponibilidade dos DERs são as principais considerações ao determinar o desempenho ótimo por meio de um sistema de controle que constantemente coleta informações da microrrede.

2.2.1 Sistema de Gerenciamento de Energia Centralizado

O EMS é um esquema de controle para microrredes que, quando é centralizado, integra funções autônomas e independentes da concessionária local, obtendo informações por meio de dispositivos de detecção, medição e infraestruturas de comunicação. Seu principal objetivo é definir a operação ideal dos elementos que compõem a microrrede no planejamento do dia seguinte considerando aspectos econômicos, técnicos e ambientais. A operação ideal pode ser definida como um problema de minimização de custos para um horizonte de tempo que considera determinadas restrições de desempenho (HATZIARGYRIOU, 2014; SANTOS et al., 2022).

Devido aos complexos requisitos em diferentes escalas de tempo das microrredes, a arquitetura do EMS é geralmente concebida como um sistema de controle hierárquico,

no qual uma camada superior é supervisionada por um controlador centralizado, como ilustrado na Figura 2.1 (VERGARA et al., 2017). Desse modo, o EMS requer medições e previsões confiáveis da demanda e geração, juntamente com critérios sólidos e precisos de segurança para tomar decisões adequadas (KHAVARI et al., 2017). Uma estrutura hierárquica típica de controle em três níveis é apresentada na Figura 2.2.

Nível - 3	Funções de alto nível - Supervisora/DEO Operador de interface Mercado Ótimo despacho
Nível - 2	Funções de nível intermediário - MR/Nível PCC Transições (Conectado/Desconectado) Despacho (Funções Simplificadas)
Nível - 1	Funções de baixo nível - GD/Carga Controle - tensão/frequência Controle - potência ativa/reactiva Funções específicas do dispositivo

Figura 2.2 – Estrutura hierárquica de controle em camadas para microrredes (IEEE, 2017).

- *Controle Primário*: Pode promover um controle rápido local de tensão, corrente, frequência e potências ativa e reativa, além da detecção de ilhamentos e distribuição de carga entre os geradores (OLIVARES et al., 2014; IEEE, 2017).
- *Controle Secundário*: Compensa erros no regime permanente de tensão e frequência da microrrede. No entanto, essa compensação apresenta uma resposta dinâmica mais lenta do que o controle primário e requer uma infraestrutura de comunicação adequada (KHAYAT et al., 2019).
- *Controle Terciário*: Define valores ideais de referência para P e Q a partir de técnicas de otimização para fluxos de potência, visando minimizar seu custo de operação (OLIVARES et al., 2014). Além disso, é responsável por coordenar a operação de várias microrredes que interagem entre si, para realizar o suporte de tensão e frequência das microrredes mais críticas (FARROKHABADI et al., 2019).

No nível de controle terciário, os objetivos de otimização da microrrede variam conforme seus modos e esquemas de operação, buscando aproveitar ao máximo as vantagens oferecidas por esses sistemas flexíveis. A ideia principal é controlar as referências de potência ativa e reativa dos DERs despacháveis, levando em consideração as normas ou critérios econômicos e de segurança operacional estabelecidos.

2.3 Análise da Segurança Operacional

Seguindo a definição de segurança apresentada em (KUNDUR et al., 2004; HATZIARGYRIOU et al., 2020), as ferramentas de avaliação de segurança, como softwares especializados, analisam a capacidade do sistema elétrico de resistir a perturbações e de operar de maneira confiável em condições adversas, sem interrupção do atendimento aos consumidores. Essas ferramentas verificam diversos critérios, tais como sobrecarga, sub/sobre-tensão, sub/sobre-frequência, sub/sobre-corrente, estabilidade, amortecimento, entre outros. Esses critérios podem ser combinados de maneira individual para estabelecer um conjunto adequado que representem as restrições do sistema (KERIN; LERCH, 2012).

Para analisar a segurança do sistema elétrico, são aplicadas ferramentas de avaliação para a parte estática ou dinâmica. Na análise estática, são avaliadas as condições pré e pós-perturbação, como violações de limites de equipamentos ou restrições de tensão com base em cálculos de fluxo de potência. No entanto, essa abordagem não considera a transição dinâmica entre os estados. Em contrapartida, as metodologias de análise dinâmica se concentram na fase de transição entre a pré e a pós-perturbação. Quando o sistema retorna a um estado estacionário de forma estável após qualquer evento, pode ser considerado operacionalmente seguro (BROSINSKY; KARAÇELEBI; CREMER, 2023; BROCHURE, 2007). Por esse motivo, ferramentas de avaliação fazem uso de diversos métodos que se diferenciam na complexidade computacional. Os métodos mais complexos são os determinísticos, que empregam soluções analíticas, enquanto os mais simples baseiam-se na inferência direta a partir de medições (KERIN et al., 2009).

Por natureza, um sistema elétrico sofre continuamente perturbações, tais como variações de carga, interrupções de geradores ou outros equipamentos, curtos-circuitos ou uma combinação de tais eventos. Esses distúrbios levam geralmente a mudanças na configuração e/ou estado do sistema (HUI; SHEN; QIAO, 2010). No caso das microrredes as perturbações são maiores e ocorrem com maior frequência por causa da menor diversificação e redundância da carga e geração devido ao pequeno tamanho do sistema. Nesse contexto, uma avaliação da segurança operacional é crucial, especialmente no modo ilhado, para determinar a robustez do sistema em relação a distúrbios iminentes, além de permitir uma maior participação das IBRs sem comprometer sua segurança (GU; YAN; SAHA, 2017).

A ocorrência de perturbações se relaciona com o conceito de resiliência que é considerado um componente necessário da confiabilidade e segurança do sistema. Pode ser entendido como um procedimento dinâmico e contínuo para melhorar a robustez e a flexibilidade operacional, e permite lidar com as incertezas do sistema (CLARK-GINSBERG, 2016). Modelagens orientadas à resiliência que combinam restrições operacionais estáticas e restrições diferenciais dinâmicas podem levar a soluções mais precisas. Para esse tipo de modelagem, a maioria da literatura utiliza os métodos de otimização robusta convencional e os baseados em cenários ou eventos (WANG; ROUSIS; STRBAC, 2020).

2.3.1 Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Dinâmica (DSC-OPF) para Eventos Específicos

O OPF é amplamente empregado em sistemas elétricos modernos, especialmente no planejamento da operação. Em contraste com o fluxo de potência convencional, o OPF resolve as equações do sistema elétrico para determinar os valores das variáveis de controle que otimizam um objetivo específico, garantindo ao mesmo tempo que o despacho de geração econômica atenda aos requisitos operacionais estabelecidos (MINANO, 2010).

Um algoritmo convencional de OPF determina o despacho econômico de geração só com base na operação em regime permanente do sistema. No entanto, no modo ilhado as microrredes geralmente operam próximas aos seus limites de segurança. Nesse sentido, os métodos de avaliação da segurança dinâmica visam assegurar que a solução de despacho econômico seja robusta diante de eventos específicos, sem comprometer a segurança dinâmica do sistema durante a operação em tempo real (GOUVEIA; MOREIRA; LOPES, 2023). O problema resultante de otimização, conhecido como DSC-OPF, incorpora tanto o OPF quanto restrições de segurança dinâmica. Este problema requer a modelagem das dinâmicas dos elementos da microrrede e a incorporação das correspondentes restrições para atingir os objetivos econômicos e técnicos, conforme ilustrado na Figura 2.3.

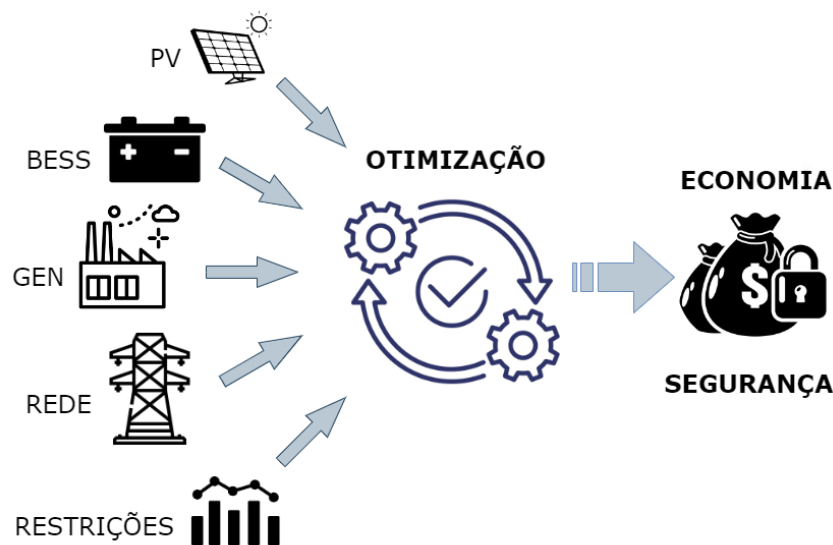


Figura 2.3 – Etapas do processo DSC-OPF para microrredes.

O problema DSC-OPF incorpora restrições estáticas e dinâmicas em um único modelo, conforme exigido pelos códigos de rede e limites operacionais ou intrínsecos dos elementos do sistema (BROSINSKY; KARAÇELEBI; CREMER, 2023). As abordagens mais comuns para resolver formulações DSC-OPF usam métodos baseados em NLP ou técnicas de otimização heurística. Estas últimas têm a desvantagem de muitas vezes exigir um grande número de iterações e não serem interpretáveis devido à sua formulação (CONDEMAITA; WILLIHANS et al., 2019).

Dado que os métodos no domínio do tempo são considerados os mais precisos e flexíveis disponíveis, o DSC-OPF proposto é implementado usando NLP. No entanto, enfrenta dificuldades na resolução devido às complexas equações diferenciais que modelam o sistema (ZHANG; DUNN; LI, 2003). Para lidar com isso, é necessário discretizar o intervalo de interesse, convertendo equações diferenciais em equações algébricas numericamente equivalentes, o que pode resultar em um grande número de variáveis e restrições. Assim, o principal desafio é minimizar o impacto do número de passos de integração.

Os métodos de integração para resolver equações diferenciais podem ser divididos em duas categorias, sendo o método implícito o mais utilizado em estudos de análise dinâmica, devido à sua fácil implementação e boa estabilidade numérica, que está diretamente relacionada à convergência e consistência do sistema de equações diferenciais (CONDEMAITA; WILLIHANS et al., 2019; LIEDERER et al., 2022).

2.4 Modelagem de Microrredes

Na área dos sistemas elétricos, a origem física e a escala temporal das dinâmicas são diversas, nunca alcançando uma condição de estado estável absoluto devido a mudanças contínuas e frequentemente imperceptíveis que podem não ser consideradas como distúrbios. No entanto, alterações súbitas e substanciais no sistema desencadeiam estados dinâmicos que resultam em mudanças rápidas nas condições operacionais (EL-SHIMY, 2015).

Do ponto de vista matemático, a magnitude de um distúrbio determina a abordagem adequada para modelar sistemas elétricos. Modelos linearizados são apropriados para sistemas sujeitos a pequenos distúrbios. Por outro lado, se a magnitude de um distúrbio for considerável, a modelagem usando equações diferenciais não lineares representa o comportamento dinâmico do sistema (EL-SHIMY, 2015).

Modelagens detalhadas oferecem maior precisão; no entanto, vêm acompanhadas de grandes tempos de simulação, requisitos de memória e complexidade matemática. Deste modo, modelos de ordem reduzida com simplificações razoáveis podem ser adequados para uma avaliação rápida da segurança dos sistemas elétricos. Isso é importante quando a precisão não é o principal objetivo na procura de resultados suficientemente confiáveis com uma alta velocidade de simulação, como é o caso para aplicações online ou em problemas de otimização (RAMASUBRAMANIAN et al., 2021).

No contexto das microrredes, estas são compostas por diversos componentes e tecnologias, como máquinas síncronas de pequena capacidade, DERs baseados em inversores e diferentes tipos de cargas, podendo operar conectada à rede principal ou de forma isolada (MEEGAHAPOLA, 2018). Para abordar eficazmente o problema de otimização combinado com a análise de segurança dinâmica em microrredes, são necessários modelos precisos que representem adequadamente o desempenho desses sistemas. Os modelos utilizados

devem equilibrar a precisão e a complexidade, levando em consideração também o custo computacional e a viabilidade de convergência das técnicas de otimização.

Os modelos de sequência positiva são utilizados em otimização para reduzir a representação da microrrede como um conjunto de parâmetros fixos e concentrados em equações algébricas, sendo adequados para descrever o comportamento do sistema em frequências próximas à nominal e condições quase balanceadas (POURBEIK, 2012). Dessa forma, os elementos do sistema podem ser representados por meio de modelos estáticos ou dinâmicos, dependendo do tipo de análise a ser realizada.

Os modelos estáticos são simplificações do comportamento dos elementos, sendo utilizados quando o foco não é seu desempenho dinâmico. Neste trabalho, elementos como as cargas e a rede de distribuição são assumidos estáticos e considerados impedâncias constantes. No sistema de distribuição de energia brasileiro, que geralmente opera de forma radial, a energia flui em uma direção, da fonte para os consumidores, caracterizado por ter alimentadores relativamente curtos em níveis de média tensão com uma alta relação R/X (MONTICELLI; GARCIA, 1999). Por outro lado, os modelos dinâmicos são empregados para elementos como as fontes de energia, permitindo analisar seu comportamento e interação com o resto do sistema, como será detalhado nas subseções seguintes.

2.4.1 Modelagem do Gerador Síncrono

As microrredes e a microgeração distribuída obtêm energia de diversas fontes, incluindo as convencionais com plantas de energia que utilizam geradores síncronos. Nesses sistemas, as máquinas primárias, como turbinas ou motores, convertem energia mecânica em energia elétrica ao serem acopladas aos geradores elétricos. Devido ao seu comportamento dinâmico, esses elementos requerem sistemas de controle essenciais para operar de forma segura e controlada, respondendo às variações que puderem acontecer no sistema (ORBE, 2020), como ilustrado na Figura 2.4.

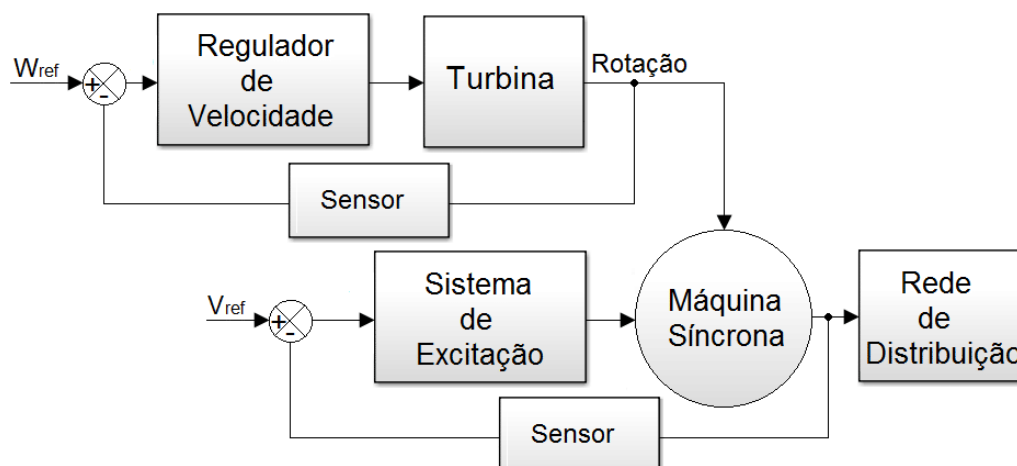


Figura 2.4 – Diagrama de uma planta de energia convencional.

A máquina síncrona consiste em dois componentes principais, a armadura (estator) e os enrolamentos de campo (rotor). Os enrolamentos do estator estão separados por 120° elétricos, com um campo magnético rotativo induzido pelo rotor, resultando em tensões defasadas de 120° no tempo. Da mesma forma, o rotor produz um campo magnético quando alimentado com corrente contínua, induzindo tensões alternadas nos enrolamentos do estator. Para produzir um torque constante, os campos do estator e do rotor devem girar à mesma velocidade, conhecida como velocidade síncrona (KUNDUR et al., 2004). A Figura 2.5 ilustra uma máquina síncrona de dois polos com um enrolamento de campo e três enrolamentos de amortecimento no rotor, incluindo dois enrolamentos no eixo q para tornar o modelo mais geral.

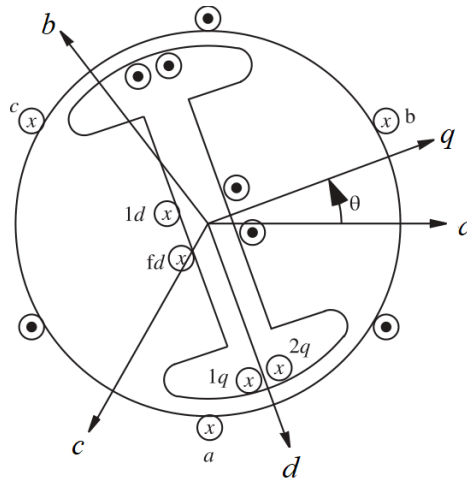


Figura 2.5 – Esquema da máquina síncrona para modelagem.

Para aplicar modelos dinâmicos em geradores síncronos conectados a sistemas elétricos, geralmente são negligenciados a saturação magnética, a variação temporal do fluxo concatenado e o efeito das variações de velocidade na tensão do estator. Também é assumido que a potência é aproximadamente igual ao torque em $p.u.$, representado por $P = wT$ com $w \approx 1p.u.$, mesmo em condições transitórias (KUNDUR et al., 2004). Aqui, o modelo de sexta ordem é comumente usado em simulações dinâmicas detalhadas, mas sua complexidade torna-o menos prático para otimização matemática. Em estudos de grande escala, é utilizada a transformação de Park, que simplifica a análise ao referenciar todos os enrolamentos do gerador no referencial do rotor, levando em conta seu acoplamento mútuo (PARK, 1929).

Nesta dissertação, para representar a resposta dinâmica da máquina síncrona diante de uma perturbação em um intervalo de tempo específico, é adotado o modelo de gerador síncrono transitório de quarta ordem proposto por (LIEDERER et al., 2022). Esse modelo simplificado e abrangente é derivado do modelo de sexta ordem, assegurando um desempenho eficaz com base nas considerações descritas em (SAUER; PAI; CHOW, 2017).

Para obter o modelo de circuito equivalente ilustrado na Figura 2.6, as reatâncias

X'_d e X'_q são consideradas iguais e os enrolamentos de amortecimento são omitidos, devido à insignificância dos períodos sub-transitórios. Consequentemente, o gerador é caracterizado por uma tensão transitória localizada atrás das reatâncias transitórias e da tensão terminal, conforme descrito para o eixo d em (2.1) e para o eixo q em (2.2). Além disso, o modelo de quarta ordem é representado pela equação de oscilação em (2.3) e (2.4), assim como pelas equações diferenciais da tensão transitória nos eixos d e q, apresentadas em (2.5) e (2.6), respectivamente. Por fim, a potência elétrica é calculada utilizando (2.7).

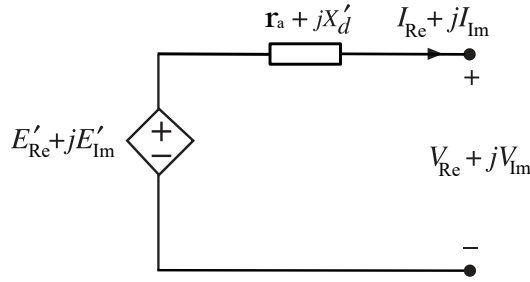


Figura 2.6 – Circuito dinâmico transitório da máquina síncrona.

$$V_{di} = E'_{di} + x'_{di}I_{qi} - r_{ai}I_{di} \quad (2.1)$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - x'_{di}I_{di} - r_{ai}I_{qi} \quad (2.2)$$

$$\dot{\delta}_i = \Delta\omega_i \quad (2.3)$$

$$2H\Delta\dot{\omega}_i = P_{mi} - P_{ei} - D_i\Delta\omega_i \quad (2.4)$$

$$T'_{q0i}\dot{E}'_{di} = -E'_{di} + I_{qi}(x_{qi} - x'_{qi}) \quad (2.5)$$

$$T'_{d0i}\dot{E}'_{qi} = E_{fdi} - E'_{qi} - I_{di}(x_{di} - x'_{di}) \quad (2.6)$$

$$P_{ei} = E'_{qi}I_{qi} + E'_{di}I_{di} + (x'_{di} - x'_{qi})I_{di}I_{qi} \quad (2.7)$$

Por outro lado, como mencionado na seção 2.1, um dos principais objetivos das microrredes é fornecer energia elétrica aos consumidores de forma segura e confiável, atendendo aos requisitos de qualidade do serviço e do produto. Assim, um aspecto importante é manter as tensões em magnitude e frequência constantes por meio do uso de malhas de controle que regulem a produção de potência ativa e reativa.

A regulação da tensão é realizada controlando a tensão de campo E_{fd} conforme a potência reativa e tensão dos pontos de ajuste ou referência. Para o sistema de excitação, é empregado o modelo simplificado representado no diagrama de blocos da Figura 2.7, com a equação diferencial mostrada em (2.8) e seus limites em (2.9).

$$T_{Ei}\dot{E}_{fd_{exc},i} = K_{Ei}(V_{ref,i} - V_{term,i}) - E_{fd_{exc},i} \quad (2.8)$$

$$E_{fd}^{\min} \leq E_{fd_{exc}} \leq E_{fd}^{\max} \quad (2.9)$$

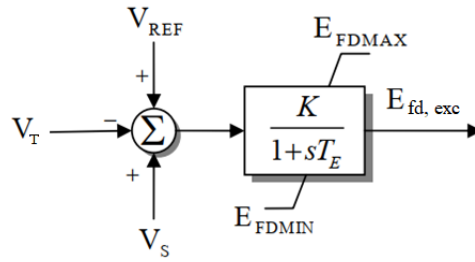


Figura 2.7 – Diagrama de blocos do sistema de excitação simplificado.

A frequência da tensão gerada é determinada pelo número de polos e pela velocidade do eixo da máquina síncrona. O motor principal que aciona o eixo geralmente é alimentado por turbinas com um sistema de controle de velocidade chamado regulador. O sistema de controle da potência mecânica P_M inclui um regulador e uma turbina a vapor de estágio único, ilustrados na Figura 2.8, com suas equações diferenciais correspondentes apresentadas em (2.10) e (2.11) e seus limites em (2.12).

