



Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEL
Associação ampla UFSJ / CEFET-MG

Estimador de Estados baseado no Critério de Máxima Correntropia para Microrredes Ilhadas

Pedro Fernandes Nogueira

Orientador: Prof. Wesley Peres, D.Sc.

São João del-Rei, 18 de Janeiro de 2024.



Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEL

Associação ampla UFSJ / CEFET-MG

Estimador de Estados baseado no Critério de Máxima Correntropia para Microrredes Ilhadas

Pedro Fernandes Nogueira

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

Orientador: Prof. Wesley Peres, D.Sc.

São João del-Rei, 18 de Janeiro de 2024.

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

N778e Nogueira, Pedro Fernandes.
Estimador de Estados baseado no Critério de
Máxima Correntropia para Microrredes Ilhadas / Pedro
Fernandes Nogueira ; orientador Wesley Peres. --
São João del-Rei, 2024.
53 p.

Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica) -- Universidade Federal de São
João del-Rei, 2024.

1. Estimação de Estados. 2. Microrredes Ilhadas.
3. Critério da Máxima Correntropia. 4. Rejeição de
Erros Grosseiros. 5. Medições Fasoriais
Sincronizadas. I. Peres, Wesley , orient. II. Título.

Estimador de Estados baseado no Critério de Máxima Correntropia para Microrredes Ilhadas

Pedro Fernandes Nogueira

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

Apresentada em janeiro de 2024:

Prof. Wesley Peres, D.Sc. (Orientador)
Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Igor Delgado de Melo, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Eduardo Moreira Vicente, D.Sc.
Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Raphael Paulo Braga Poubel, D.Sc.
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

São João del-Rei, 18 de Janeiro de 2024.

*Dedico este trabalho à minha família pelo amor e suporte incondicional, e por me ensinarem
que na vida tudo tem o seu tempo.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a Deus, por me dar forças, disciplina e persistência para encarar esse desafio de mente e coração abertos. Por me mostrar que apesar das dificuldades, essa era uma batalha que deveria fazer parte da minha vida, por me trazer uma quantidade inestimável de aprendizado e uma oportunidade incrível de crescimento pessoal e profissional.

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos ao meu orientador, Professor Wesley, por me proporcionar uma experiência de aprendizado única e gratificante. Sem os seus ensinamentos, apoio, dedicação e paciência não seria possível seguir essa caminhada. Suas inestimáveis supervisões, contribuições e apoio contínuo me ofereceram uma profunda compreensão do mundo acadêmico e sempre levarei comigo tudo que aprendi nesse tempo que trabalhamos juntos.

Agradeço à minha família, principalmente aos meus pais, Belonir e Edna, e meu irmão, Samuel, pelo amor incondicional, e por estarem sempre ao meu lado nos momentos bons e nos ruins. Minha família é a parte mais importante da minha vida e se hoje estou sendo capaz de realizar esse sonho, é porque vocês estavam comigo nessa trajetória .

Ao meu amigo da graduação e agora também, meu amigo que me acompanhou nessa trajetória de mestrado na UFSJ, Jurandir. Já são anos de parceria, desde 2014, fazendo parte da minha vida como amigo e irmão nos momentos pessoais, e como parceiro incondicional na minha trajetória acadêmica. Agradeço muito por todos os ensinamentos, parcerias, risadas e por ter feito parte dessa etapa que vamos concluir da mesma forma que começamos, juntos.

Agradeço também às pessoas da MRV que me possibilitaram vencer essa etapa, principalmente Mateus, Alexei e Renata, os quais confiaram no meu trabalho e dedicação desde o momento que comecei a trabalhar na MRV, e com muita compreensão e cooperação foram fundamentais durante o período do meu mestrado.

Por último, agradeço à UFSJ, CNPq, FAPEMIG, CAPES e outras instituições de fomento

pelo importante papel que desempenham na valorização da pesquisa nacional.

"Serenos é quem tem a paz de estar em par com Deus."

Marcelo Camelo

Resumo

O presente trabalho apresenta uma metodologia para a estimação de estados em microrredes ilhadas, considerando a frequência em regime permanente como variável de estado. A microrrede apresenta uma topologia radial, com 33 barras e é composta por geradores despacháveis operando em controle de *droop*. O estimador é formulado como um problema de otimização baseado no Critério de Máxima Correntropia (*Maximum Correntropy Criterion* - MCC) considerando injeções de potência como restrições de desigualdade para garantia de observabilidade. O plano de medição é composto por medições fasoriais sincronizadas, isto é, são utilizadas medidas de Unidades de Medição Fasorial Sincronizadas bem como informações das gerações despacháveis. A geração das medidas é realizada a partir da solução de um FPO para minimização de perdas. Os resultados das simulações, na presença de erros grosseiros simples, são comparados com aqueles providos pelo estimador baseado no método dos Mínimos Quadrados Ponderados (*Weighted Least Squares* - WLS), mostrando sua capacidade de supressão automática de erros. Portanto, o estimador pelo Critério de Máxima Correntropia opera como uma ferramenta para tratamento dos erros, ou seja, isola o efeito do erro grosseiro ao longo do processo.

Palavras-chave: Estimação de Estados, Microrredes Ilhadas, Critério da Máxima Correntropia, Rejeição de Erros Grosseiros, Medições Fasoriais Sincronizadas.

Abstract

This dissertation presents a methodology for state estimation in a 33-bus islanded radial microgrids, and incorporating steady-state frequency as a state variable. The focus is on dispatchable generators operating under droop control mode. The proposed estimator is framed as an optimization problem, utilizing the Maximum Correntropy Criterion (MCC) and considering nodal power injections as pseudo-measurements to ensure system observability. It integrates synchronized measurements from Phasor Measurement Units (PMUs) with generation data from dispatchable generators. Initially, an Optimal Power Flow (OPF) algorithm generates measurements and minimizes power losses. The performance of the proposed MCC-based approach is compared with a Weighted Least Squares-based estimator (WLS), demonstrating superior capability in rejecting bad data.

Keywords: State Estimation, Islanded Microgrids, Maximum Correntropy Criterion, Bad Data Rejection, Phasor Measurements.

Lista de Figuras

3.1	Ilustração da características de <i>droop</i> $P - f$ e $Q - V$	18
3.2	Esquema de medição considerado.	23
4.1	Microrrede ilhada de 33 barras	30
4.2	Microrrede ilhada de 33 barras com as PMUs	34
4.3	Magnitude de tensão das barras do sistema	36
4.4	Corrente real nos ramos do sistema	36
4.5	Corrente imaginária nos ramos do sistema	37
4.6	Tensão nas barras com aplicação de erro simples no ramo 1	38
4.7	Tensão nas barras com aplicação de erro simples no ramo 5	38
4.8	Corrente real nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 1	39
4.9	Corrente imaginária nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 1	40
4.10	Corrente real nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 5	41
4.11	Corrente imaginária nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 5	42

Lista de Tabelas

4.1	Limites das variáveis do FPO	31
4.2	Parâmetros das unidades geradoras	32
4.3	Tensão polar nas barras obtidos via FPO	32
4.4	Corrente retangular nos ramos obtidos via FPO	33
4.5	Medidas coletadas pela PMU	34
4.6	Resposta das fobs sem erros de medição	35
4.7	Erros simples de corrente	37
4.8	Resultados da FOB para erros simples de corrente	43

Lista de Símbolos e Siglas

σ : Constante que controla a janela de Parzen.

P_{gm} : Potência ativa gerada na barra m (kW).

Q_{gm} : Potência reativa gerada na barra m (kW).

s_{pm} : Coeficiente de droop de potência ativa do gerador m .

s_{qm} : Coeficiente de droop de potência reativa do gerador m .

f_m^{vz} : Frequência a vazio da unidade de geração m (Hz).

f_{mg} : Frequência de operação da microrrede (Hz);

V_m^{vz} : Tensão a vazio da unidade de geração m (pu).

V_m : Tensão de operação na barra de geração m (pu).

$F(x)$: Função objetivo.

$h(x)$: Conjunto de restrições igualdade.

$g(x)$: Conjunto de restrições desigualdade.

lb : Limites mínimos das variáveis.

ub : Limites máximos das variáveis.

Ω_L : Conjunto de ramos do sistema.

g_{km} : Condutância do ramo.

θ_{km} : Abertura angular.

S_{gk}^{\max} : Limite de potência aparente da unidade de geração (kVA).

Lista de Abreviações

AMI: Infraestruturas de Medição Avançadas (*Advanced Metering Infrastructure*)

EE: Estimação de Estados

FPO: Fluxo de Potência Ótimo

GDs: Geradores Distribuídos

MCC: Critério de Máxima Correntropia (*Maximum Correntropy Criterion*)

MG: Microrrede

MQP: Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (*Weighted Least Square - WLS*)

PMU: *Phasor Measurement Unit* (Unidades de Medição Fasorial Sincronizadas)

SAE: Sistemas de Armazenamento de Energia

SCADA: Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

SE: Subestação

SEP: Sistema Elétrico de Potência

UMFS: Unidades de Medição Fasorial Sincronizadas

WLS: *Weighted Least Square*

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Contribuições	2
1.3	Publicações Decorrentes da Pesquisa	3
1.4	Estrutura do Texto	3
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Considerações Iniciais	5
2.2	Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão	5
2.3	Tipos de Medidas Consideradas	8
2.3.1	Medidas Tradicionais ou Não Sincronizadas	8
2.3.2	Medidas Fasoriais Sincronizadas	8
2.3.3	Medidas advindas de smart meters sincronizados por protocolo NTP	9
2.4	Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição	9
2.5	Estimação de Estados em Microrredes	12
2.6	Processamento de Erros	13
2.7	Estimação baseada no Conceito de Máxima Correntropia	14
2.8	Considerações Finais	15
3	Metodologia	17
3.1	Considerações Iniciais	17
3.2	Fluxo de Potência Ótimo para Minimização de Perdas e Geração de Medidas	17
3.2.1	Características de Droop	18

3.2.2	Fluxo de Potência Ótimo	19
3.2.3	Geração de Medidas para o Estimador	22
3.3	Esquema de Medição Considerado	22
3.4	Formulação Geral do Problema de Otimização para Estimação	26
3.5	Função Objetivo da Máxima Correntropia	27
3.6	Função Objetivo dos Mínimos Quadrados Ponderados	28
3.7	Considerações Finais	28
4	Resultados	29
4.1	Considerações Iniciais	29
4.2	Descrição do Sistema 33 Barras	29
4.3	Solução do Fluxo de Potência Ótimo	30
4.3.1	Limites das Variáveis	30
4.3.2	Solução do Fluxo de Potência Ótimo	31
4.4	Plano de Medição Considerado	33
4.5	Execução do Estimador sem Erros de Medição	35
4.6	Execução do Estimador com Erros Grosseiros de Medição	35
4.7	Considerações Finais	43
5	Conclusões	45
5.1	Considerações Finais	45
5.2	Propostas de Continuidade	46
	Referências Bibliográficas	49

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Microrredes são sistemas de energia que podem operar de forma ilhada ou conectadas à uma rede principal. Esses sistemas são constituídos por unidades de geração distribuídas despacháveis (como uma pequena central hidrelétrica), ou não despacháveis (como painéis solares e turbinas eólicas), sistemas de armazenamento de energia (SAE), cargas controláveis ou não controláveis e dispositivos de controle. Esses sistemas operam em baixa e média tensão, além de ter a capacidade de operar em corrente alternada, contínua ou híbrida [1].