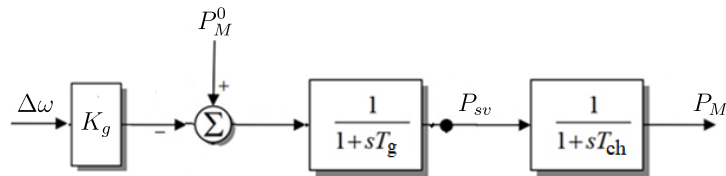


Figura 2.8 – Diagrama de blocos do sistema de regulação de velocidade.

$$T_{gi} \dot{P}_{svi} = P_{mi}^0 - P_{svi} - K_{gi} \Delta\omega_i \quad (2.10)$$

$$T_{chi} \dot{P}_{mi} = P_{svi} - P_{mi} \quad (2.11)$$

$$0 \leq P_{sv} \leq P_{sv}^{\max} \quad (2.12)$$

2.4.2 Modelagem das IBRs

A rápida evolução dos sistemas de energia está promovendo uma transição de fontes equipadas com máquinas síncronas para IBRs, como usinas solares, eólicas e sistemas de armazenamento em baterias. Nesse cenário, os IBRs estão sendo amplamente integrados à rede elétrica, sendo caracterizados pelo fato de não responderem naturalmente a distúrbios na rede, ao contrário das máquinas síncronas. Isso apresenta dificuldades e oportunidades à medida que sua participação cresce, enfatizando a necessidade de garantir energia para uma operação segura e confiável das redes (MIRAFZAL; ADIB, 2020).

Considerando os desafios de simular sistemas complexos que envolvem IBRs, é conveniente empregar modelos dinâmicos simplificados que representem com precisão o comportamento dos conversores (FARROKHABADI et al., 2017). Portanto, nos processos de otimização, é essencial encontrar um equilíbrio entre o detalhamento e a complexidade do modelo, visando tempos de convergência razoáveis e simulações viáveis.

Nesse contexto, é importante realizar simplificações dos sistemas de controle e estruturas de comutação para obter respostas dinâmicas adequadas em comparação com modelos detalhados. Isso facilita a adaptação da estrutura de eletrônica de potência para diferentes tipos de fontes de geração ou modelos de armazenamento. Por exemplo, nos modelos de sequência positiva, as malhas de controle dos conversores são rápidas em comparação com a largura de banda requerida para os controles ao nível de rede, assumindo-as instantâneas (RAMASUBRAMANIAN et al., 2016).

Por conseguinte, o foco dos modelos dinâmicos de sequência positiva está nas interações dos IBRs com a rede durante eventos ou variações substanciais, em vez de fornecer uma representação detalhada dos seus componentes. Esses elementos são conectados à rede por meio de uma impedância de filtro, que tem a função de reduzir o conteúdo harmônico produzido pela estrutura de comutação.

No momento de modelar os IBRs, é essencial compreender as propriedades e comportamentos dinâmicos dos diferentes modos de operação, como são o formador e seguidor de rede. Atualmente, muitas pesquisas estão sendo dedicadas à melhoria da representação desses sistemas para simulações no domínio do tempo de sequência positiva. Este desafio envolve várias instituições, como WECC, CIGRÉ, IEC, EPRI, universidades e outras entidades acadêmicas e industriais (RAMASUBRAMANIAN et al., 2021).

2.4.2.1 IBRs como Formadores de Rede

A Figura 2.9 ilustra um conversor operando como formador de rede, representado como uma fonte de tensão controlada. Esse modo é exclusivo para DERs despacháveis, pois exige a regulação da potência de saída para atender às referências das malhas de controle externas, incluindo frequência e tensão, conforme definido em (2.13) e (2.14). Aqui, as malhas de controle internas do conversor gerenciam a corrente fornecida para atingir os objetivos de controle (ROCABERT et al., 2012). Pelo menos um DER deve operar neste modo se a microrrede estiver ilhada e não houver geradores síncronos operando de forma isócrona, podendo ou não incluir esquemas de controle droop para permitir o compartilhamento de carga (HAJILU et al., 2015).

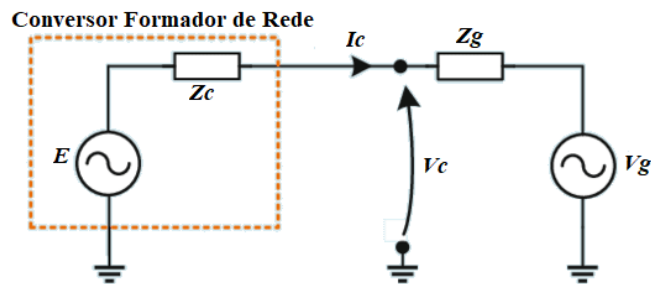


Figura 2.9 – Representação simplificada de um conversor formador de rede.

$$V_i = V_i^{ref} = 1.0; \quad \forall i = 1 \in \Omega_B \quad (2.13)$$

$$w_i = w_i^{ref}; \quad \forall i = 1 \in \Omega_B \quad (2.14)$$

2.4.2.2 IBRs como Seguidores de Rede

A Figura 2.10 ilustra um conversor operando como seguidor de rede, representado como uma fonte de corrente controlada. Esse modo é o mais comum entre os DERs, com uma operação regulada por um controle de alto nível, que define os valores de referência para potências ativa P^{ref} e reativa Q^{ref} , conforme estabelecido em (2.15).

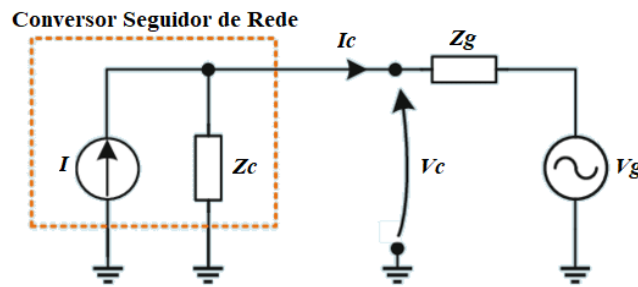


Figura 2.10 – Representação simplificada de um conversor seguidor de rede.

$$P_i = P_i^{ref} \ \& \ Q_i = Q_i^{ref}; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (2.15)$$

O comportamento do conversor seguidor de rede é o mesmo tanto na operação conectada quanto na operação isolada da rede. Porém, para condições de operação ilhada, os conversores seguidores de rede requerem um conversor formador de rede ou um gerador síncrono para estabelecer a frequência e a amplitude da tensão na microrrede. Nesse modo de operação, os conversores injetam energia no barramento ao medir a tensão da rede e gerar uma corrente senoidal com fator de potência unitário, dependendo do esquema de controle. Para alcançar isso, é necessária uma função de temporização de ação rápida chamada de loop bloqueado por fase (PLL), que determina o ângulo de tensão da rede no ponto de conexão. A operação do PLL é representada na Figura 2.11.

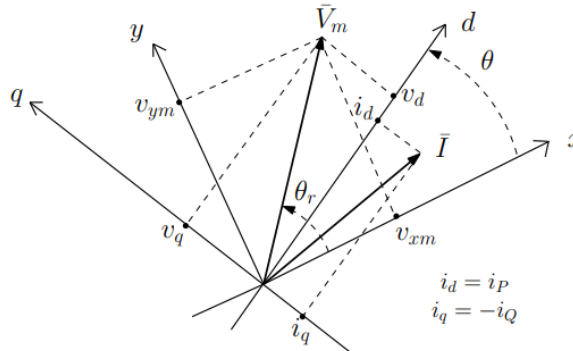


Figura 2.11 – Esquema de rastreamento de fase do PLL.

O PLL garante que o fasor da corrente injetada pela IBR tenha a magnitude e o ângulo de fase adequados em relação ao fasor da tensão terminal. Ele visa alinhar o seu eixo d com o fasor de tensão medido $\bar{V}_m$. O ângulo Θ é a diferença entre o eixo d e a referência do sistema. Em estado estacionário, o integrador força $v_q = 0$; então, Θ coincide com o ângulo de fase de tensão “verdadeiro” Θ_r e v_d é igual à magnitude da tensão terminal. As correntes ativa (iP) e reativa (iQ) desejadas, são obtidas através dos controles do conversor.

Finalmente, a Tabela 2.1 destaca as diferenças fundamentais entre os modos de controle dos IBRs e sua interação com a microrrede. O principal objetivo do modo seguidor de rede é fornecer uma potência especificada, podendo ser utilizado por todos os conversores independentemente do tipo de fonte primária ou operação da microrrede, como no caso da geração PV e do BESS. Entretanto, o modo formador de rede tem a função de reagir aos desequilíbrios e flutuações de potência para atingir seus objetivos de controle, sendo usado apenas por conversores com fontes despacháveis quando a microrrede opera no modo ilhado, como é o caso do BESS.

Tabela 2.1 – Comparação dos modos seguidor e formador de rede.

Atributos	Modo Seguidor	Modo Formador
<i>Dependência com a tensão da rede</i>	Baseado em uma tensão de rede bem definida	Mantém ativamente a magnitude de tensão interna e o ângulo de fase
<i>Desempenho dinâmico</i>	Controla a corrente injetada	Define a magnitude e a frequência/fase da tensão
<i>Sincronização com a rede</i>	Precisa do PLL ou de um controle rápido equivalente	Não precisa do PLL para controle de corrente, mas pode ser usado para resincronização.
<i>Black start</i>	Geralmente não é possível	Pode iniciar a operação na ausência de tensão na rede
<i>Fonte de energia</i>	Qualquer fonte (PV & BESS)	Fontes despacháveis BESS

2.4.2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia

Recentemente, os sistemas de armazenamento têm recebido considerável atenção, especialmente como uma solução para os desafios enfrentados pelos sistemas de distribuição modernos, como as microrredes. Eles são capazes de converter e armazenar energia elétrica de maneira altamente eficiente para uso posterior, facilitando a integração de fontes

renováveis intermitentes. As baterias desempenham um papel crucial nas microrredes, contribuindo para a redução dos custos de compra de energia, o gerenciamento do pico de demanda e, especialmente em operações isoladas, fornecendo uma estrutura para o controle de tensão e frequência, equilíbrio de potência interna e redução de cortes de carga (MEEGAHAPOLA, 2018). Nos dois modos de operação, geralmente os sistemas de armazenamento de energia recebem suas referências ou pontos operativos de um sistema de controle e gerenciamento de alto nível, com base nos códigos e necessidades específicas da microrrede.

Esses sistemas possuem várias características técnicas, como capacidade de armazenamento de energia, potência máxima de carga e descarga, eficiência energética e vida útil. Nesse contexto, é crucial desenvolver um modelo que reflita com precisão seu comportamento dinâmico e permita avaliar seu desempenho, especialmente para atender às crescentes demandas das microrredes.

A representação mais comum do BESS é como uma fonte de tensão contínua controlada pelo seu estado de carga (SoC), utilizando uma equação não linear, conforme mostrado em (2.16).

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_{SoC}} + A^{(-B \cdot i_{SoC})} \quad (2.16)$$

2.4.2.4 Geração de Energia Fotovoltaica

A geração fotovoltaica é diretamente influenciada por dois fatores externos: a temperatura das células e a intensidade da radiação solar. Ao projetar um sistema PV, é essencial determinar como a corrente e a tensão do módulo fotovoltaico variam de acordo com diferentes condições desses fatores, em comparação com os padrões de teste estabelecidos na fabricação.

A variação da irradiação, influenciada por aspectos como sombreamento, época do ano e horário do dia, desempenha um papel crucial na geração de energia elétrica por painéis fotovoltaicos. Quanto maior a irradiação solar sobre o painel, maior será a corrente gerada e, portanto, a potência. A corrente é diretamente proporcional à irradiação solar (S), como indicado na equação (2.17), onde um acréscimo em relação a seu valor nominal resulta em um aumento da corrente gerada (GAZOLI; VILLALVA; GUERRA, 2012).

$$i_{celula} = \frac{S}{S_{std}} i_{SC} \quad (2.17)$$

Com relação à temperatura, os painéis fotovoltaicos recebem uma grande quantidade de energia térmica quando expostos ao sol. Além disso, o aquecimento ocorre devido ao efeito da corrente que circula pela resistência, o que eleva a temperatura dos painéis. Esse aumento de temperatura resulta em uma redução na tensão de saída quando a corrente é mantida constante.

A variação da temperatura afeta diretamente a corrente que circula pelo diodo. Quando a temperatura aumenta, a corrente de saída do painel diminui, como discutido anteriormente. A variação de corrente no diodo é descrita pela equação de Schottk em (2.18). Onde a tensão térmica é o fator que influencia diretamente essa variação de acordo com o material que é utilizado, neste caso a variação é linear com a temperatura ambiente, como determina a equação (2.19).

$$i_D = i_0 \left(e^{\frac{V_D}{nV_T}} - 1 \right) \quad (2.18)$$

$$V_T = \frac{kT_{op}}{q} \quad (2.19)$$

Devido à grande variação das condições, é essencial empregar um método que permita que o sistema opere no ponto de máxima extração de potência (MPPT). Esse método garante que o sistema injete a máxima potência disponível, independentemente das condições de operação da rede, e é responsável por gerar as referências operativas para o sistema de geração PV. As Figuras 2.12 e 2.13 ilustram a relação entre o ponto de máxima potência e a variação na irradiância e temperatura, respectivamente.

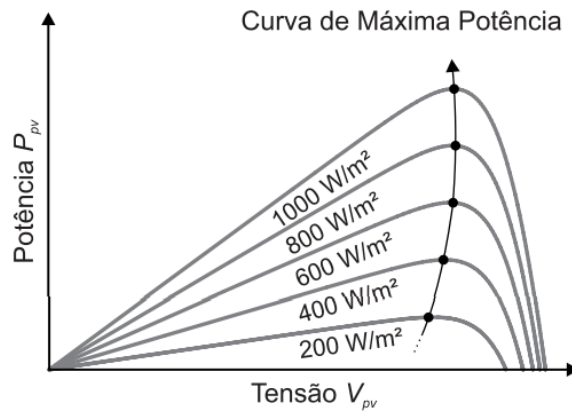


Figura 2.12 – Curva P-V com variação da irradiância solar (MARQUES, 2020).

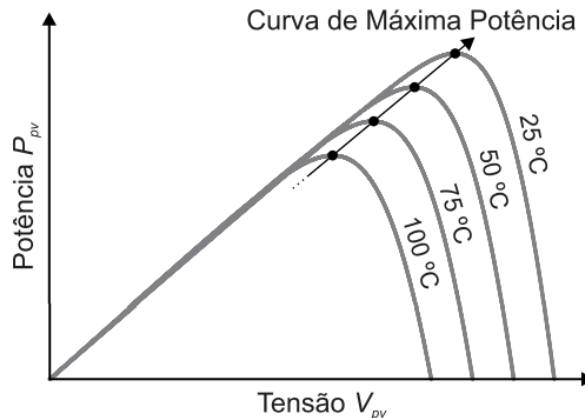


Figura 2.13 – Curva P-V com variação da temperatura dos módulos (MARQUES, 2020).

Considerando que o objetivo principal não é obter valores exatos de geração PV, devido aos desafios associados à previsão da geração e à inviabilidade de implementar algoritmos MPPT em problemas de otimização, são utilizadas equações que relacionam de forma simplificada os fatores mais importantes e fornecem valores referenciais da produção de energia PV, juntamente com suas variações. A equação (2.20) define a produção de energia em função da irradiância, enquanto (2.21) determina o fator de influência da temperatura dos painéis. Por fim, a potência de referência é calculada pela equação (2.22).

$$PV_{Irr} = PV_{Nom} * \left(\frac{Irr}{1000}\right); \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (2.20)$$

$$PV_T = (T - 25^\circ) * F_T; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (2.21)$$

$$PV^{ref} = PV_{Irr} * ((100 + PV_T)/100); \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (2.22)$$

2.4.2.5 Modelo de Conversor para IBRs

Dependendo do estado operacional da microrrede, os IBRs podem atuar em diferentes modos. A Figura 2.14 ilustra o modelo desenvolvido do conversor de sequência positiva para o processo de otimização, apresentando uma interface entre o conversor e a rede para determinar as referências de corrente I_d^{ref} e I_q^{ref} para diferentes objetivos de controle. O modo formador de rede atua como uma fonte de tensão ideal, onde laços de controle são empregados para regular a amplitude da tensão terminal da rede V^{ref} usando a potência $\tilde{P}$ e $\tilde{Q}$ derivadas da solução das equações de rede para balancear o cálculo do fluxo de potência. Por outro lado, o modo seguidor de rede opera como uma fonte de corrente ideal, injetando as potências de referência P^{ref} e Q^{ref} usando a tensão terminal medida $\tilde{V}_T$ (ROCAERT *et al.*, 2012). A maioria dos controles internos e externos do conversor são baseadas em laços rápidos, assim como o PLL, de modo que para passos de integração não tão pequenos, eles podem ser considerados instantâneos ou ideais (MILLER *et al.*, 2003).

Para os IBRs, as equações e a nomenclatura relacionadas à tensão terminal, tensão interna e corrente injetada são análogas às de uma máquina síncrona conforme (2.1)–(2.2), com a distinção de que a impedância $r_{ai} + jx'_{di}$, que representa a resistência de armadura e a reatância transitória, é substituída por $r_{fi} + jx_{fi}$, simbolizando a indutância de acoplamento. Essa indutância pode representar um filtro indutor ou um transformador na saída do conversor.

2.4.3 Interconexão entre DERs

As equações de Park são utilizadas para analisar e processar sinais trifásicos, transformando-os para um sistema ortogonal (eixos d- e q-). Esses eixos são definidos em

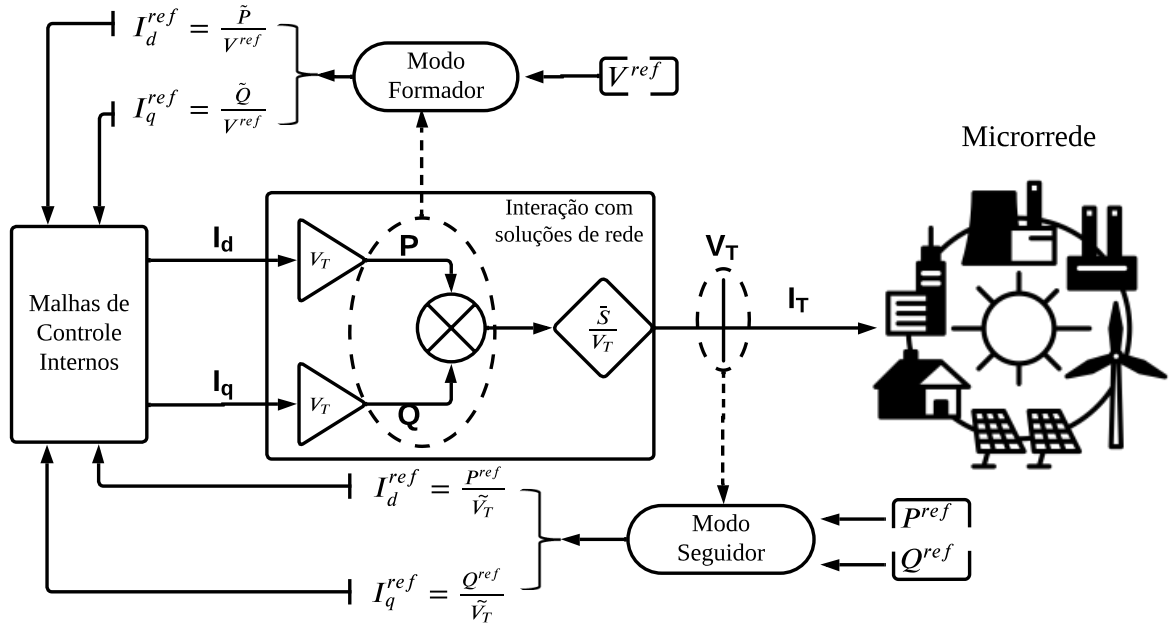


Figura 2.14 – Representação da interface do conversor para simulação de sequência positiva (RAMASUBRAMANIAN et al., 2016; CLARK; WALLING; MILLER, 2011).

cada DER em relação a um sistema de referência local. Para o gerador síncrono, o eixo d alinha-se com o campo magnético do rotor e gira em sincronismo com sua velocidade de rotação ω_r . No modo formador de rede, ele está coordenado com a frequência gerada, que é predeterminada. Por outro lado, para o modo seguidor de rede, gira em sincronia com a frequência fundamental detectada na rede.

Para interconectar vários DERs na microrrede, é essencial ter uma referência angular generalizada que gire sincronizadamente com a frequência do sistema. Consequentemente, é estabelecido um sistema de referência comum, denotado como $(+1, j)$, semelhante ao usado em sistemas de potência (LIEDERER et al., 2022; EREMA; SHAHIDEHPOUR, 2013; MACHOWSKI et al., 2020). No caso de microrredes isoladas, a tensão terminal do barramento conversor formador de rede assume esse papel. É importante observar que o sistema de referência individual (d, q) gira no sentido anti-horário em relação ao sistema de referência estabelecido $(+1, j)$, com uma diferença angular de $(\delta - \frac{\pi}{2})$. Isso ocorre porque o ângulo δ representa a disparidade de orientação entre o eixo comum $+1$ e os eixos individuais q .

A Figura 2.15 ilustra a relação entre o sistema de referência comum $(+1, j)$, assumido pelos eixos (d, q) do conversor formador de rede, e os eixos (d, q) individuais para cada tipo de DER. Para o gerador síncrono, o eixo d alinha-se com o campo magnético do rotor, e no regime transitório, a diferença angular varia ao longo do tempo com a velocidade do rotor. Por outro lado, para os IBRs seguidores de rede, o PLL garante que o

fasor de corrente injetado tenha a magnitude e o ângulo de fase apropriados em relação ao fasor de tensão do terminal. O objetivo é alinhar seu eixo d com a tensão terminal medida V_T . Em condições de regime permanente, o integrador força $V_{T-d} = V_T$ e $V_{T-q} = 0$.

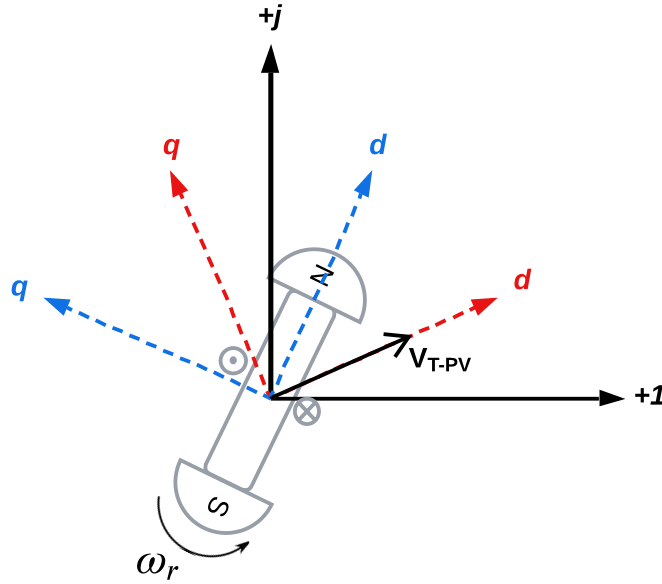


Figura 2.15 – Correlação entre a estrutura de referência dos DERs (d, q) e a estrutura de referência do sistema $(+1, j)$.

2.5 Considerações do Capítulo

Neste capítulo, foram revisadas as bases teóricas para compreender o problema de otimização relacionado à análise de segurança dinâmica em microrredes. Inicialmente, foi feita uma introdução da importância e das características das microrredes em comparação com sistemas de energia convencionais. Em seguida, foram discutidos os diferentes esquemas de controle em microrredes para explicar o funcionamento do EMS como um sistema de controle centralizado e suas principais funções. Posteriormente, abordou-se o tópico da análise de segurança operacional em sistemas elétricos, destacando a necessidade de considerar estudos de segurança dinâmica e assim compreender o propósito e componentes do problema DSC-OPF para microrredes. Além disso, foram explicados os modelos desenvolvidos para representar os DERs que compõem a microrrede, incluindo seus diferentes modos de operação, fontes de energia e sistemas de controle. Por fim, foi proposta uma estrutura que permite interconectar todos esses modelos em um único sistema de referência para resolver o problema de fluxo de potência por meio de equacionamentos.

3 MODELO DE PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA PROPOSTO

Neste capítulo, apresenta-se o modelo matemático proposto para microrredes nos cenários de operação ilhada da rede de distribuição e na transição do modo conectado para o modo ilhado. Primeiramente, é detalhado o modelo NLP para DSC-OPF, incluindo o modelo de gerador de quarta ordem com seus controles, além dos modelos do conversor para os modos seguidor e formador de rede. O modelo proposto é dividido em três partes distintas: a função objetivo, a parte da operação em estado estacionário e a parte dinâmica, levando em conta os limites comumente utilizados na otimização de sistemas elétricos. A segunda parte inclui um modelo OPF com as condições iniciais para cada cenário, enquanto a terceira parte incorpora as DAEs utilizando o método de integração trapezoidal, considerando os sistemas de controle e os limites de segurança dinâmica para cada DER. Antes de detalhar os modelos matemáticos, algumas equações importantes são reformuladas de maneira apropriada para facilitar sua utilização nas subseções seguintes.

3.1 Expressões Matemáticas para o Modelo NLP

Como nos modelos de NLP só podem existir variáveis escalares, as equações complexas devem ser expressas em valores absolutos ou em suas partes reais e imaginárias separadamente. Assim, as variáveis são identificadas pelo subíndice i , referente ao barramento ao qual estão relacionadas.

As equações (3.1) e (3.2) representam a tensão terminal e a corrente injetada por cada DER, expressas na forma polar em relação à referência comum do sistema.

$$\bar{V}_{Ti} = V_{Ti} e^{j\theta_i} = (V_{di} + jV_{qi}) e^{j(\delta_i - \pi/2)} \quad (3.1)$$

$$\bar{I}_i = I_i^g e^{j(\theta_i - \phi_i)} = (I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \pi/2)} \quad (3.2)$$

A partir de (3.1), obtém-se o seguinte,

$$V_{Ti} e^{j\theta_i} = (V_{di} + jV_{qi}) e^{j(\delta_i - \pi/2)} \quad (3.3)$$

$$V_{Ti} = (V_{di} + jV_{qi}) e^{j(\delta_i - \theta_i - \pi/2)} \quad (3.4)$$

Separando as partes real e imaginária, deriva-se:

$$\begin{cases} V_{Ti} = V_{di} \sin(\delta_i - \theta_i) + V_{qi} \cos(\delta_i - \theta_i) \\ 0 = -V_{di} \cos(\delta_i - \theta_i) + V_{qi} \sin(\delta_i - \theta_i) \end{cases} \quad (3.5)$$

E resolvendo para V_{di} e V_{qi} ,

$$\begin{cases} V_{di} = V_{Ti} \sin(\delta_i - \theta_i) \\ V_{qi} = V_{Ti} \cos(\delta_i - \theta_i) \end{cases} \quad (3.6)$$

Da mesma maneira, o processo pode ser aplicado às correntes em (3.2),

$$I_i^g e^{j(\theta_i - \phi_i)} = (I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \pi/2)} \quad (3.7)$$

$$I_i^g = (I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \theta_i + \phi_i - \pi/2)} \quad (3.8)$$

Separando em parte real e imaginária, e resolvendo para I_{di} e I_{qi} ,

$$\begin{cases} I_{di} = I_i^g \sin(\delta_i - \theta_i + \phi_i) \\ I_{qi} = I_i^g \cos(\delta_i - \theta_i + \phi_i) \end{cases} \quad (3.9)$$

Por outro lado, a equação (3.10) estabelece a relação entre a tensão terminal, a corrente injetada, a impedância na saída e a tensão interna para cada DER. Note que a impedância genérica $r_i + jx_i$ representa a impedância $r_{ai} + jx'_{di}$ no caso dos geradores síncronos e a impedância $r_{fi} + jx_{fi}$ para o caso das IBRs.

$$(E'_d + jE'_q) e^{j(\delta - \pi/2)} = (r_i + jx_i)(I_d + jI_q) e^{j(\delta - \pi/2)} + (V_d + jV_q) e^{j(\delta - \pi/2)} \quad (3.10)$$

Substituindo (3.6) e (3.9) em (3.10), e separando as partes real e imaginária, obtém-se a expressão para E'_{di} e E'_{qi} conforme (3.11).

$$\begin{cases} E'_{di} = V_{Ti} \sin(\delta_i - \theta_i) + I_i^g [R_{si} \sin(\delta_i - \theta_i + \phi_i) - X'_{qi} \cos(\delta_i - \theta_i + \phi_i)] \\ E'_{qi} = V_{Ti} \cos(\delta_i - \theta_i) + I_i^g [R_{si} \cos(\delta_i - \theta_i + \phi_i) + X'_{di} \sin(\delta_i - \theta_i + \phi_i)] \end{cases} \quad (3.11)$$

Ao tomar o valor absoluto quadrado da equação (3.10), encontra-se o valor absoluto quadrado da tensão terminal V_{Ti} ,

$$V_{Ti}^2 = (E'_{di} + X'_{di} I_{qi} - R_{si} I_{di})^2 + (E'_{qi} - X'_{di} I_{di} - R_{si} I_{qi})^2 \quad (3.12)$$

Em seguida, é utilizada (3.17) para calcular as correntes de quadratura. Estas são derivadas da potência aparente de cada DER em (3.13), considerando que $\bar{E}'_i = (E'_{di} + jE'_{qi}) e^{j(\delta_i - \pi/2)}$.

$$S_i^F = \bar{E}'_i \bar{I}_i^* = \sum_{\forall j} \bar{E}'_i Y_{ij}^{\text{red}} e^{-j\alpha_{ij}^{\text{red}}} (\bar{E}'_j)^* \quad (3.13)$$

Por conseguinte, a corrente em (3.14) é levada para sua forma polar e logo complexa, em (3.15) e (3.16), respectivamente.

$$\bar{I}_i = \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} e^{j\alpha_{ij}^{\text{red}}} \bar{E}'_j \quad (3.14)$$

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \pi/2)} = \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} e^{j\alpha_{ij}^{\text{red}}} (E'_{dj} + jE'_{qj})e^{j(\delta_j - \pi/2)} \quad (3.15)$$

$$I_{di} + jI_{qi} = \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} (E'_{dj} + jE'_{qj})e^{j(\delta_j - \delta_i - \alpha_{ij}^{\text{red}})} \quad (3.16)$$

De modo semelhante, tomando as partes reais e imaginárias e resolvendo para I_{di} e I_{qi} ,

$$\begin{cases} I_{di} = \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} [E'_{dj} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}^{\text{red}}) + E'_{qj} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}^{\text{red}})] \\ I_{qi} = \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} [-E'_{dj} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}^{\text{red}}) + E'_{qj} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}^{\text{red}})] \end{cases} \quad (3.17)$$

Por fim, a expressão para o valor absoluto da corrente que flui entre os barramentos k e j é apresentada em (3.23). Para isso, é calculado o valor da corrente em função das tensões e impedâncias em (3.18), multiplicado pelo seu conjugado em (3.19), transformando para variáveis semelhantes em (3.20), posteriormente obtido o valor quadrado e absoluto na forma polar em (3.21) e (3.22), para finalmente expressá-la com funções trigonométricas dos ângulos de cada barramento.

$$\bar{I}_{kj} = (\bar{V}_k - \bar{V}_j) \bar{Y}_{kj}^{\text{bus}} \quad (3.18)$$

$$\bar{I}_{kj} \bar{I}_{kj}^* = (\bar{V}_k - \bar{V}_j) \bar{Y}_{kj}^{\text{bus}} \bar{I}_{kj}^* \quad (3.19)$$

$$\bar{I}_{kj} \bar{I}_{kj}^* = (\bar{V}_k - \bar{V}_j) \bar{Y}_{kj}^{\text{bus}} (\bar{V}_k - \bar{V}_j)^* (\bar{Y}_{kj}^{\text{bus}})^* \quad (3.20)$$

$$|\bar{I}_{kj}|^2 = |(\bar{V}_k - \bar{V}_j)|^2 |\bar{Y}_{kj}^{\text{bus}}|^2 \quad (3.21)$$

$$I_{kj}^2 = |(V_k e^{j\theta_k} - V_j e^{j\theta_j})|^2 (Y_{kj}^{\text{bus}})^2 \quad (3.22)$$

$$I_{kj}^2 = [(V_k \cos \theta_k - V_j \cos \theta_j)^2 + (V_k \sin \theta_k - V_j \sin \theta_j)^2] (Y_{kj}^{\text{bus}})^2 \quad (3.23)$$

3.2 Modelo NLP para o Problema DSC-OPF em Microrredes

Nesta seção, é apresentado o modelo de programação não linear proposto, dividido nas seguintes subseções: Na subseção 3.2.1, é explicada a função objetivo desenvolvida nesta dissertação. Na subseção 3.2.2, é detalhada a parte do estado estacionário, que consiste na formulação de um fluxo de potência ótimo não linear, utilizando a matriz de admitância completa do sistema para o balanço de potência e cálculo das correntes. A subseção 3.2.3 aborda a avaliação da segurança dinâmica, onde ocorre a integração das variáveis dinâmicas. E, por fim, na subseção 3.2.4, são calculadas as condições iniciais das variáveis dinâmicas para o cenário de operação ilhada da rede de distribuição e para o cenário da transição do modo conectado para o modo ilhado.

3.2.1 Função Objetivo

A equação (3.24) representa a função objetivo que busca minimizar os custos diferenciais de produção de energia para cada um dos DERs despacháveis (como o gerador síncrono e o BESS), incluindo também o custo de penalização por redução de carga (c^{ls}) (ALVAREZ et al., 2024).

$$\min_{P_i^g, r_k} \left\{ \sum_{i \in \Omega_G} ((P_i^{ref} - P_i^g)^2 * a_i) + \sum_{j \in \Omega_B} ((P_j^{ref} - P_j^g)^2 * (o_j q^{rc} + p^{en})) + \sum_{k \in \Omega_b} (c^{ls} P_k^d r_k) \right\} \quad (3.24)$$

A Figura 3.1 ilustra o conceito da função objetivo, considerando um possível evento em qualquer momento (p. ex. em t_1 , t_2 ou t_3), para derivar uma solução ótima e segura. Esse resultado é dependente das condições da microrrede, do tipo de evento, do horário e de sua gravidade. O objetivo é minimizar as discrepâncias entre a solução de operação ótima encontrada na região segura e programada, determinada no planejamento do dia anterior por um OPF tradicional. Essas diferenças são quantificadas como uma função quadrática, que leva em conta as variações em relação aos valores de referência.

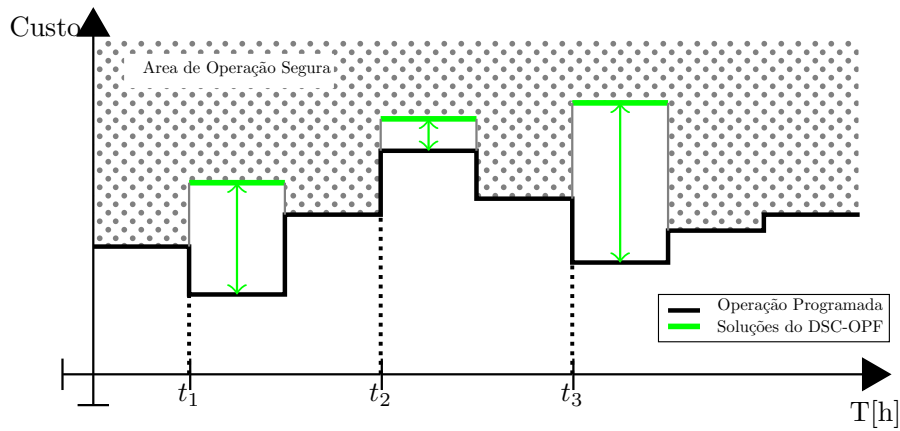


Figura 3.1 – Soluções do DSC-OPF em relação à operação programada para eventos.

O modelo de custo para o gerador síncrono utiliza uma função linear para relacionar a potência despachada com o custo de geração (a). Em contrapartida, o BESS considera o custo de oportunidade (o) determinado pelo planejamento de utilização da energia armazenada. Esse uso permite diminuir as compras de energia durante a demanda de pico ou períodos de alto custo, ou contempla a reserva de energia para uma desconexão programada da microrrede. O modelo também incorpora um fator de penalidade (p^{en}) para levar em conta a utilização não prevista do BESS, pois cada uso afeta o ciclo de vida do BESS devido às altas correntes de descarga e à posterior necessidade de recarregá-lo novamente. Além disso, o modelo inclui um fator de recarga (q^{rc}) dentro do intervalo [0-1], que pondera o custo de oportunidade e é inversamente proporcional à chance de

recarga, influenciado pelos preços da eletricidade, pela previsão de geração fotovoltaica, pela operação programada e pelo horário em que acontece o evento.

O conceito por trás do fator q^{rc} é exemplificado e explicado com mais detalhes para compreender sua função e dependências. A Figura 3.2 ilustra a influência da previsão de geração PV (linhas azuis pontilhadas), o início dos eventos (t_{1a} , t_{2a} e t_{3a}) e o horário planejado para descarga do BESS (t_p) para o cálculo do q^{rc} (linha vermelha contínua). Os eventos e o uso do BESS ocorrem em horários semelhantes nos dois cenários apresentados, mas com diferentes níveis de geração PV. Cada evento calcula seu q^{rc} considerando o período que o BESS tem para se carregar, desde o fim do evento (t_{1b} e t_{2b}) até t_p . No entanto, quando o fim do evento coincide com t_p , não há oportunidade de recarga, como é o caso de t_{3a} . Além disso, a geração PV afeta diretamente o tempo de recarga do BESS, onde quanto maior energia disponível, menor o tempo necessário para a recarga. Assim, o valor do q^{rc} é zero por mais horas do dia e aumenta seu valor quando não há tempo ou energia suficientes para uma recarga completa antes de t_p , alcançando seu máximo no término do período de radiação solar.

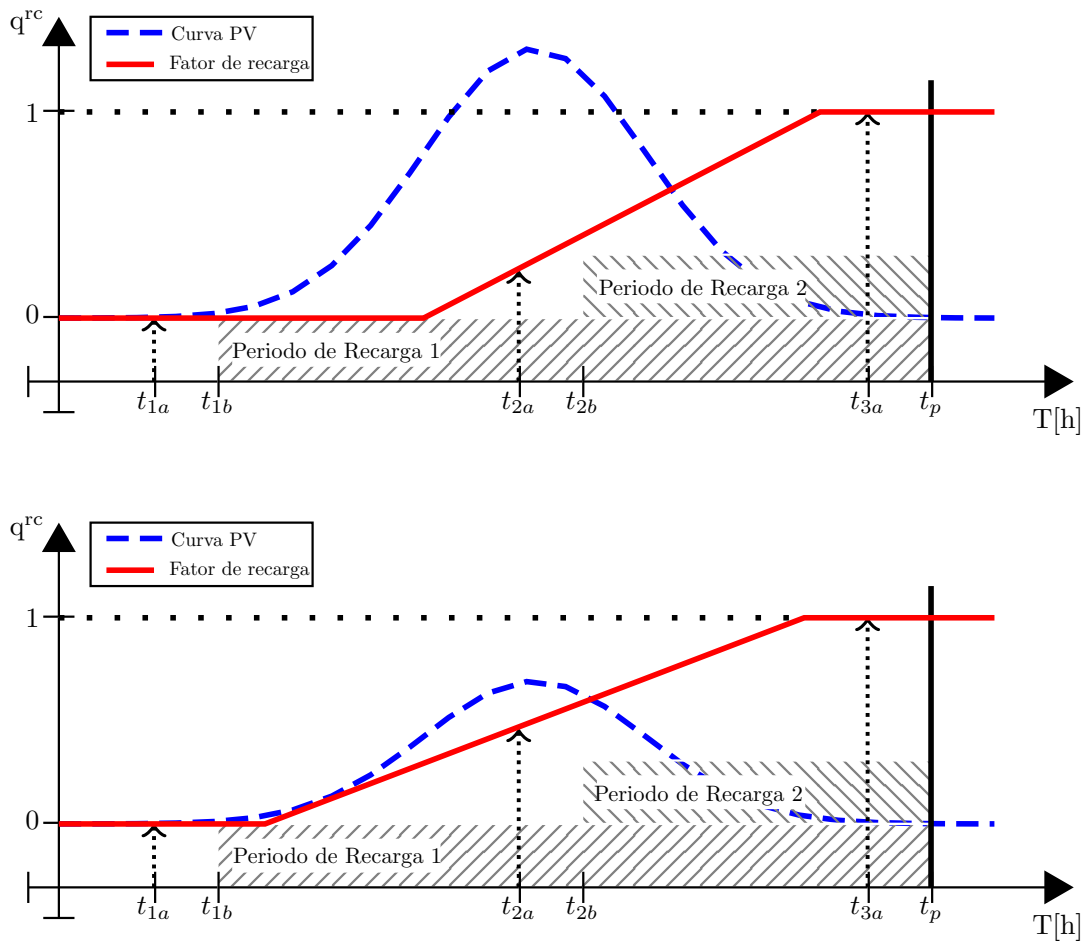


Figura 3.2 – Variação do fator de recarga q^{rc} em função da previsão de geração PV.

A Figura 3.3 ilustra a influência do preço da energia (linha laranja pontilhada) e do horário programado para t_p no cálculo de q^{rc} . Observe-se que, no primeiro cenário, o valor de q^{rc} atinge seu máximo quando a energia é mais cara, tornando-se totalmente dependente do custo de oportunidade do BESS. Nesses casos, o único benefício do uso do BESS será em questões de segurança, em vez de econômicas. Como o sistema de distribuição é considerado uma fonte firme, os períodos de recarga dependerão apenas do momento de término dos eventos t_{1b} e t_{2b} em relação a t_p . Isso é evidenciado no segundo caso, onde, independentemente do preço da energia, q^{rc} depende apenas da duração do período de recarga, alcançando seu valor máximo no momento em que t_p coincide com o término de um possível evento, o que não permitiria que o BESS recarregasse sua energia.

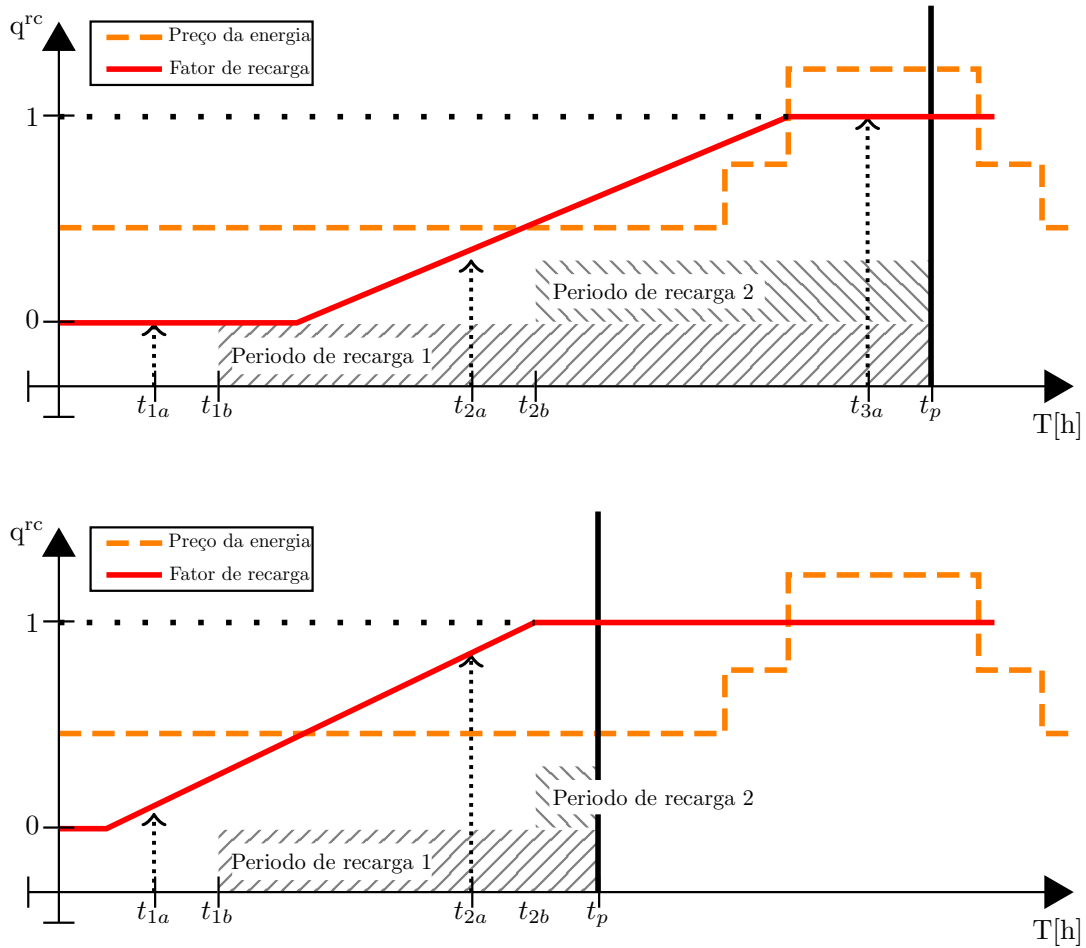


Figura 3.3 – Variação do fator de recarga q^{rc} em função do preço da energia e t_p .