No caso de microrredes operando conectadas, ou seja, não ilhadas, a rede principal terá a capacidade de efetuar o balanço de potência, suprindo as variações de carga e as perdas. Pelo fato de estar conectada, o sistema principal também atuará no controle da frequência da microrrede, mantendo no valor nominal de operação da rede (50 ou 60 Hz), com as unidades de geração operando no modo PQ, ou seja, injetando potência na rede [2].

Quando operando ilhadas, o controle de frequência e tensão é realizado dentro da própria microrrede. As unidades de geração despacháveis operam no modo *droop*, isto é, compartilhando as variações de potência conforme suas características de *droop* de frequência $P - f$ e tensão $Q - V$. No entanto, os geradores não despacháveis, operam injetando um determinado valor de potência na rede, não exercendo nenhuma função de controle ou regulação [1, 2].

O desenvolvimento da geração distribuída e a possibilidade de operação de sistemas de forma ilhada, torna necessário o desenvolvimento de ferramentas para controlar e monitorar a operação dessas microrredes ilhadas. É importante mencionar que, geralmente, os sistemas de distribuição não possuem a mesma quantidade de sistemas de monitoramento quando compa-

rados a sistemas de transmissão, devido ao elevado custo. Os sistemas de monitoramento são extremamente importantes para auxiliar na tomada de decisões que minimize perdas, custos, e atue no controle da frequência, por exemplo, evitando discrepâncias em relação à nominal. Uma ferramenta importante para o monitoramento e a operação e que auxilia na tomada de decisões e controle, é o estimador de estados.

A estimação de estados é uma ferramenta que auxilia no monitoramento do sistema de potência, a qual fornece uma estimativa dos estados operativos da rede baseado no conhecimento prévio de sua topologia e das informações de um número otimizado de medidores alocados ao longo do sistema [3]. Para sistemas de transmissão, as técnicas de estimação estão bem consolidadas. Os principais desafios para a estimação em sistemas de distribuição passa pelo número limitado de medidores, por ser financeiramente oneroso distribuir medidores por todo o sistema. Portanto, é necessário alocar esses medidores em posições estratégicas [4].

Na estimação de estados é comum a incidência de erros nas medidas coletadas. Tais erros podem ser de pequena magnitude (que não interferem significativamente no processo de estimação) e de grande magnitude (erros grosseiros). O tratamento adequado de erros grosseiros é essencial para garantir a conformidade das informações coletadas [4]. O tratamento desses erros pode ser feito por meio do método dos Resíduos Normalizados (mais empregado) ou por meio de técnicas que visam isolar o efeito do erro durante o processo de estimação. Uma dessas técnicas é o Critério da Máxima Correntropia, na qual os efeitos do erro são isolados durante o processo [5].

1.2 Contribuições

Esta dissertação tem como propósito o desenvolvimento de um estimador de estados para microrredes ilhadas, com a presença de unidades de geração despacháveis, de modo que esse estimador trate os erros grosseiros e considere os efeitos da variação de frequência em regime permanente.

Além disso, elenca-se os objetivos específicos:

1. Analisar a estimação de estados em microrredes considerando o efeito de *droop* nas unidades de geração (variação da frequência em regime permanente).
2. Aplicação do método de Máxima Correntropia para tratamento de erros simples.

3. Inserção de medidores em algumas barras do sistema, com a finalidade de coletar medições fasoriais (tensão, corrente e frequência) bem como medições de potência nos geradores despacháveis.
4. Tratar as injeções de potência como pseudomedidas para garantia de observabilidade através de restrições de desigualdade.
5. Utilizar um Fluxo de Potência Ótimo para minimização de perdas em microrredes ilhadas para geração das medidas a serem entregues no processo de estimação de estados.

1.3 Publicações Decorrentes da Pesquisa

O seguinte trabalho foi publicado e apresentado em um evento científico ao longo do desenvolvimento desta dissertação, decorrente da pesquisa:

- NOGUEIRA, P. F. ; PERES, W. ; RABELO, L. M. . Estimador baseado no Critério de Máxima Correntropia para Microrredes Ilhadas. In: XVI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente e X Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBAI-SBSE 2023), 2023, Manaus. Anais do SBAI-SBSE 2023, 2023.

1.4 Estrutura do Texto

O presente trabalho é composto por mais quatro capítulos, além deste que apresenta a contextualização do problema.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre a estimação de estados em sistemas de transmissão, distribuição e em microrredes, com ênfase na estimação para microrredes ilhadas considerando a inserção de erros e a utilização do Método da Máxima Correntropia.

O Capítulo 3 traz a metodologia desenvolvida. Inicialmente, detalha-se a formulação do Fluxo de Potência Ótimo para minimização de perdas em microrredes ilhadas, utilizado para a geração de medidas. Em seguida, apresenta-se a formulação do estimador baseado no Critério da Máxima Correntropia. O estimador baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados também é discutido.

O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos com a execução dos métodos no sistema teste do IEEE de 33 Barras.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do estudo e as propostas de continuidade.

Revisão Bibliográfica

2.1 Considerações Iniciais

A elaboração deste trabalho priorizou o estudo de estimação de estados em microrredes ilhadas, tratadas como sistemas de distribuição com a inserção de unidades de geração despacháveis operando em *droop* de frequência. No entanto, antes de implementar a estimação de estados nas microrredes ilhadas é necessário passar por outras vertentes nas quais a estimação de estados foi utilizada para analisar o comportamento dos sistemas de potência.

As pesquisas abrangendo estimação de estados são amplamente difundidas no meio acadêmico principalmente se tratando de sistemas de transmissão. Para sistemas de distribuição é crescente a realização de estudos considerando estimadores de estados, principalmente com o aumento do enfoque em *smartgrids*. Devido à existência de diversos estudos abrangendo este tema, o presente capítulo busca detalhar as referências utilizadas na implementação das simulações além de destacar a contribuição científica que este estudo fornece, que trata da estimação de estados em microrredes ilhadas, considerando o Conceito da Máxima Correntropia. Portanto, estão descritas as referências tratando-se de estimação de estados em sistemas de transmissão, distribuição e microrredes. Considera também as pesquisas que tratam da inserção de erros e da implementação do Conceito da Máxima Correntropia.

2.2 Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão

As primeiras pesquisas relacionadas a estimação de estados ocorreram por volta de 1970, nos trabalhos de [6] e [7]. A estimação é uma ferramenta que utiliza o Método dos Mínimos

Quadrados Ponderados, com o objetivo de fornecer uma estimativa de estados operativos do sistema. Para isso, é necessário ter um conhecimento prévio da topologia do sistema, que são obtidos a partir das informações fornecidas pelos medidores instalados em campo. Vale salientar que a determinação de um número adequado de medidores em posições estratégicas do sistema também são fatores extremamente importantes para a estimação de estados. Com base nos resultados obtidos, pode-se fazer o gerenciamento, controle e supervisão, estabelecidos pelo Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA*).

O processo de estimação de estados em sistemas de energia envolve o processamento da topologia do sistema, a análise da observabilidade da rede, a solução do algoritmo de estimação propriamente dito e o processamento de dados não coerentes [8]. A estimação de estados em sistemas de transmissão pode ser descrita na sequência:

- Processador da topologia da rede: está associado aos dados coletados de ligações entre elementos da rede sendo obtidas por meio da matriz Y_{barra} e pela coleta de medidas digitais oriundas dos status dos disjuntores e chaves;
- Análise de observabilidade: há a possibilidade de ser por um método numérico ou topológico, sendo que, o método numérico é mais empregado e tem o papel de definir a melhor alocação de medidores ao longo do sistema de potência que está sendo monitorado;
- Solução do algoritmo de estimação de estados: o método mais utilizado é o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP, em inglês, *Weighted Least Square - WLS*);
- Processamento de dados espúrios (erros grosseiros): durante o processo de medição é possível que sejam coletadas informações não coerentes, provenientes de erros. A existência desses erros faz parte do processo de medição, e a natureza desses erros precisa ser conhecida, pois eles devem ser detectados, identificados e eliminados.

Para a estimação de estados em sistemas de transmissão, o modelo de medição mais adotado é o MQP, o qual é representado por um modelo barra-ramo e considerando o processamento de medidas provenientes do SCADA. Considerando um sistema de N barras e m medidas, o modelo de medição que relaciona as quantidades medidas e as variáveis de estado é dado por (2.1):

$$z_m = h_m(x) + \eta_m \quad (2.1)$$

Em que:

- z_m : vetor de medidas de ordem $m \times 1$;
- $h_m(x)$: vetor $m \times 1$ de funções não lineares que relaciona as medidas às variáveis de estado;
- η_m : vetor de ordem $m \times 1$ constituído pelos erros aleatórios de medição;
- x : vetor $n \times 1$ de estados do sistema, composto por N termos correspondentes às magnitudes de tensões de cada barra e $N - 1$ termos correspondentes aos ângulos das barras ($n = 2N - 1$).

Presume-se que os erros das medidas são aleatórios, possuem distribuição Gaussiana (Normal) com média zero e não são correlacionados, o que torna a matriz de covariância das medidas R_m diagonal de dimensão $m \times m$, conforme (2.2).

$$E\{\eta_m\} = 0; E\{\eta_m \eta_m^T\} = R_m \quad (2.2)$$

Em que:

- $E\{\cdot\}$: operador expectância.

A utilização do método MQP para estimação de estados visa a minimização da função representada pela equação (2.3). O vetor de estados estimados visa à minimização da soma ponderada dos quadrados dos resíduos de estimação.

$$J_{MQP}(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \frac{[z_{m,i} - h_{m,i}(x)]^2}{R_{m,ii}} \quad (2.3)$$

Vale ressaltar que J_{MQP} é a função objetivo. A diferença entre $z_{m,i}$ e $h_{m,i}$, respectivamente os i -ésimos termos dos vetores z_m e h_m , é chamada de resíduo de estimação da medida i e $R_{m,ii}$ é o i -ésimo termo diagonal da matriz de covariância das medidas R_m , correspondendo à variância da medida i .

2.3 Tipos de Medidas Consideradas

Nesta parte do capítulo serão discutidos os tipos de medidas considerados pelos estimadores de estados para sistemas de transmissão, das quais tem-se as medidas tradicionais e as medidas fasoriais sincronizadas.

2.3.1 Medidas Tradicionais ou Não Sincronizadas

As medidas tradicionais ou medidas não sincronizadas podem fornecer informações de diversas naturezas, como: medidas de fluxo de potência ativa e reativa nos ramos, medidas de magnitudes de tensão, medidas de injeção de potência ativa e reativa nas barras. As medidas de magnitude de corrente nos ramos também podem ser utilizadas, principalmente se tratando de sistemas de distribuição [9]. Importante destacar que essas medidas são provenientes do sistema SCADA.

As medidas de injeção de potência podem ser caracterizadas como **Medidas de Tempo-real**, **Pseudomedidas** e **Medidas de Injeção de Potência Nula** [3]. As **Medidas de Tempo-real** são as medidas coletadas por medidores de injeção de potência alocados nas barras do sistema. Esse tipo de medida é comumente utilizado por estimadores de estado para sistemas de transmissão. As **Pseudomedidas** são utilizadas com o objetivo de garantir a observabilidade do sistema, as quais são valores de injeção de potência baseados nos dados históricos de consumo de energia. Esse tipo de medida é amplamente utilizado para estimação em sistemas de distribuição [10]. Por fim, as **Medidas de Injeção de Potência Nula** são dados que não precisam de medição para o seu conhecimento, podendo citar como exemplo a potência nula injetada em barras de passagem.

2.3.2 Medidas Fasoriais Sincronizadas

As medidas fasoriais sincronizadas são os fasores de tensão e corrente oriundos das Unidades de Medição Fasorial Sincronizadas (UMFS). Usualmente, considera-se que cada UMFS tem a capacidade de medir, além da frequência, o fasor de tensão na barra em que está posicionada e também os fasores de corrente em todos os ramos incidentes nesta mesma barra [11].

2.3.3 Medidas advindas de smart meters sincronizados por protocolo NTP

Os smart meters (medidores inteligentes) são dispositivos que coletam informações do sistema no ponto em que estão posicionados, como nível de tensão ou frequência de operação. Eles são projetados para fornecer leituras precisas e também podem ser integrados a sistemas de gerenciamento de energia mais amplos.

O Network Time Protocol (NTP, em português, Protocolo de Tempo para Redes) é o padrão que permite a sincronização dos relógios dos dispositivos de uma rede como servidores, estações de trabalho, roteadores e outros equipamentos à partir de referências de tempo confiáveis. Ele é comumente usado para garantir que os dispositivos tenham uma referência de tempo comum e estejam sincronizados.

No contexto de smart meters, a sincronização por meio do NTP pode ter várias vantagens, como maior precisão nas leituras, facilita na coordenação da rede, auxilia na resolução de problemas, além de auxiliar no controle de eventos temporizados.

2.4 Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição

Nas seções anteriores foram discutidos os principais aspectos envolvendo estimação de estados em sistemas de transmissão. Por outro lado, também existe uma quantidade significativa de estudos direcionados à estimação de estados em sistemas de distribuição. No entanto, a forma como a estimação de estados é tratada nos sistemas de transmissão é divergente da maneira como é trabalhada em sistemas de distribuição devido a diferenças entre esses sistemas [10].

Tratando do aspecto construtivo e operacional, alguns fatores podem ser considerados para diferenciar os sistemas de transmissão dos sistemas de distribuição [12] e [13]. Primeiramente, tratando-se da carga, os sistemas de distribuição são desbalanceados, além de que, as cargas nos condutores de alimentação podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Outra característica que também deve ser levada em consideração é o fato do sistema ser desequilibrado do ponto de vista da rede elétrica, ou seja, os alimentadores não são transpostos. A baixa relação X/R nos sistemas de distribuição também é outro fator, podendo implicar em problemas de convergência nos estimadores convencionais.

O fato dos sistemas de distribuição geralmente serem sistemas com operação radial também é um diferencial para os sistemas de transmissão, que geralmente operam em malha [14]. Por

fim, destaca-se o fato das redes de distribuição estarem mais propícias a sofrerem alterações de topologia devido ao problema de reconfiguração, por exemplo [15].

Partindo para o aspecto da estimação de estados, o primeiro ponto a ser levantado é o número limitado de medidores para os sistemas de distribuição, sendo insuficientes para garantir a observabilidade da rede além de garantir o processamento de erros grosseiros nas medidas [10]. Normalmente os medidores estão posicionados na saída da subestação e em alguns poucos pontos ao longo da rede. Para o processo de estimação, com o objetivo de garantir a observabilidade, são consideradas pseudomedidas de injeção de potência nas barras de carga do sistema. Essas pseudomedidas possuem baixa precisão pois são valores baseados em valores históricos, o que pode contaminar o valor do estado estimado.

No trabalho proposto por [9], com o uso de medições em tempo real, foi proposto um método trifásico para aperfeiçoamento das informações de monitoramento, ao passo que, a resposta do estimador de estados se mostrou mais confiável, indicando boas características de convergência. Vale salientar que as medições de fluxo de potência se mostraram mais eficientes para a identificação de erros grosseiros.

No ano de 1995, [16] apresentou um método mais eficiente que os métodos de EE convencionais baseados em tensão de nó. O trabalho trata de estimadores de estado trifásicos baseado em correntes das ramificações na forma retangular. Essa metodologia é ajustada para sistemas de distribuição radiais, no entanto, também é eficiente para cenários de sistemas de distribuição que possuam poucas malhas.

A pesquisa desenvolvida por [17] implementa uma metodologia que explora a natureza radial dos sistemas de distribuição, fazendo uso de um modelo de ajuste de carga baseado no algoritmo de fluxo de potência de Gauss-Seidel. Importante destacar que esse método considera disponível dados históricos e medições sincronizadas, ao passo que, incorpora todas as medidas disponíveis para estimar o estado operativo da rede, sendo uma metodologia simples de aderir a diferentes tipos de informações das redes de distribuição.

Em [18] é proposto uma otimização híbrida por enxame de partículas, com o objetivo de estimar de maneira prática os estados de sistemas de distribuição. Essa metodologia leva em conta propriedades não lineares de equipamentos e uma quantidade limitada de medições. No entanto, possui a capacidade de estimar valores de carga e as injeções de geração distribuídas em cada nó, por meio da minimização entre as tensões e correntes medidas e calculadas.

O estudo de [19] trabalha com a inserção de medidas de tensão em um algoritmo de estimação de estados baseado em corrente de ramificação. A inclusão dessas medições de tensão tem o objetivo de melhorar a precisão do estimador de estados visto que as medições de tensão estão disponíveis em larga escala.

O trabalho de [20] busca utilizar novas informações disponíveis com o auxílio das Infraestruturas de Medição Avançadas (em inglês, *Advanced Metering Infrastructure - AMI*) para monitoramento e controle da rede de distribuição. Esses medidores inteligentes são aptos a fornecerem maior redundância de medições, além de obter medições de tensão e demandas de energia de consumidores, auxiliando na melhora da precisão do estimador.

Em [21], foi apresentado um estimador de estados que considera a corrente nos ramos do sistema com a inserção de medições fasoriais sincronizadas de PMUs. O código implementado se mostrou eficaz na estimação de estados de sistemas de distribuição usando medições diferentes comparando estimadores em coordenada polar ou retangular. Observa-se uma maior precisão com o uso de medições fasoriais, além de uma maior eficiência quando empregado em coordenadas retangulares, para a situação de medições limitadas. Vale salientar que casos de sistemas de distribuição radiais, pouco malhados e com unidades de geração distribuída são simulados com o auxílio de medições sincronizadas como insumo para o EE.

Em [22], o método trabalhado considera correntes das ramificações como variáveis de estados dadas em coordenadas retangulares. Unidades de Medição Fasoriais Sincronizadas distribuídas por um sistema de distribuição radial, coletam as medidas de corrente e tensão das ramificações. Por outro lado, nos barramentos sem medidores, as pseudomedidas de carga são consideradas como conjunto de restrições de desigualdade com limites superior e inferior definidos. Por meio de uma modificação no método de otimização de pontos interiores com barreira de segurança, as cargas de cada fase passam a ser consideradas operando próximo dos seus limites.

Essa revisão bibliográfica teve o objetivo de detalhar o estado atual da arte com relação a pesquisas direcionadas para estimação de estados em sistemas de distribuição, mostrando os avanços alcançados e as possibilidades de expansão dos estudos, sendo as microrredes ilhadas um campo de pesquisa que tem muito que ainda tem muito campo para ser explorado.

2.5 Estimação de Estados em Microrredes

Nesta seção, o objetivo será descrever o estado da arte das pesquisas direcionadas para estimação de estados em microrredes. Os primeiros trabalhos tratam de microrredes conectadas a uma rede principal, que não consideram o efeito do controle em *droop*, visto que a frequência se mantém constante devido ao balanço de potência realizado pela rede principal. O estudo de [23] apresenta um EE monofásico descentralizado, sendo que são consideradas diversas microrredes interconectadas. A metodologia é baseada no método MQP e pseudomedidas de carga são utilizadas para garantir a observabilidade do sistema. Em [24] também é realizada a estimação generalizada, sendo que são utilizadas medições fasoriais. O trabalho [25] tem por metodologia a estimação de estados em microrredes não ilhadas, ao passo que os sistemas de medição existentes sejam complementados com a adição de novas medições em tempo real e o uso de estimativas de carga. O artigo [26] trata de uma estimação de estados robusta e descentralizada com o uso de UMFs de redes de distribuição ativas incorporando as microrredes.

No artigo [27], é proposto um estimador trifásico que utiliza as correntes nos ramos como variáveis de estado. Vale salientar que, apesar de ser implementado o cenário de uma rede ilhada, é suposta a presença de uma unidade de geração distribuída capaz de suprir todas as variações de potência da rede. Tal premissa permite que a frequência seja considerada constante em ilhamento e não pode ser aplicada para situações reais, devido ao limite operativo das GDs.

Em [28] é proposto um método de estimação de estados no qual a frequência não é mantida constante na operação ilhada, ou seja, é considerada uma das variáveis de estado, ao passo que, na ocasião de violação desta grandeza, ajustes serão realizados nas potências de saída das unidades de geração e cargas do sistema. A pesquisa de [29] propõe um estimador dinâmico de estados utilizando o Filtro de Kalman, sendo que, o controle das potências das GDs é realizado com base nos valores estimados.

Por fim, uma metodologia de estimação baseada no método dos mínimos quadrados ponderados é proposta em [30] para microrredes ilhadas considerando o efeito de *droop* de frequência, pseudomedidas modeladas como restrições de desigualdade para garantia da observabilidade e a frequência como uma das variáveis de estado. São consideradas medições fasoriais e este trabalho é a base da presente dissertação.

2.6 Processamento de Erros

No processo de estimação de estados a finalidade é estimar o estado operativo mais provável da rede supondo erros aleatórios provenientes de medidores instalados em campo. Os erros aleatórios são frequentemente citados na literatura como ruídos ou interferências durante o processo de aquisição de dados, tendo a capacidade de afetar os valores das medições [4]. Vale salientar que qualquer medição elétrica efetuada na prática estará sujeita a esse tipo de erro, sendo necessários sistemas capazes de filtrar essas incoerências.

Outro tipo de erro comum nos processo de medição são os erros grosseiros, também conhecidos como *bad data*. As metodologias tradicionais de estimação de estados não possuem a capacidade de filtrar os erros grosseiros, o que afeta de forma significativa o desempenho do algoritmo. Portanto, durante o processo de estimação, é necessário identificar qual medição possui erro grosseiro para, em seguida, essa medição ser recalibrada ou descartada.

A detecção de erros grosseiros é frequentemente realizada a partir do teste de Chi-Quadrado de Pearson [3]. A função Chi-Quadrada é bastante similar à função objetivo da estimação de estados para resíduos normalizados, que é formada pelo somatório das diferenças quadráticas entre valores medidos e estimados. Como os resíduos de medição são elevados ao quadrado, eles seguem uma distribuição não gaussiana, que tende ao comportamento de uma Chi-quadrada. Por isso a sua aplicação é usual para identificação de erros grosseiros em estimadores de estado.