3.2.2 Estado Estacionário

As equações que representam a operação em estado estacionário da microrrede nas condições anteriores ao evento especificado são mostradas em (3.25)–(3.38). Este ponto

de operação é utilizado como condições iniciais durante o período dinâmico.

$$\sum_{i \in \Omega_F | \text{bus}_i = k} (P_i^g) - \sum_{k \in \Omega_b} [P_k^d(1 - r_k)] - V_k \sum_{j \in \Omega_b} V_j Y_{kj}^{\text{bus}} \cos(\theta_k - \theta_j - \alpha_{kj}^{\text{bus}}) = 0; \quad \forall k \in \Omega_b \quad (3.25)$$

$$\sum_{i \in \Omega_F | \text{bus}_i = k} (Q_i^g) - \sum_{k \in \Omega_b} [Q_k^d(1 - r_k)] - V_k \sum_{j \in \Omega_b} V_j Y_{kj}^{\text{bus}} \sin(\theta_k - \theta_j - \alpha_{kj}^{\text{bus}}) = 0; \quad \forall k \in \Omega_b \quad (3.26)$$

$$I_{kj}^2 = (Y_{kj}^{\text{bus}})^2 [(V_k \cos \theta_k - V_j \cos \theta_j)^2 + (V_k \sin \theta_k - V_j \sin \theta_j)^2]; \quad \forall \mathcal{N}_k \in \Omega_b \quad (3.27)$$

$$\sin(\phi_i) = Q_i^g / (V_i I_i^g); \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.28)$$

$$(V_i I_i^g)^2 = (P_i^g)^2 + (Q_i^g)^2; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.29)$$

$$(V^{\min})^2 \leq V_k^2 \leq (V^{\max})^2; \quad \forall k \in \Omega_b \quad (3.30)$$

$$0 \leq (I_{kj})^2 \leq (I_{kj}^{\max})^2; \quad \forall \mathcal{N}_k \in \Omega_b \quad (3.31)$$

$$0 \leq r_k \leq 1; \quad \forall k \in \Omega_b \quad (3.32)$$

$$V_i = 1.0 \ \& \ \theta_i = 0.0; \quad \forall i = 1 \in \Omega_b \quad (3.33)$$

$$P_i^{g,\min} \leq P_i^g \leq P_i^{g,\max}; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.34)$$

$$Q_i^{g,\min} \leq Q_i^g \leq Q_i^{g,\max}; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.35)$$

$$I_i^g \leq I_i^{g,\max}; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (3.36)$$

$$P_i^g = P_i^{\text{ref}}; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (3.37)$$

$$Q_i^g = Q_i^{\text{ref}}; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (3.38)$$

Os balanços de fluxo de potência ativa e reativa são calculados usando (3.25) e (3.26), enquanto a magnitude da corrente que flui através de cada linha é calculada em (3.27). Então, no caso dos DERs, o fator de potência operacional e a corrente fornecida são determinados com (3.28) e (3.29). A seguir, para todos os barramentos, as magnitudes quadradas de tensão e corrente e a redução de carga são definidas usando (3.30)–(3.32). Para a referência do sistema assumida pelo barramento PCC no modo conectado e pelo barramento BESS no modo ilhado, impõem-se em (3.33) os valores de tensão e ângulo. Por fim, considerando a potência despachada por cada DER, (3.34) e (3.35) restringe a geração de potência ativa e reativa para a máquina síncrona, (3.36) limita a corrente máxima injetada pelo BESS para a microrrede, enquanto (3.37) e (3.38) definem as referências ativas e reativas para geração de PV, sendo este um recurso não despachável que recebe esses valores do MPPT.

3.2.3 Avaliação da Segurança Dinâmica

Os limites operacionais dos componentes da microrrede são pontos de consideração ao realizar avaliações dinâmicas de segurança. Isso se torna especialmente crucial quando eventos não planejados ocorrem durante o modo de operação ilhado. Nessa condição, a microrrede depende exclusivamente de seus próprios DERs para responder a esses eventos, tornando-se mais suscetível a ultrapassar os limites impostos.

Nesta dissertação analisa-se a possibilidade de diferentes cenários na microrrede. O modo de operação ilhado contempla o aumento da demanda do sistema, a redução da geração PV e a ocorrência e posterior eliminação de uma falta trifásica. Outro evento abordado é a transição da microrrede do modo conectado para o modo ilhado. A análise dinâmica de segurança implica a solução de DAEs não lineares, utilizando a regra de integração trapezoidal nas etapas subsequentes à aplicação do evento. Todos os casos consideram dois períodos: o estado estacionário e a operação dinâmica. Este último pode incluir outros sub-períodos, dependendo do evento especificado.

A avaliação dinâmica de segurança utiliza uma matriz de admitância de barraamento reduzida, obtida através do método Kron, para representar a rede elétrica. Essa abordagem reduz o número de nós do sistema ao número total de recursos de geração, considerando as cargas do sistema como impedâncias constantes em cada período (MACHOWSKI et al., 2020; CRUZ et al., 2020). É importante notar que a topologia de cada intervalo é determinada utilizando uma matriz de admitâncias de barra específica. Assim, o subíndice t pode representar um de dois conjuntos de tempo, dependendo do evento analisado: $t \in \{0, \dots, t_{cl-P_1}\}$ para o período inicial, e $t \in \{t_{cl-P_1}, \dots, t_{max-P_2}\}$ para os períodos subsequentes ao evento.

Continuando com a formulação do modelo matemático proposto, apresenta-se a representação discreta do modelo dinâmico do gerador síncrono, utilizando o método de integração trapezoidal. As equações (3.39)–(3.42) correspondem ao comportamento dinâmico de quarta ordem mostrado em (2.3)–(2.6). A caracterização dinâmica dos sistemas de excitação e controle de frequência, conforme mostrado em (3.43)–(3.45), é derivada das equações (2.8), (2.10) e (2.11). Além disso, os limites para esses controles são impostos por (3.46) e (3.47), com base nas desigualdades em (2.9) e (2.12).

$$\delta_i^{t+1} = \delta_i^t + \frac{\Delta t}{2} \omega_0 (\Delta \omega_i^{t+1} + \Delta \omega_i^t); \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.39)$$

$$\Delta \omega_i^{t+1} = \Delta \omega_i^t + \frac{\Delta t}{4H_i} [P_{mi}^{t+1} + P_{mi}^t - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^t - D_i(\Delta \omega_i^{t+1} + \Delta \omega_i^t)]; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.40)$$

$$E_{di}^{t+1} = E_{di}^t + \frac{\Delta t}{2T'_{qoi}} [-(E_{di}^{t+1} + E_{di}^t) + (x_{qi} - x'_{qi})(I_{qi}^{t+1} + I_{qi}^t)]; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.41)$$

$$E_{qi}^{t+1} = E_{qi}^t + \frac{\Delta t}{2T_{d0i}} \left[-(E_{qi}^{t+1} + E_{qi}^t) - (x_{di} - x'_{di})(I_{di}^{t+1} + I_{di}^t) + E_{fdi}^{t+1} + E_{fdi}^t \right]; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.42)$$

$$E_{fd_{exc},i}^{t+1} = E_{fd_{exc},i}^t - \frac{\Delta t}{2T_{Ei}} \left[K_{Ei}(V_{term,i}^{t+1} + V_{term,i}^t - 2V_i^{ref}) + E_{fd_{exc},i}^{t+1} + E_{fd_{exc},i}^t \right]; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.43)$$

$$P_{svi}^{t+1} = P_{svi}^t - \frac{\Delta t}{2T_{gi}} \left[-2P_{mi}^0 + P_{svi}^{t+1} + P_{svi}^t + K_{gi}(\Delta\omega_i^{t+1} + \Delta\omega_i^t) \right]; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.44)$$

$$P_{mi}^{t+1} = P_{mi}^t + \frac{\Delta t}{2T_{chi}} (P_{svsg,i}^{t+1} + P_{svsg,i}^t - P_{mi}^{t+1} - P_{mi}^t); \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.45)$$

$$E_{fdi}^t = \begin{cases} \min\{E_{fd_{exc},i}^t, E_{fdi}^{\max}\} \\ \max\{E_{fdi}^{\min}, E_{fd_{exc},i}^t\} \end{cases}; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.46)$$

$$P_{svsg,i}^t = \min\{P_{svi}^t, P_{svi}^{\max}\}; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.47)$$

Para a formulação dos modelos IBR, o primeiro passo é definir as condições que regem o comportamento durante as etapas dinâmicas, especialmente em cenários sem faltas. Esse processo considera os modos operacionais de formador de rede para o BESS, conforme detalhado em (3.48), e seguidor de rede para a geração PV, conforme descrito em (3.49).

$$V_{term,i}^t = 1.0; \delta_i^t = \frac{\pi}{2}; E_{di}^t \geq 1.0; E_{qi}^t \geq 0.0; I_{di}^t \geq 0.0; I_{qi}^t \leq 0.0 \quad \& \quad I_{di}^t = P_{ei}^t; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (3.48)$$

$$E_{di}^t \geq 0.0; E_{qi}^t \geq 0.0; I_{di}^t = \frac{P_{ei}^t}{V_{term,i}^t} \quad \& \quad I_{qi}^t = 0.0; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (3.49)$$

No modo de formador de rede, as equações em (3.48) impõem restrições à tensão terminal e ao ângulo interno, que atuam como referência do sistema. Essas restrições garantem que as variáveis gerem a corrente necessária, coordenando-se com os objetivos de controle. Para determinar o quadrante de operação e os valores de operação do conversor, essas condições são utilizadas em conjunto com as equações da rede, assegurando que a tensão terminal esteja alinhada com o eixo +1.

Para o modo seguidor de rede, a equação (3.49) estabelece as condições para determinar o quadrante de operação para a tensão interna e representa a ação do PLL,

buscando o ângulo, alinhando a tensão terminal com o eixo d e ajustando a corrente fornecida para atender à referência de potência ativa externa.

Ao considerar faltas internas em microrredes, é importante notar que os IBRs são altamente sensíveis a tais eventos. Alguns países incorporaram disposições de tolerância a faltas em seus códigos de rede para prevenir problemas de segurança do sistema causados por IBRs desligando durante eventos críticos, especialmente em sistemas de potência (ZEB et al., 2022). No Brasil, a norma ABNT NBR 16149 estabelece requisitos de interface e recomendações para conexão à rede de distribuição. No entanto, esta dissertação simplifica a resposta dos IBRs naqueles cenários, assumindo que eles suspendem a entrega de energia durante a falta e retomam as operações após a sua eliminação. Pesquisas futuras poderiam explorar uma representação mais detalhada de sistemas de controle ou códigos de rede para condições de tolerância a faltas. Para conversores formadores e seguidores de rede, as restrições em (3.50) são aplicadas para definir sua operação nesses cenários.

$$I_{di}^t = I_{qi}^t = 0.0; \quad \forall i \in \Omega_B \ \& \ \Omega_{PV} \quad (3.50)$$

As equações (3.51) e (3.52) representam o cálculo dinâmico da potência ativa e reativa, enquanto a equação (3.53) calcula o valor da corrente total injetada por cada DER. A magnitude da corrente nos eixos (d, q) é obtida utilizando as equações algébricas da rede (3.54)–(3.56), as quais são derivadas de (3.12) e (3.17).

$$P_{ei}^t = E_{di}'^t I_{di}^t + E_{qi}'^t I_{qi}^t; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.51)$$

$$Q_{ei}^t = E_{qi}'^t I_{di}^t - E_{di}'^t I_{qi}^t; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.52)$$

$$(I_{Ti}^t)^2 = (I_{di}^t)^2 + (I_{qi}^t)^2; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.53)$$

$$I_{di}^t - \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} \left[E_{dj}'^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t - \alpha_{ij}^{\text{red}}) + E_{qj}'^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t - \alpha_{ij}^{\text{red}}) \right] = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.54)$$

$$I_{qi}^t - \sum_{\forall j} Y_{ij}^{\text{red}} \left[E_{qj}'^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t - \alpha_{ij}^{\text{red}}) - E_{dj}'^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t - \alpha_{ij}^{\text{red}}) \right] = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.55)$$

$$(V_{\text{term},i}^t)^2 - (E_{di}'^t + x_{di}' I_{qi}^t - r_{ai} I_{di}^t)^2 - (E_{qi}'^t - x_{qi}' I_{di}^t - r_{ai} I_{qi}^t)^2 = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.56)$$

Por fim, os DSCs são aplicados apenas aos DERs despacháveis, pois são os que respondem às variações na microrrede. Para o gerador síncrono, o limite na variação da velocidade do rotor em relação à frequência do sistema é especificado em (3.57). Para o BESS, a corrente máxima que pode injetar é um parâmetro fornecido pelo fabricante e expresso em (3.58). Ambos os limites são continuamente avaliados ao longo do período

de simulação. Além disso, esta dissertação propõe limitar a corrente operacional estável injetada pelo BESS com base em seu SoC, como mostrado em (3.59). Este limite se aplica a eventos não planejados que envolvem um aumento na corrente injetada, garantindo que, nessas condições, o BESS possa manter a operação da microrrede por pelo menos um tempo mínimo predefinido (p. ex. 30 minutos ou 1 hora). Sua avaliação é realizada no período de estado estacionário pós-evento após um tempo t_{pos} .

$$\omega^{\min} \leq \omega_i^t \leq \omega^{\max}, \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.57)$$

$$I_{T,i}^t \leq I_i^{\max}, \quad \forall i \in \Omega_B \quad (3.58)$$

$$I_{T,i}^t \leq I_i^{f(\text{SoC})}, \quad \forall t > t_{pos} \ \& \ \forall i \in \Omega_B \quad (3.59)$$

3.2.4 Condições Iniciais

As condições iniciais para o período dinâmico são determinadas utilizando as equações (3.60)–(3.66), sendo aplicadas a ambos os cenários: o modo ilhado e a transição de conectado para ilhado. Para derivar essas equações, é necessário representar a tensão terminal e a corrente nos eixos (d, q) como funções de suas magnitudes, fator de potência e ângulos tanto da tensão interna quanto da terminal. Observe que as variáveis com o expoente 0 indicam o valor da variável dinâmica no período inicial de estado estacionário.

$$E_{di}^{'0} - (x_{qi} - x'_{qi})I_i^g \cos(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i) = 0; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.60)$$

$$E_{qi}^{'0} - (x_{di} - x'_{di})I_i^g \sin(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i) - E_{fdi}^0 = 0; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.61)$$

$$E_{fdi}^0 - K_{Ei}(V_{\text{term},i}^0 - V_{\text{ref},i}) = 0; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.62)$$

$$V_i \sin(\delta_i^0 - \theta_i) - E_{di}^{'0} + I_i^g [r_{ai} \sin(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i) - x'_{qi} \cos(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i)] = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.63)$$

$$V_i \cos(\delta_i^0 - \theta_i) - E_{qi}^{'0} + I_i^g [r_{ai} \cos(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i) + x'_{di} \sin(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i)] = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.64)$$

$$I_{di}^0 - I_i^g \sin(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i) = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.65)$$

$$I_{qi}^0 - I_i^g \cos(\delta_i^0 - \theta_i + \phi_i) = 0; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.66)$$

No cenário em que a microrrede opera isolada do sistema de distribuição, para o gerador síncrono e seu controle de excitação, as equações em (3.60), (3.61) e (3.62) são derivadas das formas de estado estacionário de (2.5), (2.6) e (2.8). Posteriormente, as equações (3.63) e (3.64) são deduzidas de (3.11), utilizando a tensão interna nos eixos (d, q) e a tensão e corrente terminais como funções de seus módulos e ângulos. As correntes em (3.66) e (3.65) são o resultado de igualar a zero as expressões em (3.9) para encontrar seus valores iniciais. Por fim, os valores iniciais restantes para as variáveis durante o período dinâmico são determinados conforme especificado em (3.67)–(3.70).

$$\Delta\omega_i^0 = 0.0; \quad E_{fd_{exc},i}^0 = E_{fd,i}^0; \quad P_{mi}^0 = P_{svi}^0 = P_{sv_{sg},i}^0 = P_i^g; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.67)$$

$$V_{term,i}^0 = V_i; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.68)$$

$$\delta_i^0 = \frac{\pi}{2}; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (3.69)$$

$$I_{qi}^0 = 0.0; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (3.70)$$

As mesmas premissas usadas para o cenário ilhado nas equações (3.60)–(3.66) são adotadas para o cenário de transição do modo conectado para ilhado da microrrede. A principal diferença envolve a consideração de que tanto o BESS quanto o gerador síncrono não estão fornecendo energia inicialmente. Durante a fase dinâmica pós-transição, o BESS assume a função de formador de rede enquanto o gerador começa a fornecer energia até seu valor de referência para apoiar as operações do BESS. Essas condições são definidas em (3.71)–(3.75).

$$\Delta\omega_i^0 = E_{fd_{exc},i}^0 = P_{mi}^0 = P_{svi}^0 = P_{sv_{sg},i}^0 = 0.0; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (3.71)$$

$$V_{term,i}^0 = V_i; \quad \forall i \in \Omega_F \quad (3.72)$$

$$\delta_i^0 = \theta_i + \frac{\pi}{2}; \quad \forall i \in \Omega_B \quad (3.73)$$

$$I_{qi}^0 = 0.0; \quad \forall i \in \Omega_{PV} \quad (3.74)$$

$$I_{di}^0 = I_{qi}^0 = 0.0; \quad \forall i \in \Omega_B \quad \& \quad \Omega_G \quad (3.75)$$

3.3 Modelo NLP para os Cenários Propostos

O modelo NLP proposto para DSC-OPF no cenário da microrrede operando isolada do sistema de distribuição é definido em (3.76). Nesta situação, o BESS atua como a referência do sistema, desempenhando o papel de conversor formador de rede. Isso se deve ao fato de que, no caso brasileiro dos sistemas de distribuição de energia elétrica e nas microrredes, os geradores síncronos de pequeno porte são geralmente reservados para situações de urgência, como falhas no fornecimento de energia ou emergências, devido ao seu alto custo operacional. O objetivo do modelo é avaliar a resposta da microrrede a eventos específicos, como curtos-circuitos, aumento na demanda de carga ou variações na geração fotovoltaica, conforme ilustrado na Figura 3.4.

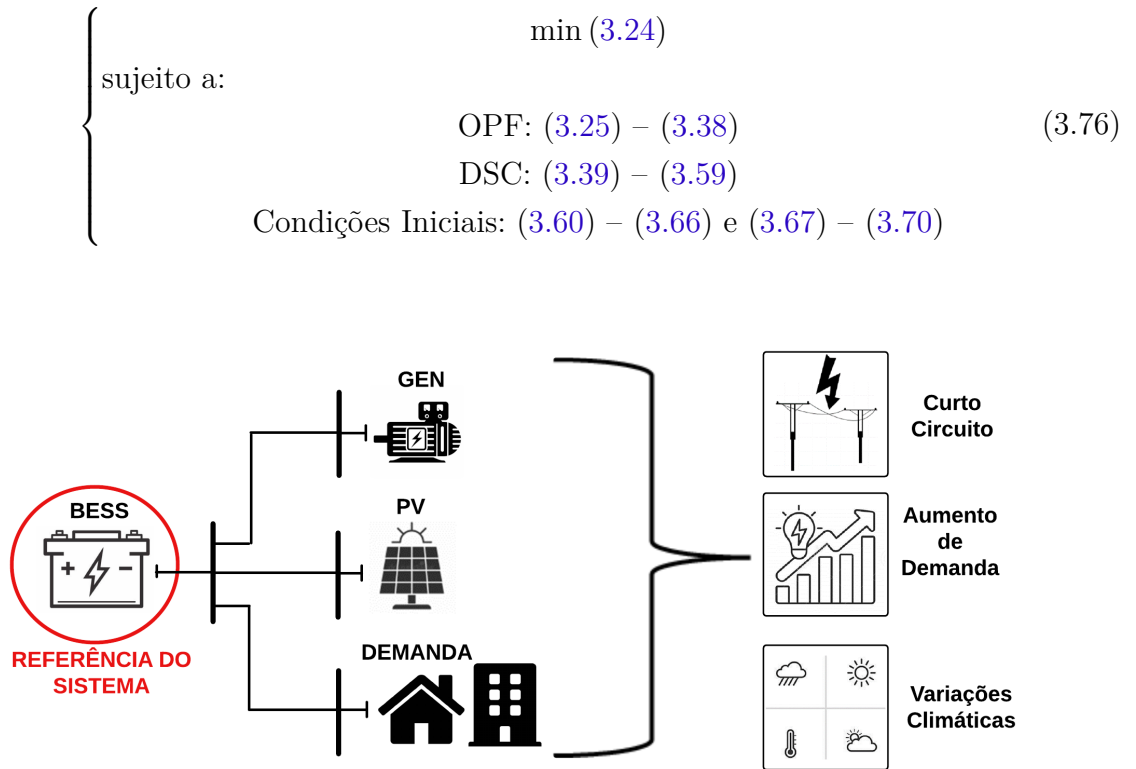


Figura 3.4 – Esquema de operação da microrrede no modo ilhado para eventos específicos.

Do mesmo modo, o modelo NLP para o DSC-OPF durante a transição da microrrede ao se desconectar da rede de distribuição é definido em (3.77). Neste cenário, a referência do sistema da microrrede muda do PCC, no modo conectado, para o BESS, no modo ilhado. O BESS assume então o papel de balancear a potência dentro do sistema. O gerador síncrono é ativado com base em esquemas de operação ou planejamento do EMS. O objetivo é avaliar a resposta da microrrede a esse evento de transição, conforme mostrado na Figura 3.5.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min (3.24) \\ \text{sujeito a:} \\ \text{OPF: (3.25) – (3.38)} \\ \text{DSC: (3.39) – (3.59)} \\ \text{Condições Iniciais: (3.60) – (3.66) e (3.71) – (3.75)} \end{array} \right. \quad (3.77)$$

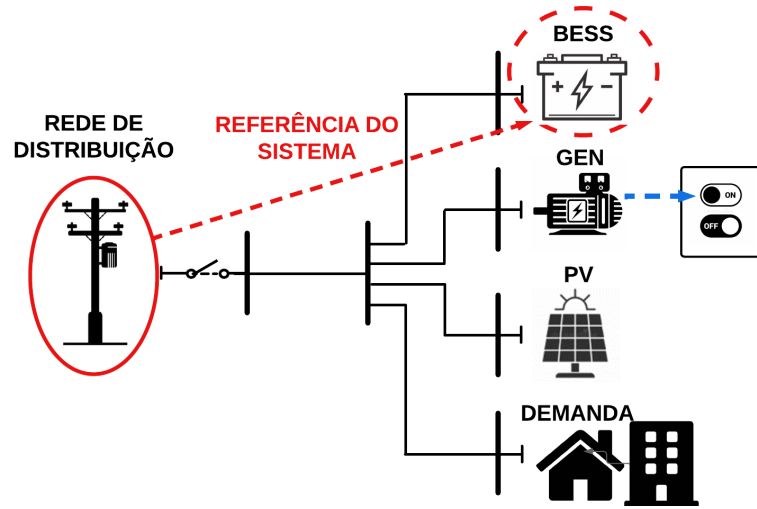


Figura 3.5 – Esquema de operação da microrrede na transição de modos.

É importante observar que as distinções e desafios entre os cenários NLP (3.76) e (3.77) residem em sua implementação. Por exemplo, as mudanças de topologia e a necessidade de um tipo de barramento para o BESS, quando, no estado estacionário, o PCC atua como a referência do sistema, enquanto nas etapas dinâmicas, o BESS assume essa função. Portanto, para garantir a convergência do problema e encontrar uma solução ótima (local ou global), é fundamental lidar com a inicialização correta das variáveis de controle e de estado. Além disso, é importante mencionar que, devido à quantidade de não linearidades no modelo e sua natureza de otimização não convexa, essas questões podem ser resolvidas usando solucionadores comerciais, como discutido em numerosos estudos relacionados.