Após a detecção do erro grosseiro, a próxima etapa é a identificação do erro grosseiro, a qual consiste em apontar qual medição está associada à informação errada. A identificação do erro grosseiro é geralmente realizada por meio dos resíduos normalizados [3]. Os resíduos normalizados, calculados para todas as medições, formarão em conjunto uma amostragem com a distribuição gaussiana de média zero, sendo que o maior valor de resíduo normalizado será associado à medição com erro grosseiro [4].

Partindo do fato que a medição errônea foi identificada de forma adequada, existem algumas maneiras para lidar com os erros grosseiros. A primeira maneira seria através da eliminação da medição na qual foi detectado o erro grosseiro, com o objetivo de não comprometer os resultados da EE. Outra maneira seria por meio da supressão da medida errônea, ou seja, uma vez identificada, essa medida pode continuar a ser usada no processo de estimação de estados, desde que seja utilizada com peso menor em relação às medidas consideradas livres de erros grossei-

ros. A correção é o procedimento de literalmente corrigir a medição portadora do erro grosseiro, por meio de recalibração ou valendo-se de artifícios matemáticos. Por fim, a substituição é utilizada para substituir o valor da medição portadora do erro por um valor típico, considerando os valores historicamente coletados considerados coerentes, atribuindo um peso reduzido em relação às demais medições.

2.7 Estimação baseada no Conceito de Máxima Correntropia

O estimador baseado nos métodos dos Mínimos Quadrados Ponderados apresenta resultados errôneos na presença de erros grosseiros. Por esse motivo, um pós-processamento é requerido após a sua execução para detecção, identificação e eliminação dos erros. Nesse caso, o estimador é reexecutado após a eliminação da medida errônea. Uma alternativa é a utilização de estimadores baseados em funções objetivas que filtram tais erros durante o processo de estimação, como discutido em [3].

Uma dessas funções objetivo é baseada na teoria de informação, chamada de Critério da Máxima Correntropia (*Maximum Correntropy Criterion - MCC*). Proposto em [5] o estimador MCC é baseado na maximização da função exponencial (2.4), visando à maximização da semelhança entre boas medidas. Isto significa que o estimador da MCC funciona como um WLS na ausência de erros grosseiros e, na presença destes, isola o efeito destes durante o processo de estimação, não exigindo etapas de pós-processamento como as requeridas na aplicação do estimador WLS. Importante destacar que $F(x)$ é a função objetivo, ao passo que são consideradas m medidas z_j ($j = 1, \dots, m$) e σ controla a janela de Parzen, permitindo que erros grosseiros sejam ignorados automaticamente por meio do estimador baseado na MCC. A função $h(x)$ é a relação não linear entre o vetor de estados e o vetor onde estão armazenadas as medidas.

$$F(x) = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(1/2\sigma^2)(z_j - h_j(x))^2} \quad (2.4)$$

O estimador MCC é relativamente novo na literatura, tendo sido proposto em 2009 [5]. Neste trabalho introdutório, os autores utilizam o modelo de Corrente Contínua para sistemas de transmissão (Fluxo de Potência Linearizado). Em [31], para sistemas de transmissão, é avaliado o impacto do parâmetro σ no processo de otimização, no que tange à existência de ótimos locais e global.

Em [32] o estimador baseado na MCC é aplicado em sistemas de transmissão contendo medições fasoriais sincronizadas. A análise numérica do estimador de estados baseado na MCC para sistemas de transmissão resolvidos através do Método dos Pontos Interiores é apresentado em [33].

Finalmente, em [34] o estimador baseado na MCC é utilizado no âmbito de sistemas de distribuição balanceados. Os autores utilizam um método de ajuste de cargas e resolvem o processo de estimação com o auxílio de um fluxo de potência baseado nas correntes dos ramos e no *Particle Swarm Optimization*.

Com base na revisão apresentada, observa-se como é um tema incipiente o desenvolvimento de um estimador de estados baseado no MCC para microrredes ilhadas (considerando a variação da frequência em regime permanente). Essa é a proposta do trabalho e será discutida nas próximas seções.

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo foram retratados os principais estudos utilizados como referência para o desenvolvimento deste trabalho, passando por todo o estado da arte, apresentando primeiramente as metodologias aplicadas para estimação de estados em sistemas de transmissão e os tipos de medidas consideradas.

Foram abordadas as linhas de pesquisa direcionadas para a estimação de estados em sistemas de distribuição e as principais diferenças em relação às metodologias de EE para sistemas de transmissão.

Posteriormente, foi realizada uma revisão das pesquisas sobre a estimação de estados em microrredes, detalhando as possibilidades de implementação considerando essas microrredes ilhadas ou interconectadas a uma rede principal. Por fim, foi realizada uma síntese sobre os processamentos de erro e sobre o estado da arte nos estudos envolvendo a estimação de estados baseada no Conceito da Máxima Correntropia.

Metodologia

3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os conceitos básicos da metodologia proposta para a análise do comportamento de uma microrrede ilhada com unidades de geração distribuída. Inicialmente é apresentada uma ferramenta de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para a minimização de perdas elétricas considerando o efeito do *droop* de frequência, ou seja, as unidades de geração despacháveis operam regulando os valores de tensão da microrrede em resposta às instabilidades causadas pela operação em modo ilhado. O FPO visa gerar medidas para os estimadores de estado considerados. A formulação do estimador baseado no Critério da Máxima Correntropia (MCC, principal contribuição deste trabalho) é apresentada bem como a formulação do estimador baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Ressalta-se que utilizou-se a *toolbox* FMINCOM de otimização do MatLab para a implementação das metodologias propostas. Através da *toolbox* foi usado método de pontos interiores ou *sqp* ou *active set* com tolerância de convergência de 0,00001.

3.2 Fluxo de Potência Ótimo para Minimização de Perdas e Geração de Medidas

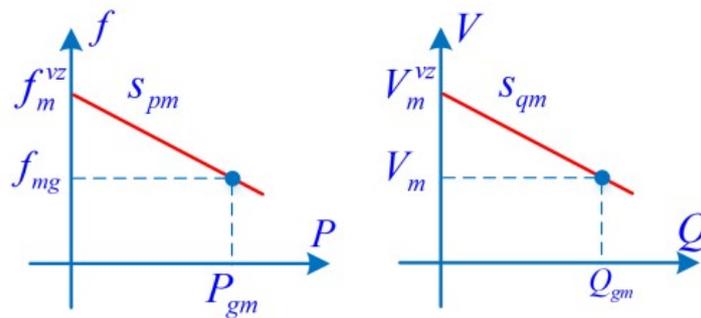
A primeira etapa do desenvolvimento desse estudo consiste na implementação do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) da microrrede com o objetivo de minimização de perda. A simulação do FPO permite a coleta de informações da microrrede que serão utilizadas posteriormente para as simulações de estimação de estados. Importante ressaltar que o FPO utilizado considera o

efeito de *droop* de frequência e tensão nas unidades de geração distribuída [35]. Nos próximos subtópicos será discutida a implementação do FPO no presente trabalho.

3.2.1 Características de Droop

As unidades de geração participam do controle de frequência da microrrede, ao passo que, as características de *droop* de frequência $P - f$ e tensão $Q - V$ estão representadas na Figura 3.1.

Figura 3.1: Ilustração da características de *droop* $P - f$ e $Q - V$



Para calcular as gerações de potência ativa e reativa de uma unidade m (P_{gm} e Q_{gm}) podem ser utilizadas as equações (3.1) e (3.2). Ressalta-se que o controle de droop é determinado pelos coeficientes de droop (s_{pm} e s_{qm}) e pelos valores a vazio (f_m^{vz} e V_m^{vz}) de cada geração.

$$P_{gm} = \frac{1}{s_{pm}} \cdot (f_m^{vz} - f_{mg}) \quad (3.1)$$

$$Q_{gm} = \frac{1}{s_{qm}} \cdot (V_m^{vz} - V_m) \quad (3.2)$$

em que:

- P_{gm} : potência ativa gerada;
- Q_{gm} : potência reativa gerada;
- s_{pm} : coeficiente de droop de potência ativa;
- s_{qm} : coeficiente de droop de potência reativa;
- f_m^{vz} : frequência a vazio da unidade de geração;

- f_{mg} : frequência de operação da microrrede;
- V_m^{vz} : tensão a vazio da unidade de geração;
- V_m : tensão de operação na barra de geração.

3.2.2 Fluxo de Potência Ótimo

O Fluxo de Potência Ótimo tem por objetivo determinar o estado de operação ótimo de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). O FPO é formulado através de uma função objetivo e um conjunto de restrições. O intuito é maximizar ou minimizar uma determinada função objetivo sujeito às restrições físicas e operacionais estabelecidas no problema.

As restrições serão discriminadas em restrições de igualdade e restrições de desigualdade. As restrições de igualdade estão relacionadas às equações algébricas do fluxo de potência ou variáveis controladas em um valor fixo constante. Por outro lado, as restrições de desigualdade são referentes a limites físicos de equipamentos e limites especificados por norma. O FPO pode ser representado de maneira genérica pela Equação (3.3).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & F(x) \\
 & h(x) = 0 \\
 \text{sa} \quad & g(x) \leq 0 \\
 & lb \leq x \leq ub
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

em que:

- $F(x)$: função objetivo;
- $h(x)$: conjunto de restrições igualdade;
- $g(x)$: conjunto de restrições desigualdade;
- lb : limites mínimos das variáveis;
- ub : limites máximos das variáveis;

A função objetivo $F(x)$ é representada em (3.4), a qual é o somatório de perdas de potência ativa em todos os ramos (k,m) do sistema.

$$\min F(x) = \sum_{(k,m) \in \Omega_L} g_{km} \cdot (V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k \cdot V_m \cdot \cos \theta_{km}) \quad (3.4)$$

Em que:

- Ω_L : conjunto de ramos do sistema;
- g_{km} : condutância do ramo;
- V_k e V_m : magnitudes das tensões das barras terminais do ramo;
- θ_{km} : abertura angular.

A equação (3.5) define as injeções de potência ativa P_k e reativa Q_k na barra k (existem nb barras no sistema) [36].

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \sum_{k=1}^{nb} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k &= V_k \sum_{k=1}^{nb} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (3.5)$$

em que:

- V_k e V_m são as magnitudes de tensão nodal nas barras k e m .
- θ_{km} é a abertura angular entre as barras k e m .
- G_{km} e B_{km} são os elementos (k,m) da matriz de admitância nodal.

O conjunto de restrições de igualdade $h(x)$ é composto pelas equações de (3.6) a (3.11). As equações (3.6) e (3.7) correspondem ao balanço de potência ativa e reativa da barra k , respectivamente, sendo Ω_B o conjunto de barras do sistema; P_{gk} e Q_{gk} são as gerações ativa e reativa; P_{dk} e Q_{dk} são as cargas ativa e reativa; P_k e Q_k são as injeções de potência ativa e reativa calculadas conforme (3.5). As características de *droop* de frequência $P - f$ e tensão $Q - V$ estão representadas pelas equações (3.8) e (3.9) respectivamente, ao passo que Ω_G representa o conjunto de geradores.

A referência angular do sistema, sendo que a barra $k = 1$ é a barra de referência, está definida pela equação (3.10). Vale ressaltar que a potência aparente gerada como função das potências ativa e reativa geradas, está indicada na equação (3.11).

$$P_{gk} - P_{dk} - P_k = 0 \quad (k \in \Omega_B) \quad (3.6)$$

$$Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k = 0 \quad (k \in \Omega_B) \quad (3.7)$$

$$P_{gk} - \frac{1}{S_{pk}} \cdot (f_k^* - f_{MG}) = 0 \quad (k \in \Omega_G) \quad (3.8)$$

$$Q_{gk} - \frac{1}{S_{qk}} \cdot (V_k^* - V_k) = 0 \quad (k \in \Omega_G) \quad (3.9)$$

$$\theta_k^{ref} = 0 \quad (3.10)$$

$$S_{gk} - \sqrt{(P_{gk})^2 + (Q_{gk})^2} = 0 \quad (k \in \Omega_G) \quad (3.11)$$

O conjunto de restrições de desigualdade $g(x)$ é representado pelas equações (3.12) e (3.13), ao passo que S_{gk}^{\max} é o limite de potência aparente da unidade de geração.

$$S_{gk} \leq S_{gk}^{\max} \quad (k \in \Omega_G) \quad (3.12)$$

$$P_{gk} \geq 0 \quad (k \in \Omega_G) \quad (3.13)$$

Por fim, o conjunto de limites das variáveis podem ser visualizados em (3.14). Importante salientar que f_k^* e V_k^* são as referências de frequência e tensão (valores a vazio na Figura 3.1), e que V_k é a magnitude da tensão nodal das barras do sistema, incluindo das barras de geração.

$$\begin{aligned}
Q_{gk}^{\min} &\leq Q_{gk} \leq Q_{gk}^{\max} & (k \in \Omega_G) \\
f_{\min} &\leq f_{mg} \leq f_{\max} \\
V_{\min} &\leq V_k \leq V_{\max} & (k \in \Omega_B) \\
f_k^{*\min} &\leq f_k^* \leq f_k^{*\max} & (k \in \Omega_G) \\
V_k^{*\min} &\leq V_k^* \leq V_k^{*\max} & (k \in \Omega_G) \\
s_{pk}^{\min} &\leq s_{pk} \leq s_{pk}^{\max} & (k \in \Omega_G) \\
s_{qk}^{\min} &\leq s_{qk} \leq s_{qk}^{\max} & (k \in \Omega_G)
\end{aligned} \tag{3.14}$$

3.2.3 Geração de Medidas para o Estimador

Neste trabalho, o processo de estimação de estados visa minimizar o erro entre os valores medidos provenientes das UMFS e os valores estimados. Deve-se considerar que existem erros aleatórios gaussianos nas medidas.

Pelo fato de ser financeiramente inviável a alocação de equipamentos de medição fasorial em todas as barras da microrrede, se faz necessária a utilização de medidas adicionais que auxiliem no processo de estimação de estados garantindo a observabilidade.

No presente trabalho, são alocadas poucas UMFS no sistema e considera-se pseudomedidas de injeção de potência nas demais barras do sistema. Tais pseudomedidas são geralmente calculadas com base em histórico de cargas [3], sendo um artifício bastante empregado em sistemas de distribuição [16]. Nesta dissertação, como feito em [22], considera-se que as pseudomedidas de injeção de potência ativa e reativa podem variar dentro de uma faixa ao redor do valor nominal de potência. Isso permite maior grau de liberdade ao estimador.

As medidas são geradas a partir da solução do FPO da seção anterior. Adicionalmente, consideram-se casos com a ocorrência de erros grosseiros *bad data* (como exemplo uma medida de corrente com sentido invertido)

3.3 Esquema de Medição Considerado

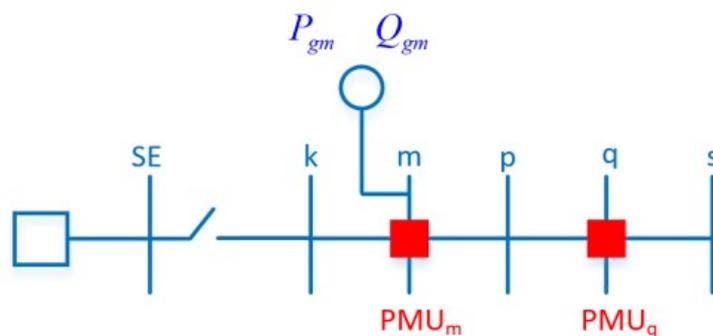
Neste trabalho a microrrede utilizada para realização das simulações apresenta a topologia de um sistema radial que opera ilhado, como ilustrado na Figura 3.2. O ilhamento desse sistema

ocorre por meio da abertura da chave entre a barra SE (subestação) e a barra k , conforme pode ser observado na Figura 3.2.

Para a coleta de medidas no sistema foram inseridos Medidores Fasoriais Sincronizados (do inglês *Phasor Measurement Unit* - PMU) em algumas barras do sistema. No trabalho de [37] também foram utilizadas PMUs para a coleta de informações, no entanto, para um sistema de transmissão, diferentemente do presente trabalho que trata de uma microrrede.

Nas barras em que as PMUs estão posicionadas, é possível obter informações como a frequência em regime permanente, as tensões nodais complexas (na forma polar) e as correntes complexas nos ramos incidentes (forma retangular).

Figura 3.2: Esquema de medição considerado.



Para a microrrede da Figura 3.2, a estimação de estados consiste em estimar os vetores de estados $[x]$, representado em (3.15), sendo que, é levado em consideração um conjunto de medidas $[z]$ definido em (3.16). Vale salientar que o objetivo é estimar a frequência da microrrede (f_{mg}) em regime permanente, além das tensões complexas nodais ($V.e^{j\theta}$).

$$[x] = \left[V_k \quad \theta_k \quad V_m \quad \theta_m \quad V_p \quad \theta_p \quad V_q \quad \theta_q \quad V_s \quad \theta_s \quad f_{mg} \right] \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned}
[z_1] &= \begin{bmatrix} V_m^{\text{med}} & \theta_m^{\text{med}} & V_q^{\text{med}} & \theta_q^{\text{med}} \end{bmatrix} \\
[z_2] &= \begin{bmatrix} I_{km}^{\text{re med}} & I_{mp}^{\text{re med}} & I_{pq}^{\text{re med}} & I_{qs}^{\text{re med}} \end{bmatrix} \\
[z_3] &= \begin{bmatrix} I_{km}^{\text{imag med}} & I_{mp}^{\text{imag med}} & I_{pq}^{\text{imag med}} & I_{qs}^{\text{imag med}} \end{bmatrix} \\
[z_4] &= \begin{bmatrix} f_m^{\text{med}} & f_q^{\text{med}} \end{bmatrix} \\
[z_5] &= \begin{bmatrix} P_{gm}^{\text{med}} & Q_{gm}^{\text{med}} \end{bmatrix} \\
[z] &= \begin{bmatrix} [z_1] & [z_2] & [z_3] & [z_4] & [z_5] \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{3.16}$$

Em que:

- $[z_1]$: vetor com os valores de módulo e fase da tensão medida nas barras com PMUs;
- $[z_2]$: vetor com os valores reais das correntes incidentes nas barras com PMUs;
- $[z_3]$: vetor com os valores imaginários das correntes incidentes nas barras com PMUs;
- $[z_4]$: vetor com o valor de frequência medido pelas PMUs;
- $[z_5]$: vetor com as potências ativa e reativa gerada nas barras de geração;

Para a resolução da simulação de estimação de estados deve-se correlacionar o vetor de estados $[x]$ com o vetor onde estão armazenadas as medidas $[z]$, já identificados nas equações (3.15) e (3.16), respectivamente. Essa relação entre $[x]$ e $[z]$ se trata de uma relação não-linear, representada pelas funções $h(x)$ indicadas em (3.17).

$$\begin{aligned}
h_1(x) &= V_m \\
h_2(x) &= \theta_m \\
h_3(x) &= V_q \\
h_4(x) &= \theta_q \\
h_5(x) &= \Re \left(\frac{V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}}{z_{km}} \right) \\
h_6(x) &= \Re \left(\frac{V_m e^{j\theta_m} - V_p e^{j\theta_p}}{z_{mp}} \right) \\
h_7(x) &= \Re \left(\frac{V_p e^{j\theta_p} - V_q e^{j\theta_q}}{z_{pq}} \right) \\
h_8(x) &= \Re \left(\frac{V_q e^{j\theta_q} - V_s e^{j\theta_s}}{z_{qs}} \right) \\
h_9(x) &= \Im \left(\frac{V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}}{z_{km}} \right) \\
h_{10}(x) &= \Im \left(\frac{V_m e^{j\theta_m} - V_p e^{j\theta_p}}{z_{mp}} \right) \\
h_{11}(x) &= \Im \left(\frac{V_p e^{j\theta_p} - V_q e^{j\theta_q}}{z_{pq}} \right) \\
h_{12}(x) &= \Im \left(\frac{V_q e^{j\theta_q} - V_s e^{j\theta_s}}{z_{qs}} \right) \\
h_{13}(x) &= f_{mg} \\
h_{14}(x) &= f_{mg} \\
h_{15}(x) &= \frac{1}{s_{pm}} (f_m^{vz} - f_{mg}) \\
h_{16}(x) &= \frac{1}{s_{qm}} (V_m^{vz} - V_m)
\end{aligned} \tag{3.17}$$

em que:

- $h_1(x)$ e $h_2(x)$ estão associadas à tensão complexa (forma polar) na barra m ;
- $h_3(x)$ e $h_4(x)$ estão associadas à tensão complexa (forma polar) na barra q ;
- $h_5(x)$ a $h_8(x)$ estão associadas à parcela real das correntes incidentes em todas as barras do sistema com PMUs;
- $h_9(x)$ a $h_{12}(x)$ estão associadas à parcela imaginária das correntes incidentes nas barras do sistema com PMUs;

- $h_{13}(x)$ e $h_{14}(x)$ estão associadas à frequência de operação da microrrede em regime permanente;
- $h_{15}(x)$ e $h_{16}(x)$ referem-se às medidas de potência ativa P_{gm} e reativa Q_{gm} geradas na barra m . Supõem-se que o gerador da barra m participa do controle de frequência da microrrede ilhada, operando em *droop*. Na Figura 3.1 é ilustrado a característica de controle em *droop* de frequência $P - f$ e tensão $Q - V$. O controle em *droop* é definido pelos valores a vazio (f_m^{vz} e V_m^{vz}) e coeficientes de *droop* (s_{pm} e s_{qm}) de cada unidade;
- z_{km} é a impedância do ramo $k - m$;
- z_{mp} é a impedância do ramo $m - p$;
- z_{pq} é a impedância do ramo $p - q$;
- z_{qs} é a impedância do ramo $q - s$.

3.4 Formulação Geral do Problema de Otimização para Estimação

Para a estimação de estados em microrredes ilhadas é possível observar em (3.18) a formulação geral do problema de otimização. O objetivo deste cálculo é maximizar a função objetivo, $F(x)$, para o caso do estimador baseado na Máxima Correntropia (MCC). A maximização de $F(x)$ está sujeita a um conjunto de restrições de canalização, das quais estão delimitadas pelas injeções de potência ativa e reativa, $P_{inj}(x)$ e $Q_{inj}(x)$ respectivamente [22].