3.4 Aplicação da Metodologia

Nesta seção, apresenta-se a metodologia proposta para manter a operação de uma microrrede dentro de uma faixa segura, considerando eventos selecionados para determinados modos e condições operacionais da microrrede. O fluxo do processo de otimização é ilustrado na Figura 3.6, onde a premissa é resolver os modelos matemáticos de programação não linear, utilizando o solver do método dos pontos interiores (IPOPT).

O processo inicia quando o EMS transmite informações da microrrede para o software de programação matemática, incluindo o estado operacional e a topologia. O estado operacional é obtido a partir da programação realizada por um OPF convencional, que fornece magnitudes e referências, ou por meio de equipamentos de medição da própria microrrede. Essas informações são utilizadas para determinar os valores iniciais das variáveis no processo de otimização. Quanto à topologia, ela é essencial para compilar a matriz de admitâncias completa para o período estático e as matrizes equivalentes reduzidas do sistema para os períodos dinâmicos.

Adicionalmente, a especificação de uma contingência pode modificar a topologia da rede por um determinado período de análise, como na variação de carga ou na ocorrência de um curto-circuito, ou pode alterar a capacidade de geração de energia das IBRs. Os objetivos de controle são especificados como uma função a ser minimizada conforme as necessidades da microrrede e as condições em que ela está operando.

As informações especificadas e enviadas pelo EMS, juntamente com o modelo matemático NLP que contém as DSC, são utilizados pelo solver para gerar a solução estática e dinâmica do processo de otimização. Se o resultado obtido for um ponto de operação seguro e estável, então é proposto como um despacho factível; caso contrário, o OPF convencional terá que fazer um redespacho para atingir os critérios de segurança do sistema e garantir a continuidade do serviço. Finalmente, a resposta dinâmica do sistema pode ser plotada através de um software de interface gráfica para ser analisada.

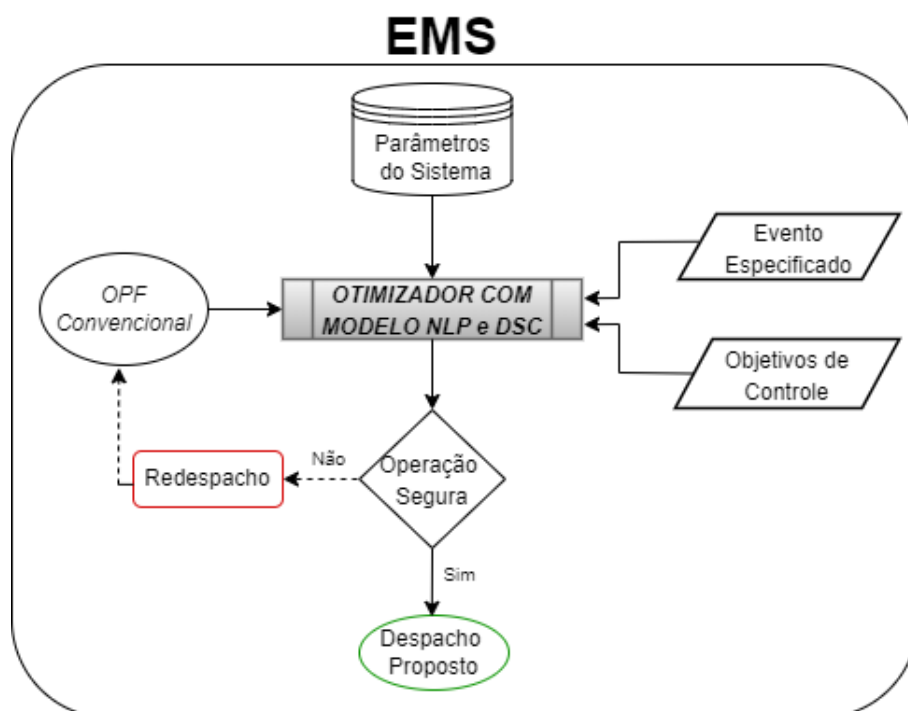


Figura 3.6 – Aplicação da metodologia proposta para DSC-OPF no EMS.

3.5 Considerações do Capítulo

Neste capítulo, foi apresentado o modelo matemático NLP para DSC-OPF nos cenários de operação da microrrede ilhada e na transição do modo conectado para ilhado. Inicialmente, foram introduzidas e realizadas algumas deduções de equações importantes para que, ao serem incorporadas nos modelos, possam ser facilmente interpretadas. Posteriormente, foi explicado detalhadamente o conceito da função objetivo proposta nesta dissertação para o contexto das microrredes. Um aspecto a ser destacado é que a formulação é semelhante para ambos os cenários, com diferenças nas inicializações das variáveis e nos dados que o problema recebe como entrada. Por fim, foi descrito a forma como a metodologia com o modelo NLP proposto opera dentro do sistema gerenciador centralizado da microrrede.

4 TESTES E RESULTADOS

O modelo matemático proposto para resolver problemas DSC-OPF em microrredes, conforme descrito em (3.76) e (3.77), foi implementado utilizando AMPL e resolvido com o solucionador IPOPT (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2003; WÄCHTER; BIEGLER, 2006). Todos os testes foram conduzidos em um computador equipado com CPU Intel(R) Core(TM) i7-3632QM, 8 GB de RAM e processador de 2,20 GHz.

Para demonstrar a eficácia e o desempenho do modelo proposto, projetado para identificar as soluções que mais se aproximam da operação programada, utilizou-se uma versão da microrrede atualmente implementada na UNICAMP, no Brasil. Os detalhes do sistema da microrrede e os resultados para cada um dos cenários propostos são apresentados e discutidos neste capítulo. Em todas as soluções derivadas dos problemas DSC-OPF, que levam em conta eventos específicos, os custos diferenciais são atribuídos apenas aos DERs despacháveis. Note-se que os custos operacionais do gerador síncrono não são considerados, pois já foram incluídos na operação programada inicial.

4.1 Sistema de Teste

O interesse crescente em microrredes está associado à necessidade de compreender melhor os novos cenários do setor elétrico brasileiro, o que se reflete em várias implementações realizadas em todo o mundo, desde microrredes de laboratório até projetos-piloto. Nesse contexto, foi proposto o projeto de pesquisa e desenvolvimento *P&D MERGE* (*Microgrids for Efficient, Reliable, and Greener Energy*), que teve início em 2020, com o objetivo de implementar quatro microrredes com diferentes finalidades e características. Entre elas, a CAMPUSGRID é uma das microrredes universitárias de corrente AC localizada na UNICAMP, na qual será instalado um sistema de armazenamento de energia, com uso extensivo de geração fotovoltaica e implementação de um sistema de gerenciamento de energia com ampla medição da demanda e geração. Esta será a maior microrrede construída no Brasil e está sendo implementada graças ao esforço conjunto de uma equipe multidisciplinar de pesquisadores em sistemas de energia, eletrônica de potência e computação. O projeto MERGE é executado pela UNICAMP, pela Universidade Federal do Maranhão (UFMA) e pelo Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação (IATI), com financiamento da CPFL Energia por meio do Programa de *P&D* da ANEEL (LÓPEZ et al., 2020). Portanto, como parte integrante deste projeto e com foco no gerenciamento e controle otimizado de microrredes, desenvolve-se o presente trabalho.

4.1.1 Microrrede CAMPUSGRID

A CAMPUSGRID é uma microrrede que está sendo implantada no campus universitário da UNICAMP, localizado no bairro de Barão Geraldo, uma região suburbana do centro de Campinas, São Paulo. Este sistema está conectado à rede concessionária de média tensão em 11,9 kV e alimenta diferentes cargas no campus universitário, incluindo o Ginásio/Centro de Convenções Multidisciplinar (GMU), a Faculdade de Educação Física (FEF), a Biblioteca de Obras Raras (BORA) e a Biblioteca Central (BC) César Lattes. A Figura 4.1 ilustra a área ocupada pela rede de média tensão juntamente com um esquema do seu diagrama unifilar.

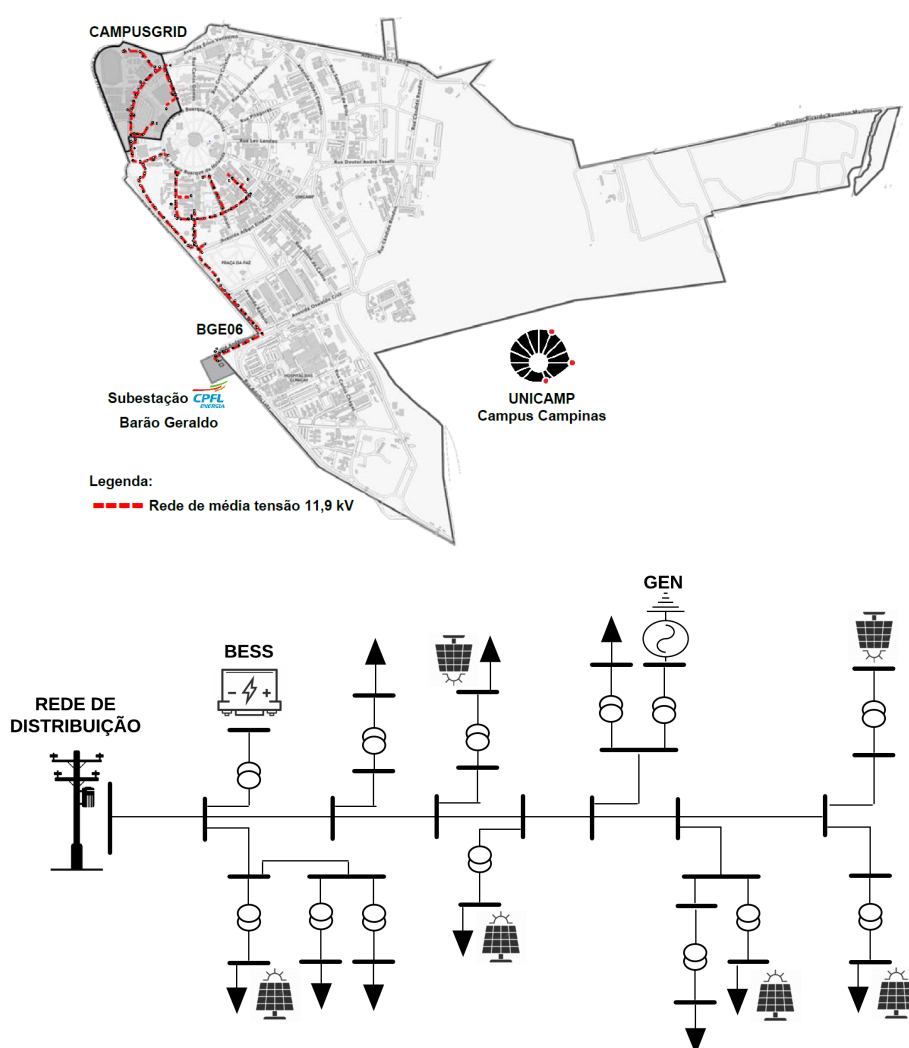


Figura 4.1 – Localização de implantação e diagrama unifilar da microrrede CAMPUSGRID (QUADROS, 2023).

A microrrede contará com uma capacidade total de geração fotovoltaica de 736 kWp, sendo 336 kWp já instalados no telhado do GMU e mais 400 kWp adicionais. Além disso, será equipada com um sistema de armazenamento de energia BESS de 1.27 MWh/1 MW e um gerador térmico a gás natural de 185 kW. Também incluirá uma

chave de interligação à rede principal, que permitirá seu funcionamento tanto em modo ilhado quanto conectado à rede concessionada. No momento, a CAMPUSGRID encontra-se em processo de cotação de seus componentes e instalação. As características elétricas dos alimentadores e transformadores estão disponíveis em (HUAMAN, 2022).

Para fins de aplicação, será utilizada uma versão reduzida equivalente da microrrede CAMPUSGRID, baseando-se no modelo implementado na ferramenta Schematic Editor do *software* Typhoon HIL, utilizado pelo gerenciador centralizado, conforme ilustrado na Figura 4.2. Essa versão adaptada representa a geração PV, a demanda do sistema e as perdas de distribuição dentro da microrrede por meio de elementos representativos, como PV_T , C_{T1-2} e o sistema de distribuição simplificado, respectivamente. No entanto, é importante ressaltar que a metodologia apresentada é versátil e adaptável a outras topologias de microrredes.

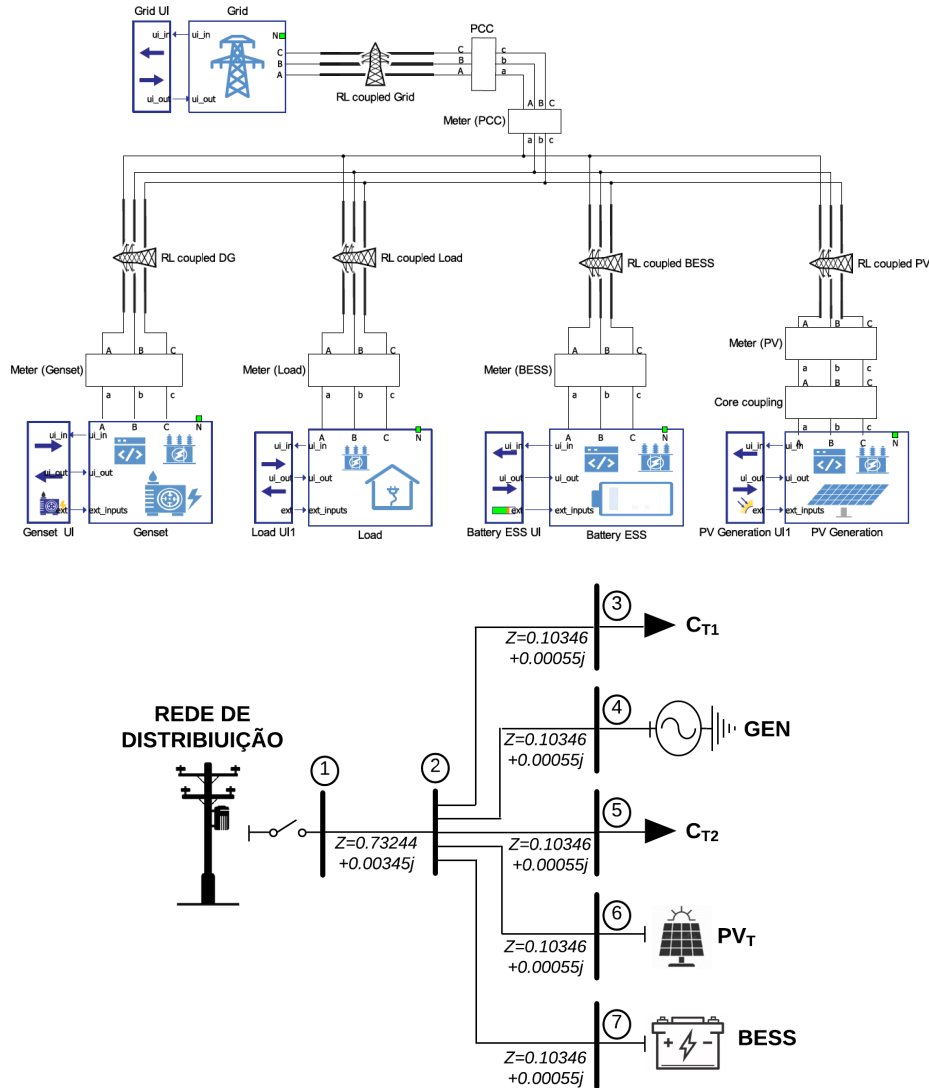


Figura 4.2 – Modelagem simplificada da CAMPUSGRID no Typhoon HIL e seu diagrama unifilar (SILVA et al., 2023).

Para o sistema de microrrede simplificado com uma potência base de $S_{\text{base}} = 100 \text{ kVA}$ e uma tensão base de $V_{\text{base}} = 11.9 \text{ kV}$, todas as unidades IBRs estão conectadas ao sistema através de um indutor de filtro de saída de 0.03 p.u. , representando sua impedância de acoplamento. Os parâmetros do gerador síncrono de quarta ordem e os dados de seus sistemas de controle podem ser encontrados nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente. Por fim, como o interesse está na análise da resposta do sistema em situações críticas, todos os casos analisados consideraram a geração PV injetando apenas uma fração de sua capacidade instalada, e com as cargas do sistema determinadas com base no valor máximo observado em uma curva típica de demanda diária, conforme ilustrado na Figura 4.3.

Tabela 4.1 – Parâmetros do gerador.

Gerador	R_a [p.u.]	x_d [p.u.]	x'_d [p.u.]	x_q [p.u.]	x'_q [p.u.]	T'_{d0} [s]	T'_{q0} [s]
GEN	0.028544	1.305	0.296	0.474	0.296	1.0	0.1
		H [s]	$P_{\max}$ [p.u.]	$P_{\min}$ [p.u.]	$Q_{\max}$ [p.u.]	$Q_{\min}$ [p.u.]	a_i [$\frac{\text{USD}}{\text{p.u.}}$]
		3.0	1.85	0.0	0.6	-0.6	37

Tabela 4.2 – Dados do sistema de controle do gerador.

Controles	T_E [s]	K_E	$E_{fdi}^{\max}$ [pu]	$E_{fdi}^{\min}$ [pu]	T_g [s]	K_g	T_{ch} [s]
GEN	0.015	100	10.0	-10.0	0.2	20	0.2

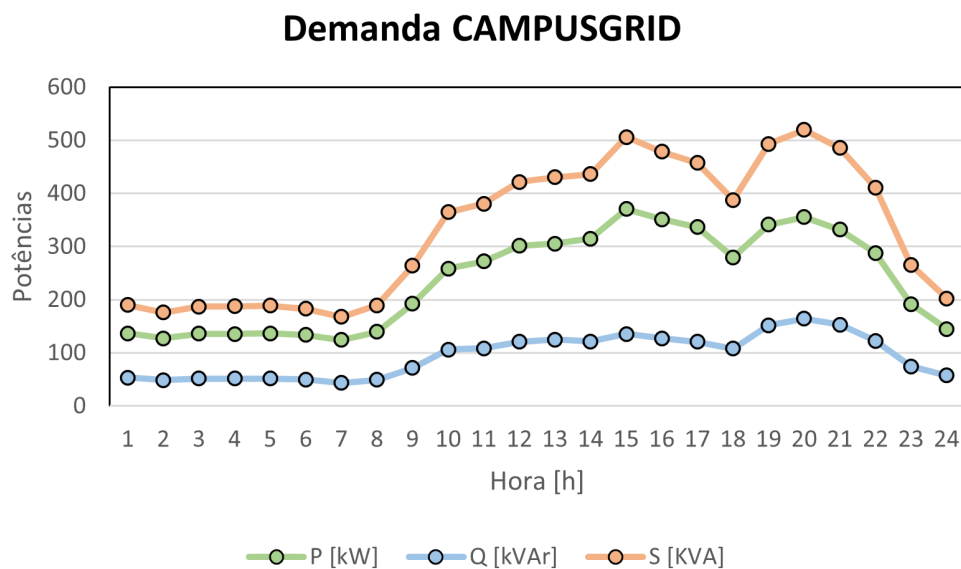


Figura 4.3 – Típica curva diária de demanda da microrrede.

4.2 Cenário da Transição do Modo Conectado para Ilhado

A transição da microrrede durante a desconexão do sistema de distribuição é um evento crítico que precisa ser considerado no planejamento operacional. Nesse contexto, destacam-se dois aspectos fundamentais: primeiro, é essencial que o equipamento e seus controles estejam corretamente calibrados e projetados para reagir eficientemente a esses eventos. Em segundo lugar, os DERs devem possuir capacidade suficiente para atender à demanda do sistema e manter seu funcionamento ininterrupto no modo ilhado por um período mínimo especificado. Este último aspecto recebe o foco de análise nesta dissertação.

Os fenômenos relacionados à incapacidade de manter o equilíbrio de potência dentro do sistema podem comprometer a capacidade de atender aos requisitos operacionais da microrrede, o que não é uma condição desejável e deve ser evitada. Alguns problemas que podem surgir como consequência desse fenômeno incluem a operação fora dos limites de potência dos DERs, perdas de unidades de geração, baixa eficiência no compartilhamento da potência demandada entre os DERs, desligamentos não intencionais devido a falsas faltas e instabilidades de frequência ou tensão (KLJAJIĆ et al., 2020).

O diagrama unifilar da microrrede ilhada, quando o BESS atua no modo de formador de rede, é apresentado na Figura 4.4. Devido à capacidade insuficiente do gerador síncrono para atender à demanda máxima do sistema representada em C_{T1} e C_{T2} , ele principalmente dá suporte à operação do BESS, que assume o papel de referência do sistema e é responsável pelo equilíbrio das potências ativa e reativa dentro do sistema.

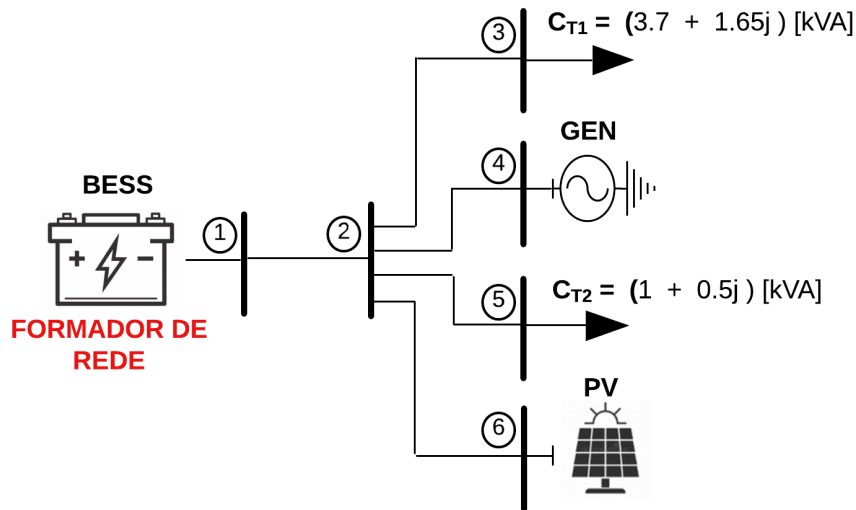


Figura 4.4 – Diagrama unifilar da microrrede na operação ilhada.

O cenário de transição começa com a topologia da microrrede conectada ao sistema de distribuição na Figura 4.2, onde o PCC abre em $t = 0$ s, resultando na desconexão dos sistemas. Isso pode ocorrer por diversas razões, como falhas no sistema de distribuição, condições técnicas, climáticas ou manutenções programadas. Esse processo é

exemplificado na Figura 3.5, juntamente com as considerações em (3.77), com o objetivo de analisar e avaliar a resposta dos DERs da microrrede durante o período dinâmico.