As restrições de $P_{inj}(x)$ e $Q_{inj}(x)$ estão expressas em (3.19), na qual os valores mínimos e máximos das injeções de potência nodais são dados por uma porcentagem ao redor do valor nominal de carga. Para o presente estudo, o valor foi definido dentro de um limite de 5% abaixo e acima dos valores nominais, embora outras faixas possam ser utilizadas após análise apropriada. Tais restrições funcionam como medidas adicionais para a garantia da observabilidade do sistema. Vale salientar que os valores de $P_{inj}(x)$ e $Q_{inj}(x)$ são obtidos com base na matriz de admitância de barras e nos valores de tensão complexas nodais como apresentado em (3.5) [36].

$$\begin{aligned}
 \max \quad & F(x) \\
 & P_{\min} \leq P_{inj}(x) \leq P_{\max} \\
 \text{sa} \quad & Q_{\min} \leq Q_{inj}(x) \leq Q_{\max}
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

$$\begin{aligned}
P_{\min} &= (1 - banda) \cdot P_{inj}^{nom} \\
Q_{\min} &= (1 - banda) \cdot Q_{inj}^{nom} \\
P_{\max} &= (1 + banda) \cdot P_{inj}^{nom} \\
Q_{\max} &= (1 + banda) \cdot Q_{inj}^{nom}
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Importante mencionar que, como cada barra pode possuir um valor de carga diferente ($P_{inj_k}^{nom}$ e $Q_{inj_k}^{nom}$), os limites de cada barra podem ser diferentes.

3.5 Função Objetivo da Máxima Correntropia

O estimador de estados baseado no critério de Máxima Correntropia utiliza a função objetivo representada em (3.20). Nesta, são consideradas m medidas z_j ($j = 1, \dots, m$) e σ controla a janela de Parzen, permitindo que erros grosseiros sejam ignorados automaticamente por meio do estimador baseado na MCC.

$$F(x) = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-(1/2\sigma^2)(z_j - h_j(x))^2} \tag{3.20}$$

O estimador baseado no MCC foi apresentado por [5] para sistemas de transmissão utilizando o modelo linear (fluxo de potência linearizado). Tanto em [5] quanto na presente dissertação, adota-se um σ fixo ($\sigma = 0,05$).

O critério de máxima correntropia (MCC) tem o efeito de maximizar o valor da função de densidade de probabilidade de erro em zero, o que tenderá a se aproximar de uma função Dirac nesse local. As propriedades do MCC fazem com que ele se comporte como o MQP para pequenos erros e se torne insensível a erros grosseiros, sendo que este efeito será benéfico para detectar erros grosseiros, mantendo as propriedades conhecidas do sistema baseadas em mínimos quadrados para pequenos erros [5].

Em outros trabalhos, como o proposto por [31], o valor do σ é variado de um valor alto o suficiente para englobar todos os resíduos e nas iterações finais reduzem esse valor para excluir o efeito dos erros grosseiros.

3.6 Função Objetivo dos Mínimos Quadrados Ponderados

O estimador em WLS, conforme estudado em [3], é amplamente utilizado no setor elétrico mundial. Esse método opera de forma satisfatória para estimação da estados, desde que não sejam registrados erros grosseiros, conforme [38].

Para o estimador baseado no método do Mínimos Quadrados Ponderados considera-se a função objetivo dada em (3.21), na qual o objetivo é minimizar a função $F(x)$ indicada no problema de otimização em (3.18). Importante salientar que R_{jj} é o elemento diagonal da matriz de variância dos erros de estimação.

$$F(x) = \sum_{j=1}^m \frac{(z_j - h_j(x))^2}{R_{jj}} \quad (3.21)$$

3.7 Considerações Finais

Conforme exposto neste capítulo, a metodologia aplicada neste trabalho consiste em duas etapas principais: a solução de um Fluxo de Potência Ótimo e posteriormente a simulação da estimação de estados. A simulação do FPO é necessária para a obtenção de um ponto de operação factível e geração das medidas para o estimador de estados.

As simulações de estimação de estados são divididas em duas vertentes. A primeira é baseada no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados e a segunda vertente é baseada no Método da Máxima Correntropia (contribuição do presente trabalho).

Importante destacar que a metodologia aplicada neste trabalho teve como referência o estudo de estimação baseada no método dos mínimos quadrados ponderados proposto em [30]. O intuito é dar continuidade na pesquisa de [30] que também trabalha com microrredes ilhadas considerando o efeito de *droop* de frequência, pseudomedidas modeladas como restrições de desigualdade para garantia da observabilidade e a frequência como uma das variáveis de estado. Além das simulações utilizando Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, o presente trabalho expande o estudo, realizando simulações considerando o Método da Máxima Correntropia.

Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo primeiramente descreve o sistema utilizado para a execução das simulações. Em seguida, os resultados do fluxo de potência ótimo são apresentados, pois esses dados serão importantes para as simulações de estimação de estados.

Posteriormente, estão detalhados os planos de medição deste trabalho, destacando as posições das unidades de geração e das PMUs, além dos critérios utilizados para a escolha dessas localizações no sistema. Na etapa seguinte, são realizadas as simulações de estimação de estado, utilizando a metodologia proposta (Estimador de Estados baseado no Conceito de Máxima Correntropia), cujos resultados são comparados aos do Estimador baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados na presença de erros grosseiros. Todas as simulações foram realizadas utilizando o MatLab e a *toolbox* de otimização.

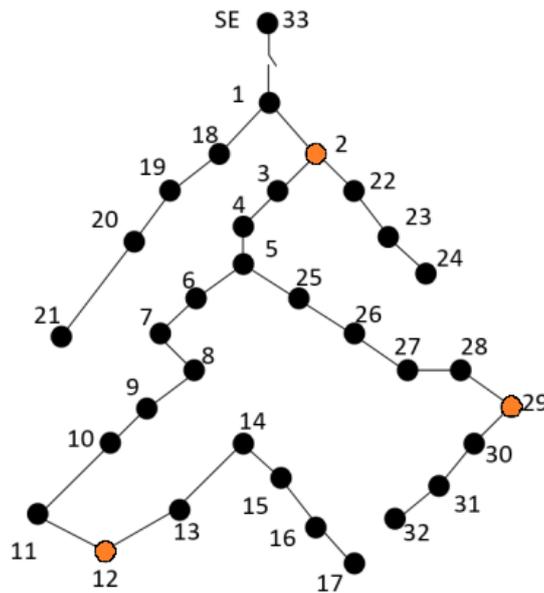
4.2 Descrição do Sistema 33 Barras

O sistema utilizado para as simulações, se trata de uma microrrede monofásica, a qual está ilhada e contém 33 barras. Esse sistema possui três unidades de geração despacháveis localizadas nas barras 2, 12 e 29, como é possível observar na Figura 4.1 [39]. O ilhamento da microrrede ocorre por meio do desligamento da linha que conecta a barra 33 com a barra 1. Pelo fato de ser realizado o ilhamento entre as barras 1 e 33, para as simulações, são consideradas 32 barras ativas no sistema interconectadas por 31 ramos.

Para a implementação computacional, é importante ressaltar algumas informações básicas

que caracterizam o sistema. Primeiramente, destaca-se a escolha da barra 1 como a barra de referência. As bases de frequência, tensão e potência são 60 Hz, 12,66 kV e 1 MVA, respectivamente. A carga consumida pelo sistema é de 3,715 MW e 2,3 MVAr distribuídos entre todas as barras. Os dados de linha e de carga são apresentados por [40]. Vale ressaltar que as barras em vermelho, representam as barras de geração do sistema, e que as barras em preto, representam as barras comuns.

Figura 4.1: Microrrede ilhada de 33 barras



4.3 Solução do Fluxo de Potência Ótimo

4.3.1 Limites das Variáveis

Como já mencionado no início dessa seção, para a implementação dos estimadores de estados, é necessário em um primeiro momento, a execução de um fluxo de potência ótimo, como o proposto em [39] para a geração de medidas. A simulação desse fluxo de potência ótimo tem por finalidade minimizar as perdas de potência ativa, além de levar em consideração o controle de *droop* e a variação da frequência em regime permanente.

No entanto, é necessário estabelecer certos limites de operação. Conforme apresentado em (3.14), para o presente trabalho foram determinados limites para:

- s_p : coeficiente de *droop* de potência ativa;

- s_q : coeficiente de *droop* de potência reativa;
- f_{vz} : frequência a vazio nas unidades de geração;
- V_{vz} : tensão a vazio nas unidades de geração;
- f_{mg} : frequência da microrrede;
- V_k : tensão nas barras da microrrede;
- P_{gk} : potência ativa gerada nas barras de geração;
- Q_{gk} : potência reativa gerada nas barras de geração;
- S_{gk} : potência aparente gerada nas barras de geração.

Os valores dos limites de operação podem ser observados na Tabela 4.1:

Tabela 4.1: Limites das variáveis do FPO

	Min	Max
s_p (pu)	1×10^{-5}	1×10^{-1}
s_q (pu)	1×10^{-5}	1×10^{-2}
f_{vz} (Hz)	59,7	60,3
V_{vz} (pu)	0,90	1,10
f_{mg} (Hz)	59,7	60,3
V_k (pu)	0,90	1,10
P_{gk} (MW)	0,0	999999
Q_{gk} (MVA)	-1,20	1,20
S_{gk} (MVA)	0,0	2,0

4.3.2 Solução do Fluxo de Potência Ótimo

Considerando os limites citados no tópico anterior, foi implementado o fluxo de potência ótimo e os resultados foram validados com os apresentados por [39].

Para as unidades de geração, os resultados provenientes do FPO estão apresentados na Tabela 4.2. Considerando o ponto otimizado, a frequência em regime permanente é igual a 59,79 Hz e as perdas mínimas de potência são de 16,55 kW. Na Tabela 4.3 é possível observar os valores de tensão otimizados nas barras da microrrede, na forma polar. Vale salienta a presença de valores altos de tensão, próximos de 1,1 pu, devido à proximidade com as GDs. Também estão indicados na Tabela 4.4 os valores de corrente nos ramos na forma retangular.