As Figuras de 4.5 a 4.7 apresentam a evolução no tempo das diversas variáveis dinâmicas obtidas através do método proposto, como as potências ativa e reativa geradas, as correntes injetadas e as tensões internas nos eixos $d - q$, para cada um dos DERs. Sem otimização, espera-se que o BESS assuma toda a demanda quase que instantaneamente, com uma resposta semelhante ao degrau devido à rápida ação de seus controles, enquanto, caso não seja necessário, o gerador não contribuirá para a operação do BESS. O caso apresentado analisa quando a variável controlada respeita um limite imposto, pois pretende-se examinar como é o comportamento conjunto na parte dinâmica quando há participação tanto do BESS quanto do gerador síncrono.

A Figura 4.5 representa a resposta dos DERs ao fornecer potência ativa e reativa à microrrede durante o evento de transição. Ao receber o sinal de ativação dos dispositivos de detecção de ilhamento, tanto o BESS quanto o gerador síncrono atendem à demanda do sistema e partem do zero. As oscilações na resposta dinâmica antes da estabilização correspondem às reações dos controles do gerador síncrono, que são mais pronunciadas quando seu valor de referência de potência ativa atribuído é maior. Ademais, observa-se que o principal responsável pelo balanço de reativos na microrrede é o BESS.

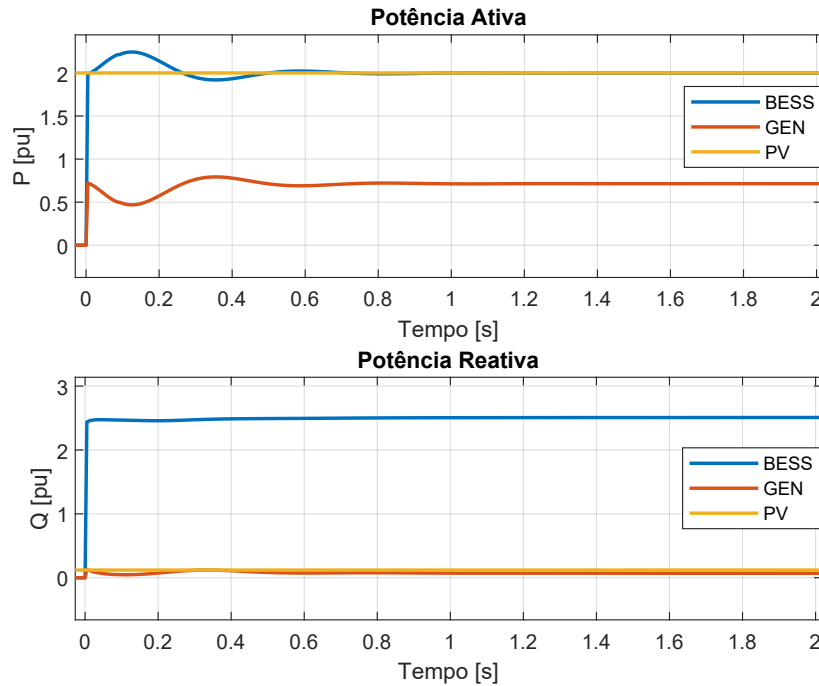


Figura 4.5 – Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs no evento de transição.

Conforme a Figura 4.6, as magnitudes das correntes têm o comportamento dinâmico esperado, onde a resposta do BESS é instantânea, compensando as variações causadas pela transição e pela ação do gerador. No caso das IBRs, o eixo d está diretamente

relacionado com P , enquanto o eixo q está relacionado com Q . Assim, a geração PV só tem corrente alinhada com a tensão detectada no eixo d , enquanto o BESS injeta corrente nos dois eixos, sendo a componente em q negativa devido à convenção adotada.

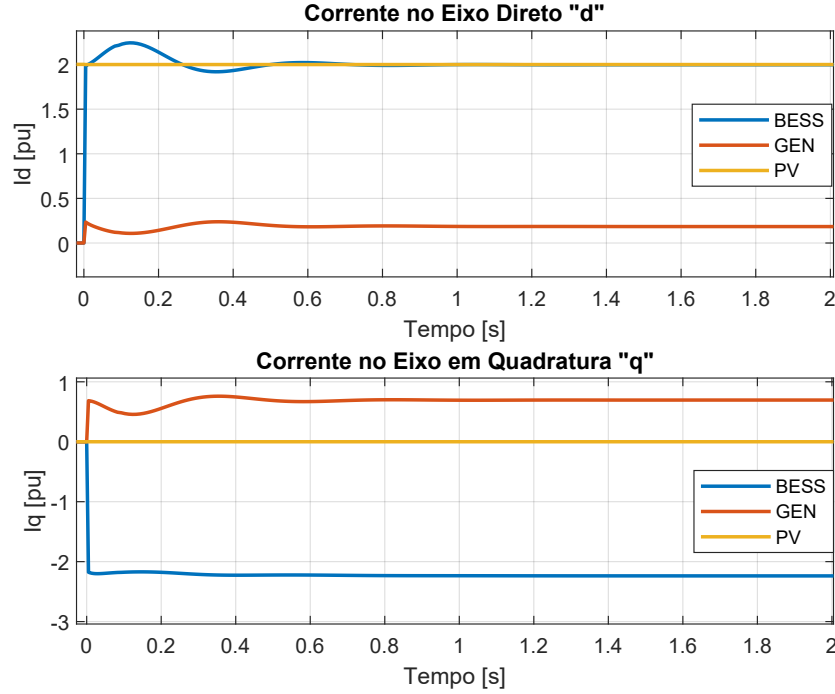


Figura 4.6 – Correntes injetadas na microrrede pelos DERs no evento de transição.

Analisando as tensões E_d e E_q na Figura 4.7, é evidente que a maior variação ocorre nos eixos do BESS, embora não muito significativa, visando alcançar seus objetivos de controle, que consistem em regular a tensão terminal com seu valor de referência. Logo, de maneira geral, todas as variáveis apresentadas alcançam um novo ponto de equilíbrio para a operação após aproximadamente 1 s.

Este trabalho leva em consideração dois DSCs para o cenário da transição. O primeiro é a corrente máxima do datasheet do conversor I_{BESS}^{max} , e o segundo, que é o ponto focal deste estudo, trata dos casos em que o BESS excede o limite de corrente calculado com base em seu SoC $I_{BESS}^{f(SoC)}$ em (3.59). O objetivo é determinar os valores de referência para os DERs que evitem uma violação deste DSC ao considerar três limites diferentes e o custo diferencial para cada solução, conforme indicado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Custos diferenciais de geração da microrrede no evento de transição

Custo GEN	Custo BESS	Restrição de Segurança Dinâmica	Valor do Limite [pu]	Custo Diferencial [USD]
a_i	0	$I_{BESS}^{f(SoC)}$	3.5	1.1546
			3.0	26.4376
			2.5	58.4022

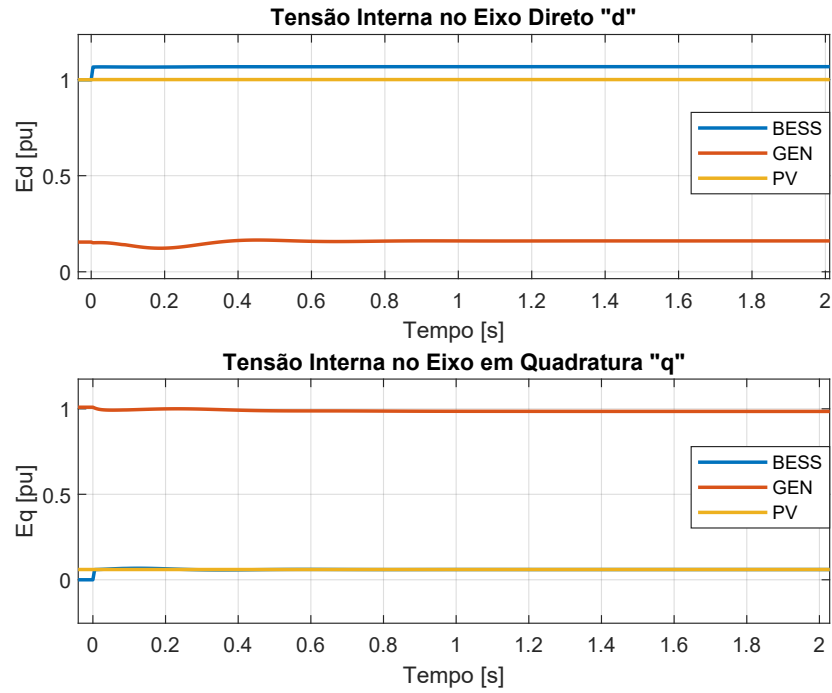


Figura 4.7 – Tensões internas dos DERs no evento de transição.

A Figura 4.8 ilustra a solução dos DERs ao problema DSC-OPF para as variáveis limitadas, onde I_{BESS}^{max} nunca é excedido e $I_{BESS}^{f(SoC)}$ considera três valores para diferentes condições de operação conforme a energia armazenada. Esta restrição determina o aporte de potência necessário do gerador síncrono, onde é observável que, à medida que o gerador injeta menos potência, ocorrem oscilações menores durante o período dinâmico.

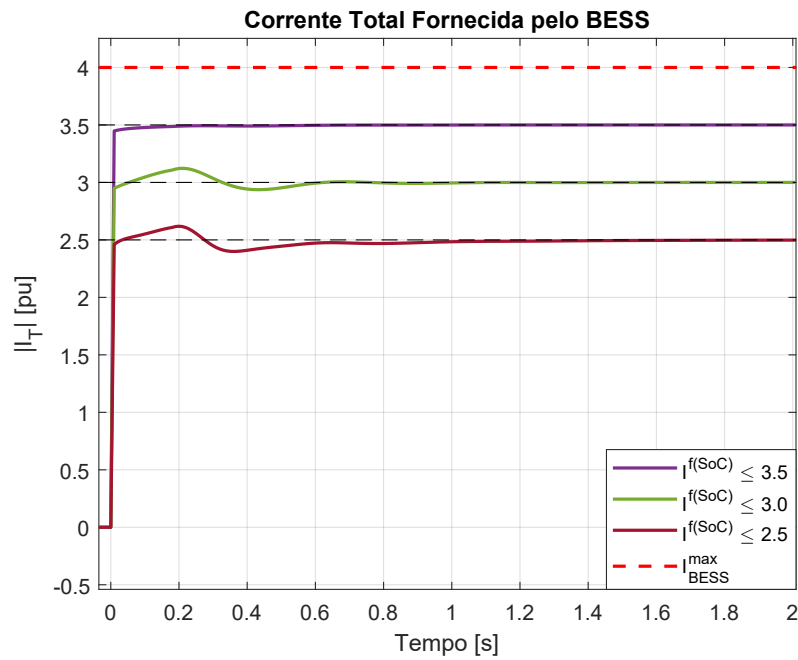


Figura 4.8 – Corrente fornecida pelo BESS no evento da transição para diferentes valores de limitação.

É importante levar em conta que a corrente avaliada é a corrente de estado estacionário no período pós-evento, pois representa o ponto operacional do sistema nessas condições. Esta abordagem determina o valor de suporte necessário do gerador síncrono para que a microrrede possa operar dentro de uma faixa segura quando ocorre uma desconexão do sistema de distribuição, mesmo que isso possa resultar em custos operacionais mais altos, com o objetivo de minimizar desvios de sua operação programada. Todas as soluções foram encontradas em tempos que variavam de alguns segundos a poucos minutos, sem uma relação direta com o valor da limitação de $I_{BESS}^{f(SoC)}$.

4.3 Cenário de Operação no Modo Ilhado

No cenário de operação da microrrede ilhada do sistema de distribuição, a topologia apresentada na Figura 4.4 e os eventos ilustrados na Figura 3.4 são aplicados nas subseções a seguir para analisar o desempenho do modelo de otimização proposto. Assim como na seção 4.2, cada evento considerará os mesmos valores para a demanda do sistema, nas cargas C_{T1} e C_{T2} , no período inicial de estado estacionário.

No caso do curto-circuito, uma falta trifásica momentânea é aplicada ao lado do BESS (barramento 1) e eliminada após cinco ciclos. Seu objetivo é limitar a corrente máxima atingida e o desvio de frequência após a ocorrência da falha. No caso de perda de geração PV, são aplicadas duas etapas de redução. A finalidade é limitar a corrente máxima assumida pelo BESS em função do seu SoC para garantir a operação contínua nessas condições. Por outro lado, ao considerar um aumento na demanda do sistema, a corrente assumida pelo BESS não excede os limites de segurança para alguns casos. No entanto, o mesmo modelo de otimização ajusta os valores de referência para identificar o ponto de operação ótimo, minimizando a diferença com os valores previstos para cada DER, que estão associados a seus respectivos custos operativos e de geração de energia.

4.3.1 Curto-Circuito Trifásico

Para cenários com eventos de curto-circuito, são avaliados dois diferentes DSCs para os DERs despacháveis. No caso do BESS, um DSC é aplicado para limitar a corrente máxima de saída, determinada com base nas especificações fornecidas pelo fabricante do conversor e alinhada com suas configurações de proteção, devido à sensibilidade do BESS a correntes elevadas. Enquanto isso, no caso do gerador síncrono, o DSC especificado concentra-se em restringir o desvio da frequência de rotação da máquina em relação à frequência nominal do sistema. Os valores de referência de operação para este caso pressupõem que o gerador síncrono estará configurado para fornecer 1.2 kW, enquanto a geração PV estará injetando 0.5 kW no momento do evento, quando uma falta trifásica é aplicada no barramento 2 por 83 ms.

Durante os períodos de aplicação de uma falta, os sistemas BESS e de geração PV são temporariamente desconectados, retomando a operação assim que a falta for eliminada no período pós-falta, conforme as considerações detalhadas na Seção 3.2.3. Os gráficos das variáveis dinâmicas para o caso base, sem DSC, e com as referências configuradas nos valores planejados, são apresentados e discutidos nas Figuras de 4.9 e 4.10, com o objetivo de examinar o comportamento dos elementos para este evento.

A Figura 4.9 ilustra as potências ativa e reativa de saída de cada DER, demonstrando que durante a falta, tanto para o BESS quanto para o PV são zero, refletindo sua desconexão da microrrede. Em contrapartida, a potência ativa do gerador síncrono reduz-se a zero devido à interrupção da conexão com as cargas do sistema, enquanto sua potência reativa aumenta em resposta à queda de tensão terminal. No período pós-falta, o sistema PV retorna à sua potência de saída de referência, enquanto o BESS reage instantaneamente às oscilações nas variáveis dos sistemas de controle do gerador síncrono principalmente pela energia cinética armazenada no rotor da máquina durante a falta.

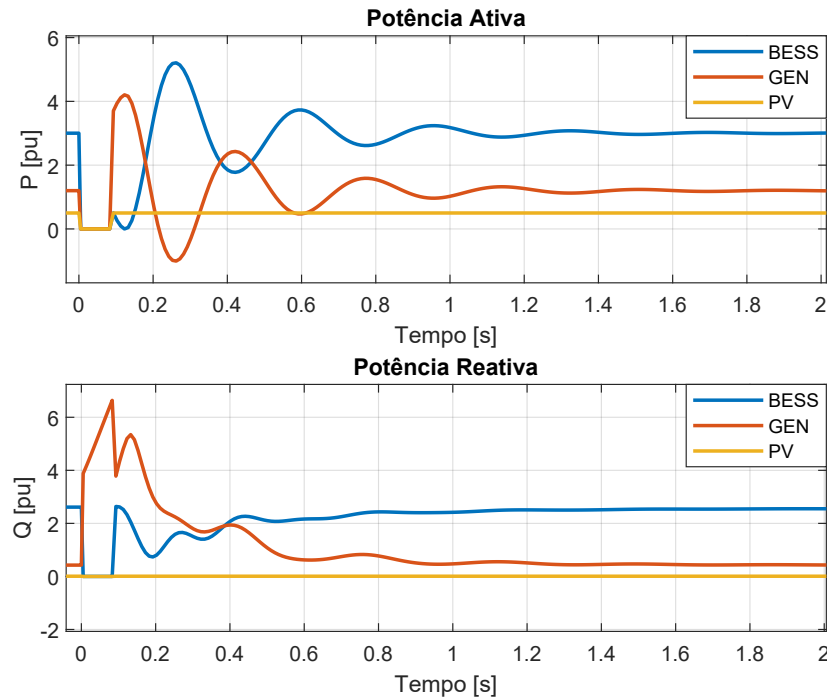


Figura 4.9 – Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs no evento de curto-circuito.

Além disso, verifica-se que o comportamento das correntes e tensões terminais de cada DER está de acordo com o esperado, como demonstrado na Figura 4.10. No caso dos IBRs, as correntes respondem de forma semelhante às potências ativa e reativa, pois estão diretamente relacionadas. Por outro lado, no caso do gerador, as correntes aumentam durante a falta devido à ação do controle de excitação. As oscilações observadas antes de retornarem ao seu ponto de operação ocorrem devido à reação do BESS às variações do gerador após a eliminação da falta. Quanto às tensões terminais de cada um dos DERs, estas são nulas durante a falta, e no caso do BESS, retornam ao seu valor de referência.

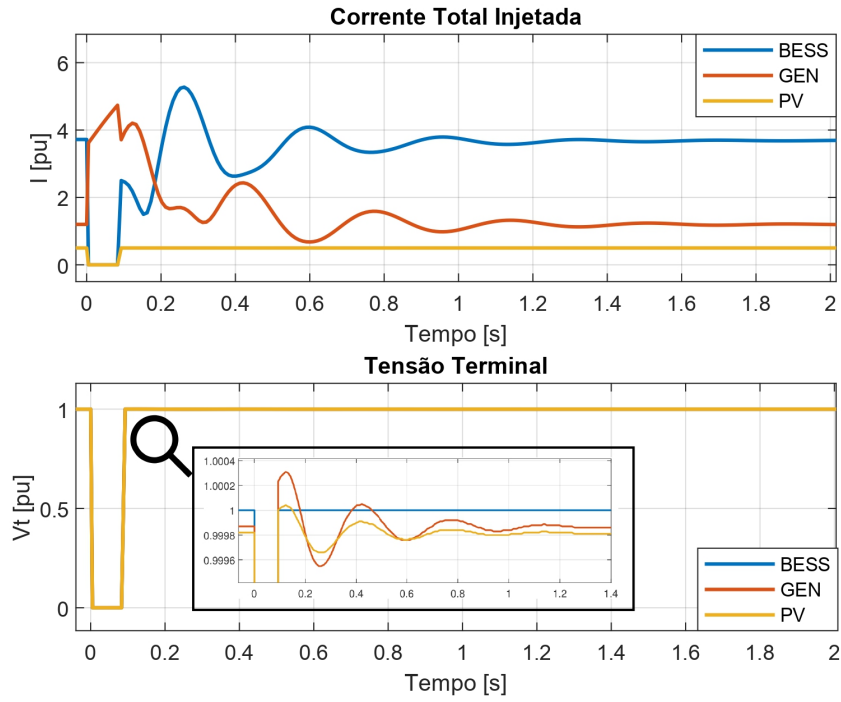


Figura 4.10 – Correntes injetadas e tensões terminais dos DERs no evento de curto-circuito.

Esta subseção analisa o problema DSC-OPF, especificamente ao considerar dois valores limites distintos para I_{BESS}^{max} em (3.58) e ΔF em (3.57), conforme indicado na Tabela 4.4. Para fins demonstrativos, esses limites são ativados individualmente nas Figuras 4.11 e 4.12, respectivamente, mas também podem ser aplicados simultaneamente para abordar os dois critérios de segurança como uma única questão. Em ambos os casos, observa-se uma relação entre uma restrição mais rigorosa nas variáveis consideradas e um custo operacional mais elevado, demonstrando que as operações seguras aprimoradas podem ser alcançadas o mais próximas possível aos valores planejados.

Tabela 4.4 – Custos diferenciais de geração da microrrede em um evento de curto-circuito.

Custo GEN	Custo BESS	Restrições de Segurança Dinâmica	Valor do Limite [pu]	Custo Diferencial [USD]
a_i	$2a_i$	I_{BESS}^{max}	5.0	17.3239
			4.75	27.3332
a_i	$2a_i$	ΔF	± 0.025	10.4191
			± 0.015	25.0326

A Figura 4.11 ilustra como o valor máximo atingido pela corrente do BESS no período pós-falta depende diretamente da potência fornecida pelo gerador síncrono. Isso sucede porque, após a eliminação da falta, o gerador síncrono libera a energia cinética armazenada no rotor da máquina, resultando em oscilações antes de se estabilizar no valor de referência pré-falta. Em resposta a esse comportamento dinâmico, o BESS reage instantaneamente para balaçar o fluxo de potência dentro da microrrede. O valor máximo

alcançado pela corrente também depende da duração da falta e da potência fornecida pelo BESS, que varia de acordo com o nível de demanda e a geração PV.

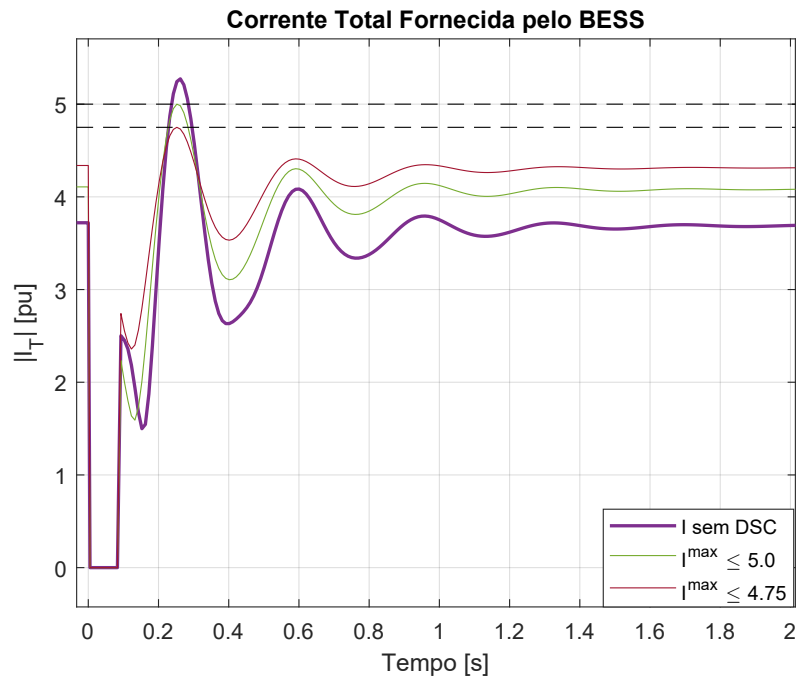


Figura 4.11 – Resposta da corrente do BESS, considerando diferentes valores de limitação.

Da mesma forma, a Figura 4.12 apresenta o desvio máximo da frequência da máquina em relação à frequência da rede estabelecida pelo conversor formador de rede. Esse desvio é representado pela velocidade do rotor, que é influenciada pela disparidade entre a potência elétrica e mecânica durante o período da falta. Essa disparidade é proporcional à potência fornecida pelo gerador síncrono e ao tempo de resposta de seus controles.

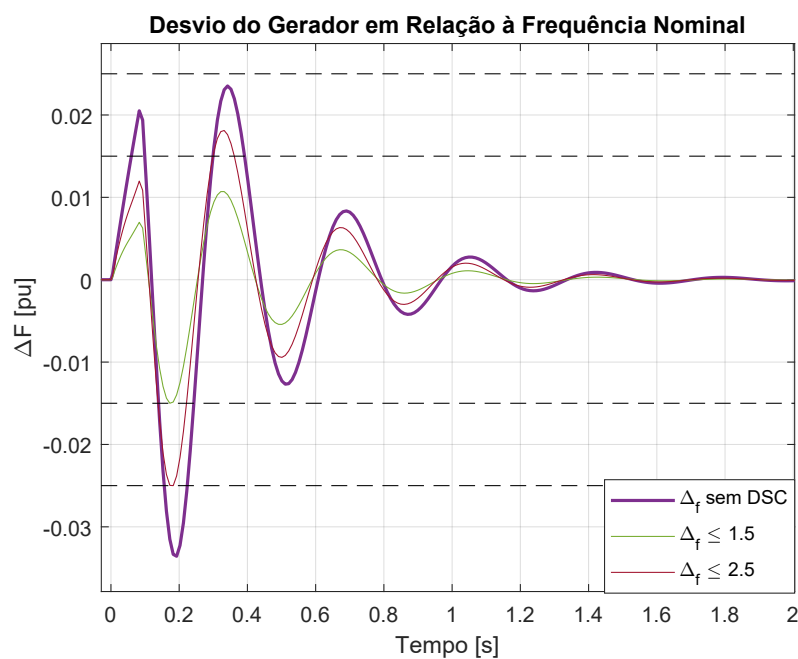


Figura 4.12 – Desvio da frequência do gerador síncrono, considerando diferentes limites.

Para o caso analisado de curto-circuito dentro da microrrede, foram examinados os valores máximos das variáveis limitadas durante o período dinâmico, com o objetivo de determinar as referências ótimas que garantiriam a operação segura dos DERs durante o evento. Todas as soluções convergiram para o mesmo ponto de operação pré-falta, uma vez que não ocorreram alterações na topologia ou nas condições de operação da microrrede, como variações nas cargas, perda de geração ou desconexão de qualquer elemento.

4.3.2 Redução da Geração PV

A redução na geração fotovoltaica pode ser atribuída à desconexão dos equipamentos devido a problemas internos ou a fatores externos, conforme explicado na Seção 2.4.2. Esses eventos inesperados podem afetar a segurança operativa de uma microrrede ilhada, já que o BESS deve assumir a energia que não está mais sendo injetada no sistema. Torna-se crucial garantir que o BESS possa sustentar a continuidade na operação da microrrede nessas condições por pelo menos um tempo mínimo predeterminado. Para isso, o limite da corrente máxima $I_{BESS}^{f(SoC)}$ fornecida pelo BESS é obtido como uma função de seu SoC para o período pós-evento.

Neste cenário, os pontos de referência operativos dos DERs são com o gerador síncrono configurado para fornecer 0,5 kW e prevendo-se que a geração PV injete 3,0 kW no momento do evento. Para a parte dinâmica, serão considerados dois eventos, E_1 e E_2 , ambos envolvendo dois degraus na referência da geração fotovoltaica PV^{ref} em $t = 0$ s e $t = 1,5$ s. Para E_1 , as reduções ocorrem primeiro para 2 kW e depois para 0,5 kW, enquanto para E_2 , as reduções na referência são para 1,5 kW e, em seguida, para 0 kW.

Para entender o comportamento das variáveis dinâmicas durante a perda de geração PV, será considerado o caso de E_1 sem DSC. A Figura 4.13 ilustra as mudanças nas potências de saída fornecidas por cada DER. O BESS assume a diminuição da potência ativa gerada pelo PV, levando em conta também as variações nas perdas do sistema causadas por mudanças no fluxo de potência da microrrede. Antes de alcançar a operação em estado estacionário, observam-se oscilações desprezíveis no BESS e nas variáveis do gerador síncrono. Essas oscilações surgem porque os controles do gerador respondem às mudanças nas grandezas do sistema e não às disparidades no balanço de potência.

As variações nas correntes injetadas por cada DER, evidenciadas na Figura 4.14, seguem o mesmo padrão observado para as potências. Notavelmente, ocorrem mudanças principalmente na corrente no eixo d dos IBRs, devido à configuração da geração PV para injetar apenas potência ativa, a qual é compensada pelo BESS quando variar.

Ao analisar as tensões internas dos DERs, conforme mostrado na Figura 4.15, observa-se que o evento não produz variações abruptas nas variáveis, especialmente no eixo d. Em vez disso, ocorrem apenas compensações por parte do BESS para manter o

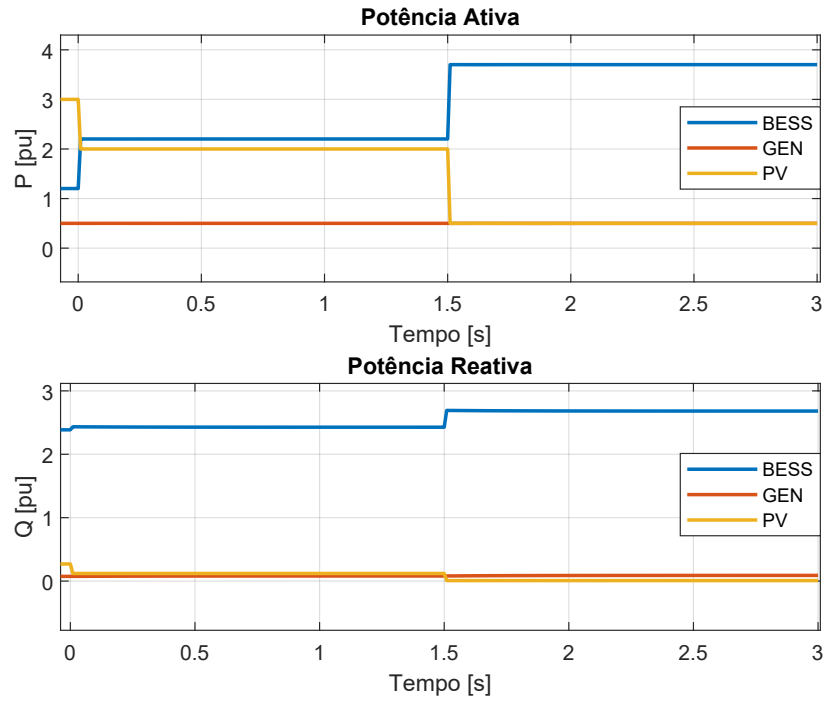


Figura 4.13 – Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs na perda de geração PV.

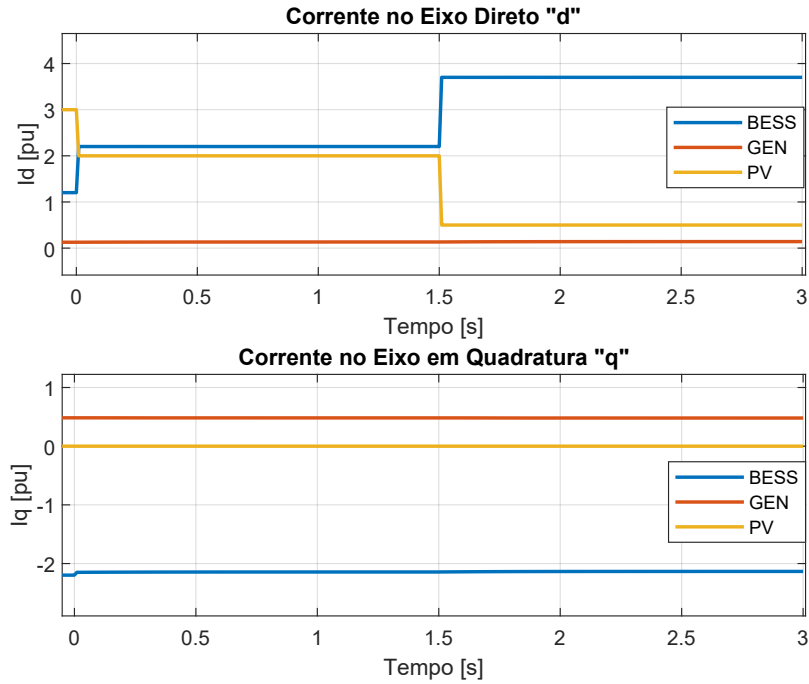


Figura 4.14 – Correntes injetadas na microrrede pelos DERs na perda de geração PV.

valor de sua tensão terminal.

A Tabela 4.5 resume os custos diferenciais nas soluções obtidas a partir do DSC-OPF proposto quando são aplicados os eventos E_1 e E_2 , com diferentes degraus de redução na geração PV. Três valores limites diferentes de $I_{BESS}^{f(SoC)}$ são considerados para ambos os eventos. Os resultados demonstram que restrições mais rigorosas nas variáveis

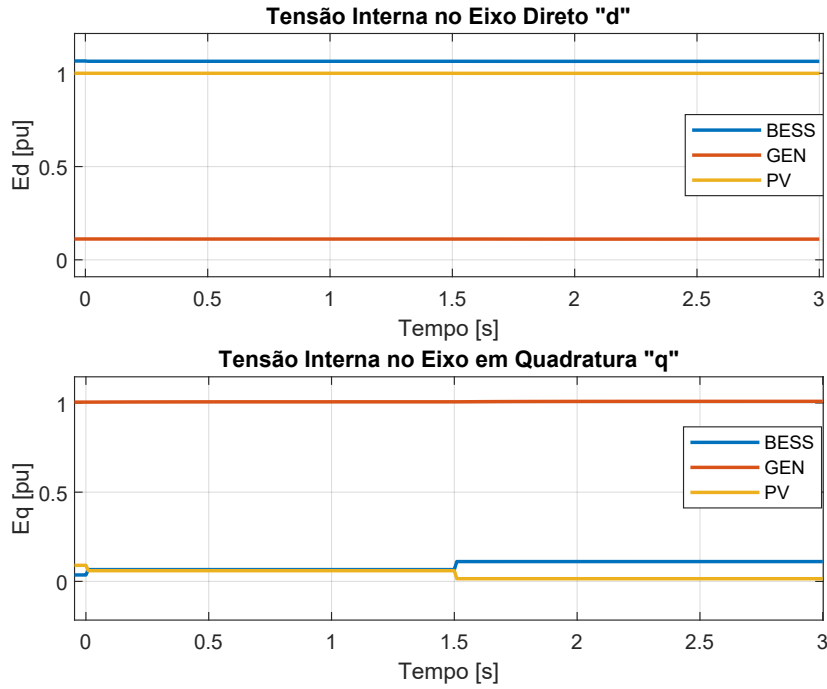


Figura 4.15 – Tensões internas dos DERs na perda de geração PV.

exigem um aumento na disparidade de referências no gerador síncrono para garantir a operação segura do BESS, resultando em custos diferenciais mais elevados.

Tabela 4.5 – Custos diferenciais de geração da microrrede na redução de geração PV

Custo GEN	Custo BESS	Restrição de Segurança Dinâmica	Valor do Limite [pu]	Custos Diferenciais [USD]	
				E_1	E_2
a_i	0	$I_{BESS}^{f(SoC)}$	5.0	0.0	8.9475
			4.0	11.9537	30.3259
			3.5	34.4895	**

A Figura 4.16 ilustra os resultados da limitação de corrente injetada pelo BESS aplicada durante as condições de E_1 . Apenas as duas limitações inferiores, 4.0 e 3.5, resultam em custos diferenciais, uma vez que a limitação mais alta, em 5.0, não é violada. Isso indica que o ponto de operação de referência programado é seguro para o evento considerado sob esse limite. Nessas soluções, o gerador síncrono compensa o déficit de injeção de potência do BESS quando a limitação imposta é atingida, ao precisar se afastar do ponto de operação planejado para cumprir seus objetivos de controle.

Do mesmo modo, a Figura 4.17 descreve as soluções para a aplicação do evento E_2 , onde apenas os valores de limitação 5.0 e 4.0 são relevantes, fornecendo soluções seguras que se encontram dentro da capacidade nominal do gerador síncrono, que é ultrapassada quando o valor limite é 3.5.

Para os dois eventos de redução na geração PV de potência ativa considerados nesta seção, observou-se que a resposta das variáveis é quase instantânea, sendo o BESS

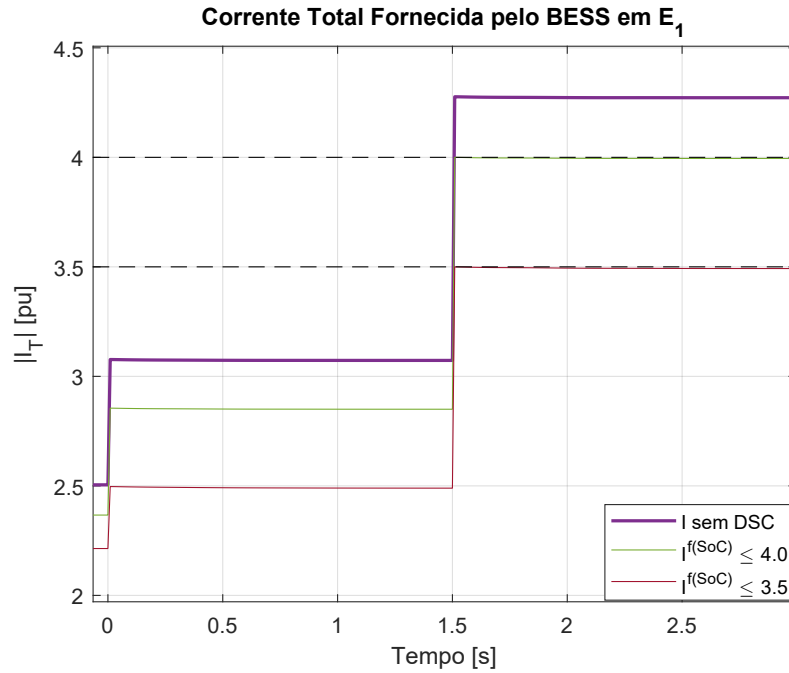


Figura 4.16 – Corrente do BESS para E_1 considerando diferentes valores de limitação.

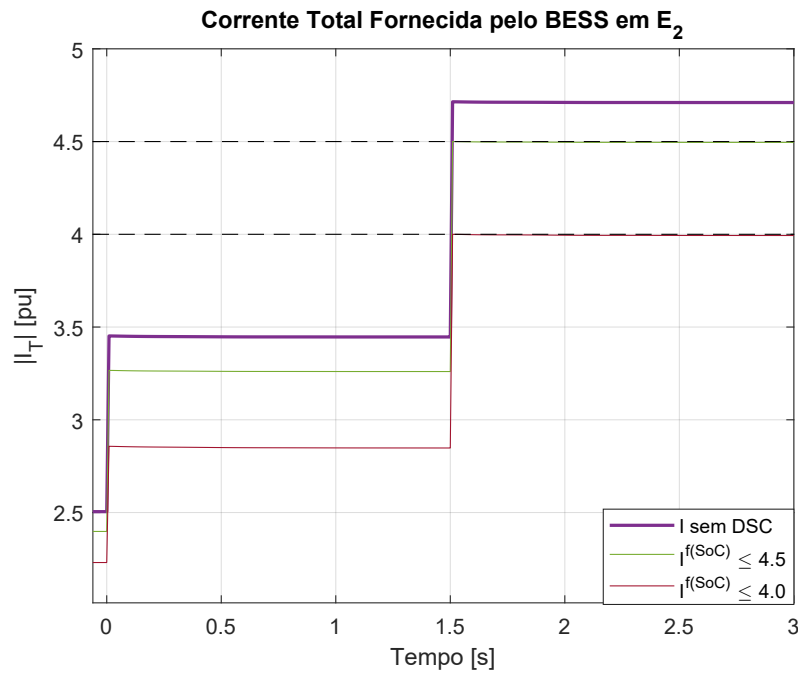


Figura 4.17 – Corrente do BESS para E_2 considerando diferentes valores de limitação.

o único a reagir a esses desbalanços. Um caso particular foi analisado para cada evento, onde para E_1 , evidenciou-se como a maioria dos eventos, por não serem tão extremos, não requer modificações nas referências dos DERs para manter a operação dentro de uma faixa segura. Por outro lado, no caso de E_2 , em microrredes podem ocorrer situações que ultrapassem as capacidades dos DERs, exigindo uma reprogramação do despacho para garantir a operação ininterrupta do sistema.

4.3.3 Aumento da Demanda do Sistema

Este caso complementa a análise realizada na subseção 4.3.2, onde o objetivo era que o BESS reagisse e compensasse os desequilíbrios de potência na microrrede, desde que $I_{BESS}^{f(SoC)}$ permitisse a assumir carga adicional. O evento, simulando um aumento na demanda do sistema, destaca a otimização dos recursos dos DERs, mesmo quando os limites não são ultrapassados, demonstrando a versatilidade do modelo proposto. Para atingir este propósito, é necessário considerar a diferença entre a potência de referência e a potência assumida na operação em estado estacionário pós-evento, tanto para o BESS quanto para o gerador síncrono.

Para este evento, mantendo o ponto operacional de referência da subseção anterior, é aplicado um aumento de 50% para C_{T2} em $t = 0$,s. A Figura 4.18 ilustra a potência de saída dos DERs, sendo o BESS o único elemento com variáveis que mudam de forma considerável e instantânea ao assumir a nova demanda requerida. As demais variáveis dinâmicas das fontes de geração não serão apresentadas, pois é um caso semelhante ao da perda de geração PV, com a única diferença de que o BESS assume tanto potência ativa quanto reativa, mas seguindo a mesma lógica.

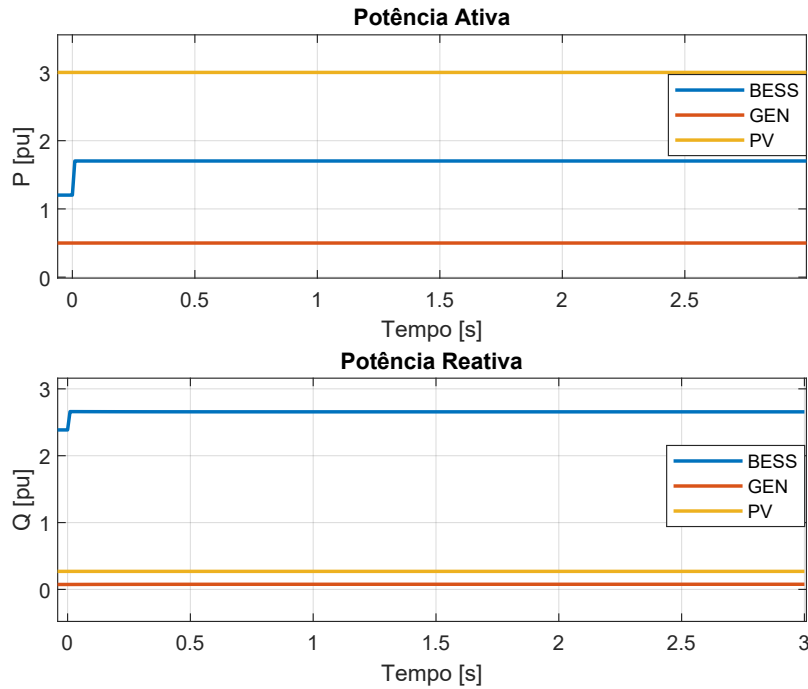


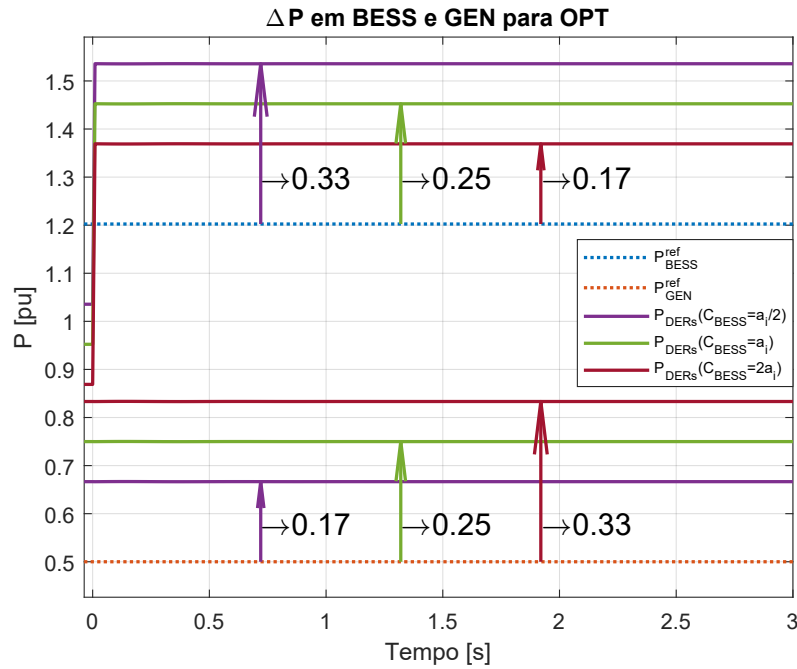
Figura 4.18 – Potência ativa e reativa fornecida pelos DERs no aumento da demanda.

A Tabela 4.6 resume e compara os custos diferenciais no processo de otimização pós-evento para três custos distintos do BESS, cada um com diferentes escalas em relação ao custo do gerador síncrono. O objetivo é destacar as discrepâncias nas soluções para os casos em que $I_{BESS}^{f(SoC)}$ ultrapassa (LIM) e não ultrapassa (OPT) seu valor limite diante do mesmo evento, o que dependeria da quantidade de energia armazenada no BESS.

Tabela 4.6 – Otimização dos custos diferenciais para um evento de aumento na demanda

Custo GEN	Custo BESS	Custos Diferenciais [USD]	
		OPT	LIM
	$a_i/2$	12.395	14.615
a_i	a_i	18.5	18.5
	$2a_i$	24.79	24.79

As soluções de otimização para os três custos do BESS, quando $I_{BESS}^{f(SoC)}$ nunca é excedido no caso OPT, são mostradas na Figura 4.19. Estas soluções (linhas sólidas) seguem uma lógica coerente, apresentando variações proporcionais com base na relação entre o custo do BESS e o custo do gerador. A opção mais econômica assume uma parcela maior da carga, e nos casos em que ambos os custos são iguais, a carga é distribuída equitativamente. Este resultado está alinhado com o objetivo da otimização de permanecer o mais próximo possível dos valores de referência planejados (linhas pontilhadas), com todos os DERs associados aos respectivos custos para evitar desvios substanciais em sua operação programada.

Figura 4.19 – Otimização de P em OPT para o evento de aumento na demanda.