Tabela 4.2: Parâmetros das unidades geradoras

	Geração 1	Geração 2	Geração 3
Barra de Geração	2	12	29
s_p (pu)	$2,9984 \times 10^{-3}$	$6,4614 \times 10^{-3}$	$4,8355 \times 10^{-3}$
s_q (pu)	$2,4887 \times 10^{-3}$	$2,3731 \times 10^{-4}$	$2,3330 \times 10^{-5}$
f_{vz} (Hz)	60,1154	60,1125	60,1139
V_{vz} (pu)	1,0968	1,0999	1,0999
P_{gk} (MW)	1,7966	0,8276	1,1074
Q_{gk} (MW)	0,8788	0,3892	1,0453

Tabela 4.3: Tensão polar nas barras obtidos via FPO

Barra	V (pu)	$\theta()$
1	1,093	0
2	1,0946	0,0020465
3	1,0938	0,002623
4	1,0933	0,0010747
5	1,0925	-0,013131
6	1,0918	-0,052881
7	1,0916	-0,051298
8	1,0927	-0,041751
9	1,0944	-0,025513
10	1,0947	-0,027095
11	1,0955	-0,031792
12	1,0998	0,017527
13	1,0979	-0,037564
14	1,0967	-0,063931
15	1,0956	-0,080195
16	1,0939	-0,13414
17	1,0934	-0,14083
18	1,0925	-0,0090112
19	1,0893	-0,064706
20	1,0886	-0,080789
21	1,088	-0,097691
22	1,0914	-0,022923
23	1,0854	-0,094281
24	1,0825	-0,12936
25	1,0928	-0,013068
26	1,0933	-0,012511
27	1,0959	0,02727
28	1,0982	0,064285
29	1,1	0,06629
30	1,0965	0,0070793
31	1,0957	-0,0090569
32	1,0955	-0,014468

Tabela 4.4: Corrente retangular nos ramos obtidos via FPO

Ramo	Barra k	Barra m	I_{km}^e	I_{km}^{imag}
1	1	2	-0,42176	0,20211
2	2	3	0,2807	-0,14777
3	3	4	0,17099	-0,07465
4	4	5	0,1161	-0,047209
5	5	6	0,23074	-0,11436
6	6	7	0,047625	-0,022581
7	7	8	-0,13555	0,069217
8	8	9	-0,19045	0,087561
9	9	10	-0,24526	0,10586
10	10	11	-0,28635	0,13329
11	11	12	-0,3411	0,16527
12	12	13	0,35572	-0,15565
13	13	14	0,24649	-0,08272
14	14	15	0,19179	-0,073541
15	15	16	0,13704	-0,055208
16	16	17	0,082228	-0,036794
17	1	18	0,33025	-0,14722
18	18	19	0,24789	-0,1106
19	19	20	0,16529	-0,073777
20	20	21	0,082657	-0,03691
21	2	22	0,85667	-0,41636
22	22	23	0,77423	-0,37052
23	23	24	0,38759	-0,18563
24	5	25	-0,16957	0,085471
25	25	26	-0,22449	0,10837
26	26	27	-0,27938	0,13125
27	27	28	-0,33414	0,14948
28	28	29	-0,44344	0,21309
29	29	30	0,3832	-0,19167
30	30	31	0,24638	-0,12784
31	31	32	0,054757	-0,03653

4.4 Plano de Medição Considerado

No processo de implementação da estimação de estados é de grande importância a etapa de definição dos barras onde estarão posicionadas as PMUs. Deve-se levar em consideração a topologia do sistema, sendo necessário ponderar a proximidade com centros de cargas, proximidade com unidades de geração, finais de linha e inclusive pontos de ramificação da rede. O posicionamento das PMUs foi realizado de forma arbitrária, sem considerar um método otimizado.

No presente trabalho, para a obtenção da resposta dos estimadores, foram posicionadas PMUs em 9 barras, sendo elas as barras: 1, 2, 5, 12, 16, 20, 23, 29 e 31. Na Figura 4.2 estão

destacadas as localizações dessas barras. Salienta-se que a utilização das PMUs tem o intuito de coletar sete tipos de medidas em cada barra, sendo elas: magnitude de tensão, fase de tensão, parte real da corrente nos ramos incidentes, parte imaginária da corrente nos ramos incidentes, frequência, potência ativa gerada nas barras de geração e potência reativa gerada nas barras de geração. Tais medidas estão listadas na Tabela 4.5. Vale ressaltar que as barras marcadas de amarelo, representam as barras aonde foram alocadas as PMUs.

Figura 4.2: Microrrede ilhada de 33 barras com as PMUs

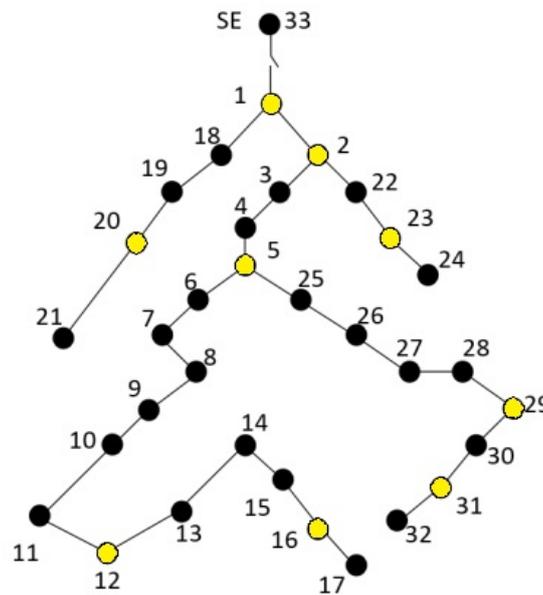


Tabela 4.5: Medidas coletadas pela PMU

$V_1^{med}, \theta_1^{med}, V_2^{med}, \theta_2^{med}, V_5^{med}, \theta_5^{med}, V_{12}^{med}, \theta_{12}^{med}, V_{16}^{med}, \theta_{16}^{med}, V_{20}^{med}, \theta_{20}^{med},$ $V_{23}^{med}, \theta_{23}^{med}, V_{29}^{med}, \theta_{29}^{med}, V_{31}^{med}, \theta_{31}^{med}$
$I_{1-2}^{re\ med}, I_{1-18}^{re\ med}, I_{2-3}^{re\ med}, I_{2-22}^{re\ med}, I_{4-5}^{re\ med}, I_{5-6}^{re\ med}, I_{5-25}^{re\ med}, I_{11-12}^{re\ med}, I_{12-13}^{re\ med}, I_{15-16}^{re\ med}, I_{16-17}^{re\ med},$ $I_{19-20}^{re\ med}, I_{20-21}^{re\ med}, I_{22-23}^{re\ med}, I_{23-24}^{re\ med}, I_{28-29}^{re\ med}, I_{29-30}^{re\ med}, I_{30-31}^{re\ med}, I_{31-32}^{re\ med}$
$I_{1-2}^{imag\ med}, I_{1-18}^{imag\ med}, I_{2-3}^{imag\ med}, I_{2-22}^{imag\ med}, I_{4-5}^{imag\ med}, I_{5-6}^{imag\ med}, I_{5-25}^{imag\ med}, I_{11-12}^{imag\ med}, I_{12-13}^{imag\ med}, I_{15-16}^{imag\ med},$ $I_{16-17}^{imag\ med}, I_{19-20}^{imag\ med}, I_{20-21}^{imag\ med}, I_{22-23}^{imag\ med}, I_{23-24}^{imag\ med}, I_{28-29}^{imag\ med}, I_{29-30}^{imag\ med}, I_{30-31}^{imag\ med}, I_{31-32}^{imag\ med}$
$f_1^{med}, f_2^{med}, f_5^{med}, f_{12}^{med}, f_{16}^{med}, f_{20}^{med}, f_{23}^{med}, f_{29}^{med}, f_{31}^{med}$
$P_{g2}^{med}, Q_{g2}^{med}, P_{g12}^{med}, Q_{g12}^{med}, P_{g29}^{med}, Q_{g29}^{med}$

4.5 Execução do Estimador sem Erros de Medição

Os resultados do FPO foram utilizados para a geração de medidas conforme a Tabela 4.5. No primeiro momento executou-se os estimadores baseados no MCC e no MQP/WLS sem a presença de erros grosseiros. Nesse caso, os resultados obtidos são os obtidos pelo FPO. Entretanto, as funções objetivo são distintas, haja vista que critérios distintos são utilizados.

Na Tabela 4.6 é possível observar os valores da função objetivo para cada estimador na ausência de erros grosseiros. Se tratando das simulações do estimador de estados baseado no WLS, fica evidente que a função objetivo apresenta um valor muito pequeno, da ordem de sete casas decimais. Isso se deve ao fato do pequeno resíduo de estimação calculado.

Por outro lado, para as simulações do estimador por MCC, o intuito é maximizar a função objetivo, apresentando um valor acima de zero, como visto na Tabela 4.6.

Na presença de erros grosseiros, espera-se que a função objetivo do estimador WLS aumente seu valor e que a função objetivo do estimador MCC reduza o seu valor.

Tabela 4.6: Resposta das fobs sem erros de medição

	Valor de $F(x)$
WLS	$1,4898 \times 10^{-7}$
MCC	7,978

Para complementar a visualização do comportamento do sistema na simulação do sistema otimizado, foram plotados gráficos nos quais é possível visualizar as magnitudes de tensão nas barras, as correntes real e imaginária nos ramos, que estão indicadas respectivamente nas Figuras 4.3, 4.4 e 4.5. Tais valores de corrente e tensão estão coerentes com os apresentados nas Tabelas 4.3 e 4.4.

4.6 Execução do Estimador com Erros Grosseiros de Medição

O erro simples pode ser caracterizado como o erro que ocorre de forma individual, em um único elemento que compõe a microrrede, ou seja, para cada simulação é introduzido um único erro no sistema e posteriormente são avaliados os impactos da introdução deste.

Para a análise realizada neste trabalho, foram aplicados seis erros simples (*bad data* ou erro grosseiro) em diferentes pontos de medição do sistema. Os erros grosseiros são reconhecidos por provocarem impactos no desempenho do estimador. Para a escolha dos ramos nos quais se-

Figura 4.3: Magnitude de tensão das barras do sistema

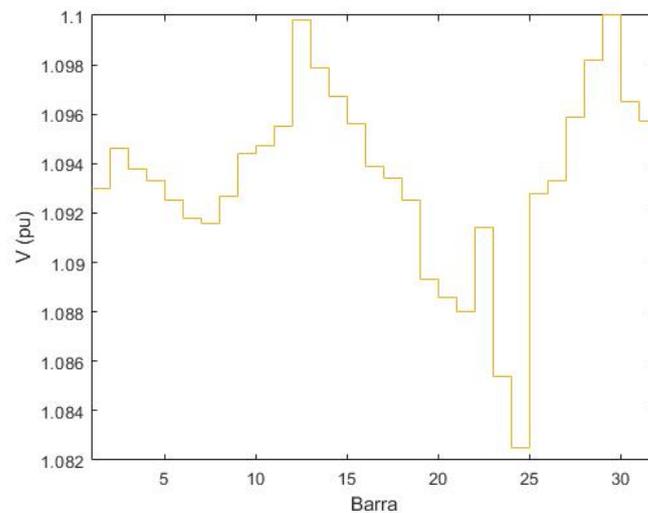
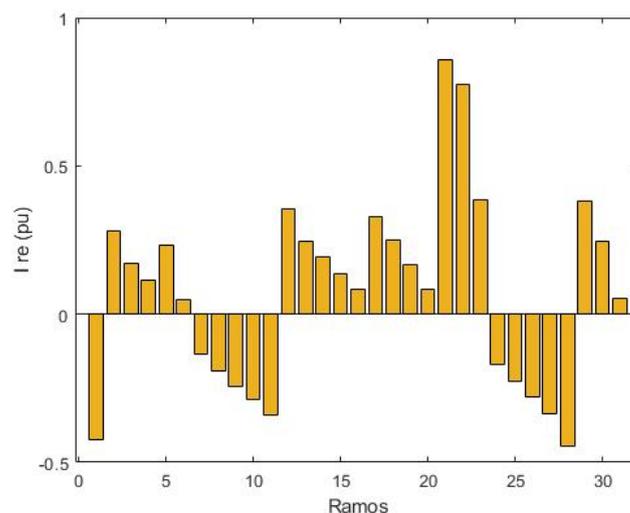


Figura 4.4: Corrente real nos ramos do sistema

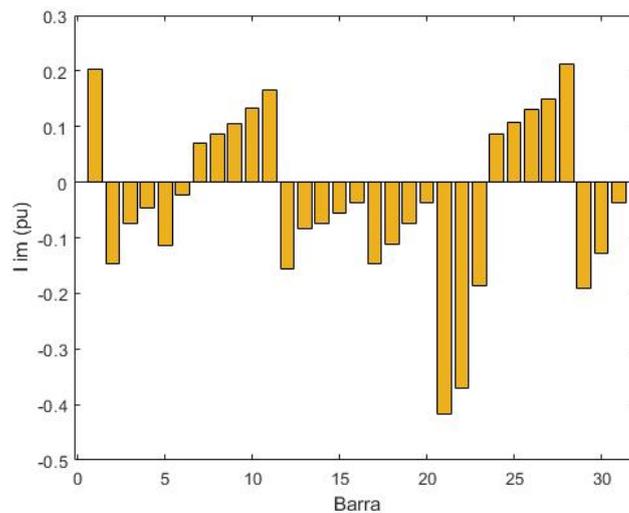


riam aplicados os erros, foram considerados erros grosseiros nas correntes de ramos que partem de algumas das barras onde estão presentes as PMUs, que são as barras 1, 5, 12, 16, 23 e 29. Foram realizadas seis simulações, cada uma com um erro grosseiro, que é uma medida errônea com o fasor de corrente invertido.