Em contrapartida, a Figura 4.20 ilustra as soluções quando $I_{BESS}^{f(SoC)}$ excede seu valor limite para LIM. No custo mais alto do BESS de $2a_i$, a solução é a mesma que OPT, assumindo uma pequena quantidade da nova demanda sem exceder o limite imposto. Por outro lado, os custos BESS de a_i e $a_i/2$ atingem o limite e têm soluções gráficas idênticas porque o DSC-OPF mantém o BESS operando dentro de uma faixa segura, mesmo que isso represente um custo diferencial elevado. A Tabela 4.6 mostra como esses últimos custos diferem, mesmo com a mesma resposta dinâmica, pois dependem dos custos do BESS

diretamente associados aos benefícios de sua disponibilidade para uso futuro, incluindo demanda prevista, capacidade de geração, possibilidades de recarga e custos operacionais.

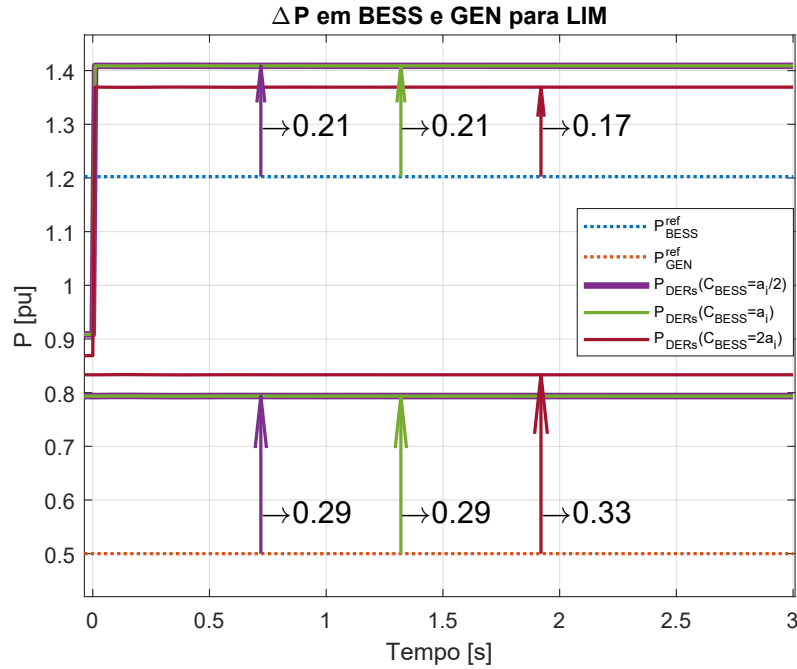


Figura 4.20 – Otimização de P em LIM para o evento de aumento na demanda.

Finalmente, destaca-se que o conceito apresentado neste último caso também pode ser aplicado à transição do cenário do modo conectado para o modo ilhado. A principal diferença em relação às análises apresentadas anteriormente é que, nos demais casos, a otimização dos DERs ocorre somente quando os limites dinâmicos são excedidos ao avaliar o período dinâmico. Nesta subseção, o ponto de operação de estado estável pós-evento é usado para otimizar os recursos dos DERs quando ocorrem variações na geração ou na demanda, determinando quais elementos devem compensar os desbalanços de potência e em que medida. Ambos os conceitos mantendo o objetivo proposto nesta dissertação de manter as soluções próximas à operação programada, considerando seus custos associados.

4.4 Considerações do Capítulo

Neste capítulo, inicialmente foi introduzido o sistema reduzido equivalente da microrrede utilizada nos diferentes testes. Em seguida, foram apresentados os resultados para os eventos nos dois cenários contemplados pelo modelo proposto, empregando diferentes valores limite das variáveis examinadas para cada caso. As análises conduzidas permitiram observar o desempenho e a versatilidade do modelo em diversas condições e para diferentes enfoques de otimização.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Apresentou-se um modelo de programação não linear que considera tanto a operação ilhada quanto a transição da operação conectada para ilhada em uma microrrede. Este modelo permite a solução do problema do OPF, incorporando restrições dinâmicas de segurança para eventos específicos que possam comprometer a continuidade da operação da microrrede. Ambos os cenários contemplam o papel do BESS operando em modo de formação de rede como fonte principal de energia durante a operação ilhada.

Os resultados obtidos demonstraram o desempenho e a eficácia do modelo proposto em problemas de DSC-OPF, identificando soluções seguras e estreitamente alinhadas com as operações programadas. O método foi aplicado e analisado para diferentes eventos, selecionados por sua relevância e impacto no contexto das microrredes. Os resultados forneceram soluções ótimas (locais ou globais) e seguras quando os limites impostos são excedidos e otimizaram os recursos dos DER quando os limites não foram atingidos, contribuindo assim para o objetivo de alcançar um despacho econômico e seguro.

Neste estudo, os modelos propostos para os DERs representam suas operações tanto em estado estacionário quanto transitório, levando em consideração as características e comportamentos das fontes convencionais e das IBRs nos modos de formação e seguimento de rede. Os DSCs avaliados foram aplicados aos DERs despacháveis, que são aqueles que reagem às variações do sistema durante eventos específicos por meio de seus sistemas de controle. O modelo implementado para derivar soluções no processo de otimização demonstrou oferecer um método abrangente e adaptável para integrar DSCs em problemas de OPF para microrredes.

Em suma, este trabalho visa contribuir para o desenvolvimento de um modelo matemático que represente de forma precisa os fenômenos próprios dos sistemas elétricos modernos, como as microrredes, com o objetivo de encontrar um despacho ótimo sem a necessidade de realizar simulações dinâmicas separadas para a avaliação da segurança do sistema. Com um modelo totalmente integrado, a otimalidade não é comprometida, possibilitando a obtenção de despachos econômicos. No entanto, para utilizar esta ferramenta em diversas aplicações, é preciso ter acesso a recursos computacionais com alta capacidade de processamento, a fim de lidar com os problemas relacionados à complexidade e ao tamanho dos sistemas elétricos considerados.

5.2 Trabalhos Futuros

- Formulação para sistemas trifásicos desbalanceados na aplicação de DSC-OPF em microrredes.
- Exploração e desenvolvimento de DSC-OPF para microrredes com modelos mais detalhados dos sistemas de controle dos DERs. No caso das IBRs, incluindo malhas de controle internas, externas, de sincronização e comutação.
- Inclusão de fenômenos associados a tensão e frequência dentro das microrredes para considerar restrições de segurança dinâmica e estabilidade no problema introduzido.
- Investigação e representação dos diferentes esquemas de operação dentro da microrrede, como suporte de rede para IBRs ou sistemas dominados por fontes convencionais.
- Desenvolvimento de DSC-OPF para lidar com problemas de multi-contingência em microrredes.

Referências

- ABDI, H.; BEIGVAND, S. D.; SCALA, M. L. A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 71, p. 742–766, 2017. Citado na página 21.
- ABHYANKAR, S.; RAO, V.; ANITESCU, M. Dynamic security constrained optimal power flow using finite difference sensitivities. In: IEEE. *2014 IEEE PES General Meeting/Conference & Exposition*. [S.l.], 2014. p. 1–5. Citado na página 21.
- ALVAREZ, W. S. et al. Dynamic security constrained ac optimal power flow for microgrids. *Electric Power Systems Research*, v. 236, p. 110927, 2024. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624008137>>. Citado na página 48.
- ANNASWAMY, A. M.; AMIN, M. Smart grid research: Control systems-ieee vision for smart grid controls: 2030 and beyond. *IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond*, IEEE, p. 1–168, 2013. Citado na página 26.
- ARAI, J. et al. Power electronics and its applications to renewable energy in japan. *IEEE circuits and systems Magazine*, IEEE, v. 8, n. 3, p. 52–66, 2008. Citado na página 26.
- ARWA, E. O.; FOLLY, K. A. Reinforcement learning techniques for optimal power control in grid-connected microgrids: A comprehensive review. *IEEE Access*, v. 8, p. 208992–209007, 2020. Citado na página 21.
- BACHA, S. et al. Photovoltaics in microgrids: An overview of grid integration and energy management aspects. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 33–46, 2015. Citado na página 26.
- BROCHURE, C. Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques. *CIGRE Working Group C*, v. 4, p. 601, 2007. Citado na página 30.
- BROSINSKY, C.; KARAÇELEBI, M.; CREMER, J. L. Machine learning and digital twins: monitoring and control for dynamic security in power systems. In: *Monitoring and Control of Electrical Power Systems Using Machine Learning Techniques*. [S.l.]: Elsevier, 2023. p. 79–106. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- CAPITANESCU, F. Critical review of recent advances and further developments needed in ac optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 136, p. 57–68, 2016. Citado na página 23.
- CAPITANESCU, F. et al. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 81, n. 8, p. 1731–1741, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in natural science*, Elsevier, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. Citado na página 26.

- CHU, Z.; ZHANG, N.; TENG, F. Frequency-constrained resilient scheduling of microgrid: A distributionally robust approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 12, n. 6, p. 4914–4925, 2021. Citado na página 22.
- CLARK-GINSBERG, A. What’s the difference between reliability and resilience. *Department of Homeland Security*. March, p. 1932–4537, 2016. Citado na página 30.
- CLARK, K.; WALLING, R.; MILLER, N. Solar photovoltaic (pv) plant models in pslf. In: IEEE. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2011. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 43.
- CONDEMAITA, J. W. C.; WILLIHANS, J. et al. *N-1 Multi-contingency transient stability constrained optimal power flow with discrete controllers using an AC branch flow MILP model: Um modelo de PLIM para o fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória multi-contingência N-1 com controles discretos utilizando a abordagem de fluxo em ramos*. Tese (Doutorado) — [sn], 2019. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- CÓRDOVA, S. et al. Frequency-constrained energy management system for isolated microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 13, n. 5, p. 3394–3407, 2022. Citado na página 21.
- CRUZ, J. W. et al. N- 1 multi-contingency transient stability constrained ac optimal power flow with volt/var controllers. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 188, p. 106526, 2020. Citado na página 52.
- EL-SHIMY, M. Dynamic security of interconnected electric power systems. *LAP Lambert Academic Publishing*, 2015. Citado na página 32.
- EREMIA, M.; SHAHIDEHPOUR, M. *Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. v. 92. Citado na página 43.
- FALAHI, M.; BUTLER-PURRY, K.; EHSANI, M. Dynamic reactive power control of islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 4, p. 3649–3657, 2013. Citado na página 22.
- FALCÃO, D. M. Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. *Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, v. 8, 2009. Citado na página 26.
- FARROKHABADI, M. et al. Microgrid stability definitions, analysis, and examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 35, n. 1, p. 13–29, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 29.
- FARROKHABADI, M. et al. Battery energy storage system models for microgrid stability analysis and dynamic simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 2, p. 2301–2312, 2017. Citado na página 36.
- FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. *Ampl. a modeling language for mathematical programming*. Thomson, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 61.
- GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. G.; GUERRA, J. Energia solar fotovoltaica sistemas conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções. *O setor Elétrico*, v. 83, 2012. Citado na página 40.

- GIRARDIER, R. de et al. Operational optimization of a microgrid with differential algebraic constraints. In: IEEE. *2019 IEEE Milan PowerTech*. [S.l.], 2019. p. 1–6. Citado na página 23.
- GONZALEZ-LONGATT, F. M.; RUEDA, J. L. *PowerFactory applications for power system analysis*. [S.l.]: Springer, 2014. Citado na página 26.
- GOUVEIA, J.; MOREIRA, C. L.; LOPES, J. A. P. Improving dynamic security in islanded power systems: Quantification of minimum synchronous inertia considering fault-induced frequency deviations. *Electricity*, MDPI, v. 4, n. 2, p. 114–133, 2023. Citado na página 31.
- GU, H.; YAN, R.; SAHA, T. K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 2, p. 1533–1543, 2017. Citado na página 30.
- HAJILU, N. et al. Power control strategy in islanded microgrids based on vf and pq theory using droop control of inverters. In: IEEE. *2015 International Congress on Electric Industry Automation (ICEIA 2015)*. [S.l.], 2015. p. 37–42. Citado na página 37.
- HANNA, B.; EL-SHAHAT, A. Optimal power flow for micro-grids. In: IEEE. *2017 IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC)*. [S.l.], 2017. p. 1–3. Citado na página 20.
- HATZIARGYRIOU, N. *Microgrids: architectures and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado na página 28.
- HATZIARGYRIOU, N. et al. Definition and classification of power system stability—revisited & extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2020. Citado na página 30.
- HUAMAN, J. F. *Modeling and dynamic analysis of microgrid using Typhoon HIL, case study: CAMPUSGRID= Modelagem e análise dinâmica de microrrede usando Typhoon HIL, estudo de caso: CAMPUSGRID*. Tese (Doutorado) — [sn], 2022. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 63.
- HUI, Q.; SHEN, J.; QIAO, W. Dynamic security analysis of electric power systems: Passivity-based approach and positive invariance approach. In: *Dynamic Systems and Control Conference*. [S.l.: s.n.], 2010. v. 44182, p. 193–200. Citado na página 30.
- IEEE. *IEEE standard for the specification of microgrid controllers*. [S.l.]: IEEE Piscataway, NJ, USA, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 9, 28 e 29.
- JAVADI, M.; GONG, Y.; CHUNG, C. Frequency stability constrained microgrid scheduling considering seamless islanding. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 37, n. 1, p. 306–316, 2021. Citado na página 22.
- KATIRAEI, F. et al. Microgrids management. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 54–65, 2008. Citado na página 20.
- KERIN, U. et al. Faster than real time: Dynamic security assessment for foresighted control actions. In: IEEE. *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. [S.l.], 2009. p. 1–7. Citado na página 30.

- KERIN, U.; LERCH, E. Dynamic security indication in power systems with large amount of renewables. In: IEEE. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–6. Citado na página 30.
- KHAVARI, F. et al. A comparison of centralized and decentralized energy-management models of multi-microgrid systems. In: IEEE. *2017 Smart Grid Conference (SGC)*. [S.l.], 2017. p. 1–6. Citado na página 29.
- KHAYAT, Y. et al. On the secondary control architectures of ac microgrids: An overview. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 35, n. 6, p. 6482–6500, 2019. Citado na página 29.
- KLJAJIĆ, R. et al. Microgrid stability: A review on voltage and frequency stability. In: IEEE. *2020 IEEE 3rd International Conference and Workshop in Óbuda on Electrical and Power Engineering (CANDO-EPE)*. [S.l.], 2020. p. 000047–000052. Citado na página 65.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 34.
- LASSETER, R. H. Microgrids. In: IEEE. *2002 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 02CH37309)*. [S.l.], 2002. v. 1, p. 305–308. Citado na página 20.
- LEE, J.-O.; KIM, Y.-S.; JEON, J.-H. Optimal power flow for bipolar dc microgrids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 142, p. 108375, 2022. Citado na página 20.
- LEVRON, Y.; GUERRERO, J. M.; BECK, Y. Optimal power flow in microgrids with energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3226–3234, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- LIEDERER, F. W. et al. Transient stability constrained optimal power flow considering fourth-order synchronous generator model and controls. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 213, p. 108667, 2022. Citado 4 vezes nas páginas 24, 32, 34 e 43.
- LIU, D. et al. Stochastic security-constrained optimal power flow for a microgrid considering tie-line switching. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 134, p. 107357, 2022. Citado na página 21.
- LÓPEZ, J. C. et al. Objetivos e desafios do projeto de p&d merge: Microgrids for efficient, reliable and greener energy. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020. Citado na página 61.
- LUO, X. et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, Elsevier, v. 137, p. 511–536, 2015. Citado na página 26.
- MACHOWSKI, J. et al. *Power system dynamics: stability and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 52.
- MARQUES, H. S. A. *Influência da Temperatura e Irradiância nos Parâmetros Elétricos de Módulos Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão – SE, Brasil, setembro 2020. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 41.

- MASHAYEKH, S.; BUTLER-PURRY, K. L. An integrated security-constrained model-based dynamic power management approach for isolated microgrids in all-electric ships. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 30, n. 6, p. 2934–2945, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- MASHAYEKH, S. et al. Security-constrained design of isolated multi-energy microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 3, p. 2452–2462, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- MEEGAHAPOLA, L. Microgrid stability definitions, analysis, and modeling (technical report pes-tr66). *IEEE Power and Energy Society (IEEE PES)*, IEEE Power and Energy Society, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 40.
- MILLER, N. W. et al. Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 mw wind turbine-generators for stability simulations. In: IEEE. *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491)*. [S.l.], 2003. v. 3, p. 1977–1983. Citado na página 42.
- MINANO, R. Z. *Optimal power flow with stability constraints*. Tese (Doutorado) — Ph. D. dissertation, Universidad de Castilla-La Mancha, 2010. Citado na página 31.
- MINCHALA-AVILA, L. I. et al. A review of optimal control techniques applied to the energy management and control of microgrids. *Procedia Computer Science*, Elsevier, v. 52, p. 780–787, 2015. Citado na página 20.
- MIRAFZAL, B.; ADIB, A. On grid-interactive smart inverters: Features and advancements. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 160526–160536, 2020. Citado na página 36.
- MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. *Introdução a sistemas de energia elétrica*. [S.l.]: Ed Unicamp, 1999. Citado na página 33.
- MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; AGELIDIS, V. G. Network topology independent multi-agent dynamic optimal power flow for microgrids with distributed energy storage systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3419–3429, 2016. Citado na página 20.
- MUHTADI, A. et al. Distributed energy resources based microgrid: Review of architecture, control, and reliability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 57, n. 3, p. 2223–2235, 2021. Citado na página 27.
- NAKIGANDA, A. M.; ARISTIDOU, P. Resilient microgrid scheduling with secure frequency and voltage transient response. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, 2022. Citado na página 22.
- NAKIGANDA, A. M.; CUTSEM, T. V.; ARISTIDOU, P. Microgrid operational optimization with dynamic voltage security constraints. In: IEEE. *2021 IEEE Madrid PowerTech*. [S.l.], 2021. p. 1–6. Citado na página 22.
- OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on smart grid*, IEEE, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 20, 28 e 29.
- ORBE, W. S. A. *Metodología para la sintonización de parámetros en modelos de sistemas de control de centrales eléctricas*. Bachelor’s thesis — Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2020. 169 páginas. Citado na página 33.

- PANDYA, S. B. et al. Multi-objective optimization framework for optimal power flow problem of hybrid power systems considering security constraints. *IEEE Access*, IEEE, v. 10, p. 103509–103528, 2022. Citado na página 20.
- PARK, R. H. Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part i. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, IEEE, v. 48, n. 3, p. 716–727, 1929. Citado na página 34.
- POURBEIK, P. *Technical update-wind and solar PV modeling an model validation*. [S.l.], 2012. Citado na página 33.
- QUADROS, R. *Contribuições ao planejamento, projeto e implantação de microrredes CA no contexto brasileiro: Caso Campusgrid-Unicamp*. Tese (Doutorado) — Ph. D. thesis, Universidade Estadual de Campinas, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 62.
- RAMASUBRAMANIAN, D. et al. Simulation of 100% inverter-based resource grids with positive sequence modeling. *IEEE Electrification Magazine*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 62–71, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 37.
- RAMASUBRAMANIAN, D. et al. Converter model for representing converter interfaced generation in large scale grid simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 32, n. 1, p. 765–773, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 9, 37 e 43.
- RAO, R. V.; SAVSANI, V. J.; VAKHARIA, D. Teaching–learning-based optimization: an optimization method for continuous non-linear large scale problems. *Information sciences*, Elsevier, v. 183, n. 1, p. 1–15, 2012. Citado na página 20.
- ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 42.
- RODRÍGUEZ, F. A. Applications of transient stability constrained optimal power flow in systems with high penetration of renewable energy and storage. 2019. Citado na página 26.
- SALEHI, V.; MOHAMED, A.; MOHAMMED, O. A. Implementation of real-time optimal power flow management system on hybrid ac/dc smart microgrid. In: IEEE. *2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–8. Citado na página 22.
- SANTOS, L. H. S. et al. *Modelagem e simulação das microrredes piloto do projeto MERGE-UNICAMP*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia . . . , 2022. Citado 3 vezes nas páginas 9, 27 e 28.
- SARFI, V.; LIVANI, H. A novel multi-objective security-constrained power management for isolated microgrids in all-electric ships. In: IEEE. *2017 IEEE Electric Ship Technologies Symposium (ESTS)*. [S.l.], 2017. p. 148–155. Citado na página 20.
- SARFI, V.; LIVANI, H. An economic-reliability security-constrained optimal dispatch for microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 6777–6786, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 20, 22 e 27.
- SAUER, P. W.; PAI, M. A.; CHOW, J. H. *Power system dynamics and stability: with synchrophasor measurement and power system toolbox*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2017. Citado na página 34.

- SHI, W. et al. Distributed optimal energy management in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 1137–1146, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 27.
- SHUAI, Z. et al. Microgrid stability: Classification and a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 58, p. 167–179, 2016. Citado na página 27.
- SILVA, J. A. A. et al. An iot-based energy management system for ac microgrids with grid and security constraints. *Applied Energy*, Elsevier, v. 337, p. 120904, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 63.
- TEEPARTHI, K.; KUMAR, D. V. Grey wolf optimization algorithm based dynamic security constrained optimal power flow. In: IEEE. *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*. [S.l.], 2016. p. 1–6. Citado na página 21.
- VAHEDIPOUR-DAHRAIE, M. et al. Optimal scheduling of distributed energy resources and responsive loads in islanded microgrids considering voltage and frequency security constraints. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, AIP Publishing, v. 10, n. 2, 2018. Citado na página 21.
- VASQUEZ, J. C. et al. Hierarchical control of intelligent microgrids. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, IEEE, v. 4, n. 4, p. 23–29, 2010. Citado na página 20.
- VERGARA, P. P. et al. Optimal operation of unbalanced three-phase islanded droop-based microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 928–940, 2017. Citado na página 29.
- WÄCHTER, A.; BIEGLER, L. T. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Mathematical programming*, Springer, v. 106, p. 25–57, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 61.
- WANG, Y.; ROUSIS, A. O.; STRBAC, G. On microgrids and resilience: A comprehensive review on modeling and operational strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 134, p. 110313, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 30.
- XIA, Y.; CHAN, K. W. Dynamic constrained optimal power flow using semi-infinite programming. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 21, n. 3, p. 1455–1457, 2006. Citado na página 21.
- ZEB, K. et al. Faults and fault ride through strategies for grid-connected photovoltaic system: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 158, p. 112125, 2022. Citado na página 54.
- ZHANG, W. et al. Robust security constrained-optimal power flow using multiple microgrids for corrective control of power systems under uncertainty. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 13, n. 4, p. 1704–1713, 2016. Citado na página 21.
- ZHANG, X.; DUNN, R.; LI, F. Stability constrained optimal power flow for the balancing market using genetic algorithms. In: IEEE. *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491)*. [S.l.], 2003. v. 2, p. 932–937. Citado na página 32.
- ZIA, M. F.; ELBOUCHIKHI, E.; BENBOUZID, M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied energy*, Elsevier, v. 222, p. 1033–1055, 2018. Citado na página 27.