Na Tabela 4.7 estão presentes os valores de corrente obtidos através da simulação do fluxo de potência ótimo sem a inserção de erros grosseiros. Como exemplo, na simulação 1 considerou-se o valor de corrente medida com erro com valor de $I_{1-2}^{med} = 0,421 - j0,202pu$.

Tais correntes são comparadas com os resultados dos estimadores baseados no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP, ou na sigla em inglês, WLS) e no Critério da Máxima

Figura 4.5: Corrente imaginária nos ramos do sistema



Correntropia (MCC). Fica notório, ao observar a Tabela 4.7, que o estimador baseado no MCC apresenta valores mais próximos aos exatos, sem erro, do que os valores estimados pelo WLS.

Tabela 4.7: Erros simples de corrente

Caso	Ramo	Barra		Correto (FPO)		WLS		MCC	
		De	Para	Ire	Iim	Ire	Iim	Ire	Iim
1	1	1	2	-0,421	0,202	-0,358	0,173	-0,422	0,201
2	5	5	6	0,230	-0,114	0,168	-0,114	0,231	-0,114
3	12	12	13	0,355	-0,155	0,305	-0,137	0,354	-0,155
4	16	16	17	0,082	-0,036	0,081	-0,036	0,080	-0,031
5	23	23	24	0,387	-0,185	0,332	-0,163	0,387	-0,185
6	29	29	30	0,383	-0,191	0,325	-0,162	0,384	-0,191

Ao traçar gráficos com o perfil de tensão do sistema considerando os casos 1 e 2, é perceptível que os erros de corrente não impactaram de forma considerável a tensão das barras estimadas do sistema. Essa conclusão pode ser comprovada observando as Figuras 4.6 e 4.7.

Pelo fato de erro grosseiro escolhido ser uma inversão de correntes em certos ramos do sistema, é esperado que esse erro tenha maior impacto nos valores de correntes estimadas que circulam o sistema, principalmente nas proximidades dos ramos onde os erros são aplicados.

Para exemplificar o impacto dos erros simples nas correntes foram plotados gráficos dos casos 1 e 2. Nas Figuras 4.8 e 4.9 estão representadas as correntes real e imaginária do sistema para o caso 1, comparando os resultados obtidos via FPO, WLS e MCC. No caso 1 o erro grosseiro foi aplicado no ramo 1. Pode-se observar que no ramo 1 e nos ramos próximos do ramo 1 (ramos 17, 18, 19 e 20), percebe-se que o WLS obteve uma resposta distinta em relação

Figura 4.6: Tensão nas barras com aplicação de erro simples no ramo 1

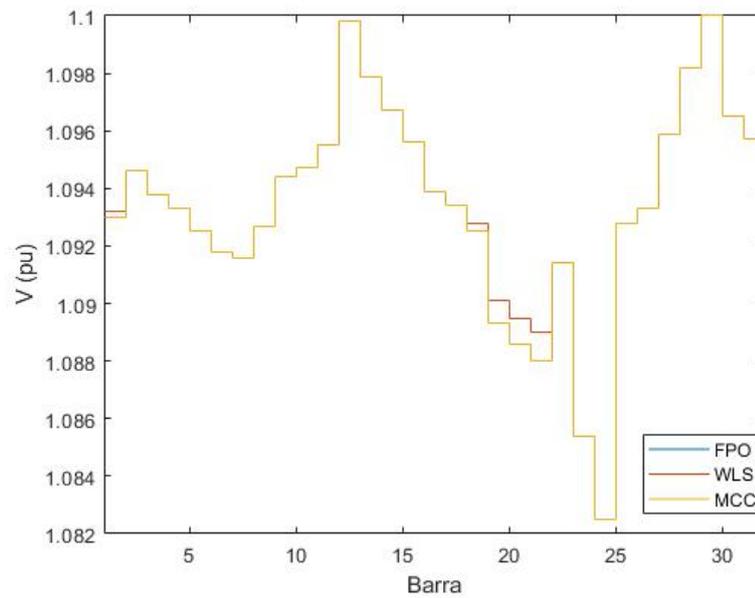


Figura 4.7: Tensão nas barras com aplicação de erro simples no ramo 5

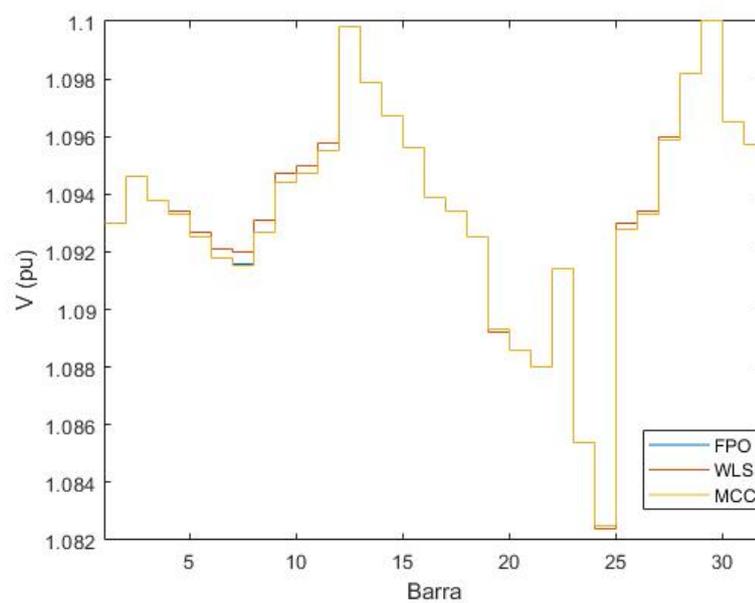
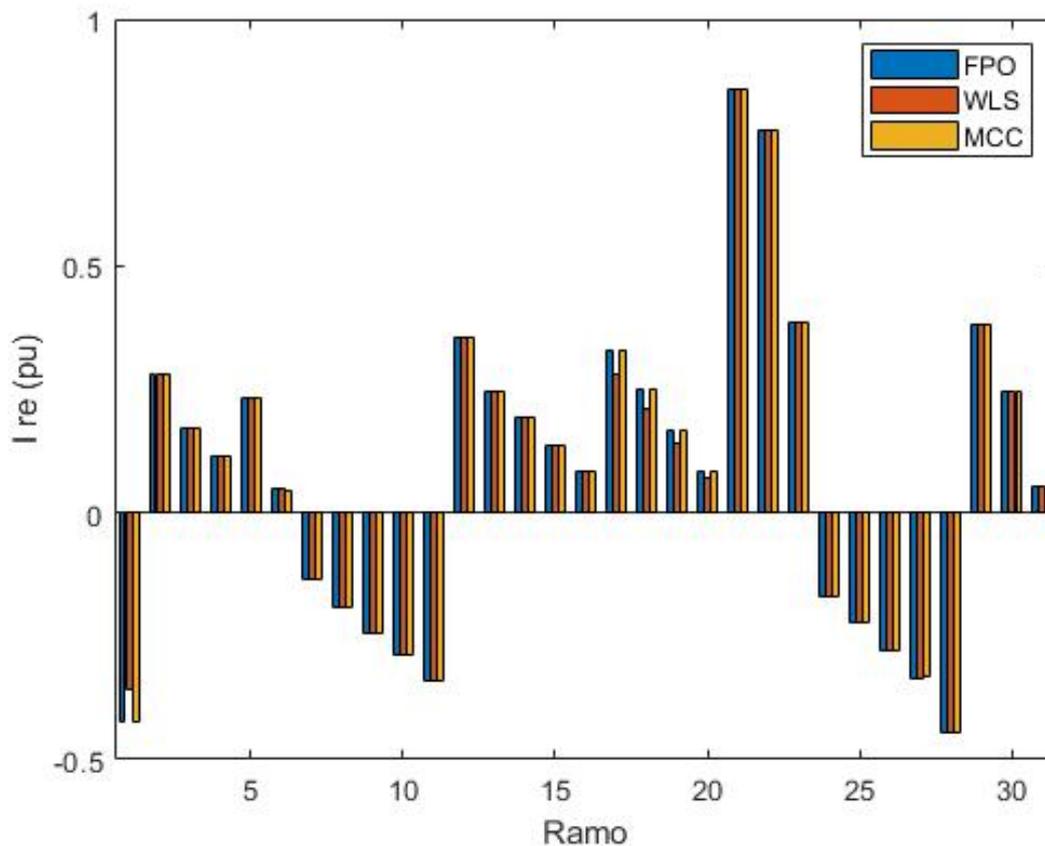


Figura 4.8: Corrente real nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 1



às respostas obtidas pelo FPO e pelo MCC.

Na situação simulada no caso 2, o erro foi aplicado no ramo 5. Nas Figuras 4.10 e 4.11 estão representadas as correntes real e imaginária do sistema para o caso 2, comparando os resultados obtidos via FPO, WLS e MCC. No caso 2 o erro grosseiro foi aplicado no ramo 5. Observa-se que no ramo 5 e nos ramos próximos ou do mesmo entroncamento (ramos 2, 3, 4, 6, 7, 10, 11, 24, 25, 26, 27 e 28), a resposta do WLS foi ligeiramente diferente em relação às respostas obtidas pelo FPO e pelo MCC.

Durante a realização das simulações, foi possível verificar que no caso 4 os valores de corrente obtidos no WLS e MCC ficaram próximos do valor do FPO. A explicação se deve ao fato do ramo 16, no qual foi aplicado o erro, estar posicionado na extremidade da microrrede, distante dos outros elementos do sistema. Portanto, o erro grosseiro não apresentou impacto significativo nos resultados, principalmente nas simulações de WLS que são sensíveis aos erros grosseiros.

Outro aspecto analisado, foi a resposta da função objetivo dos estimadores ao término do

Figura 4.9: Corrente imaginária nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 1

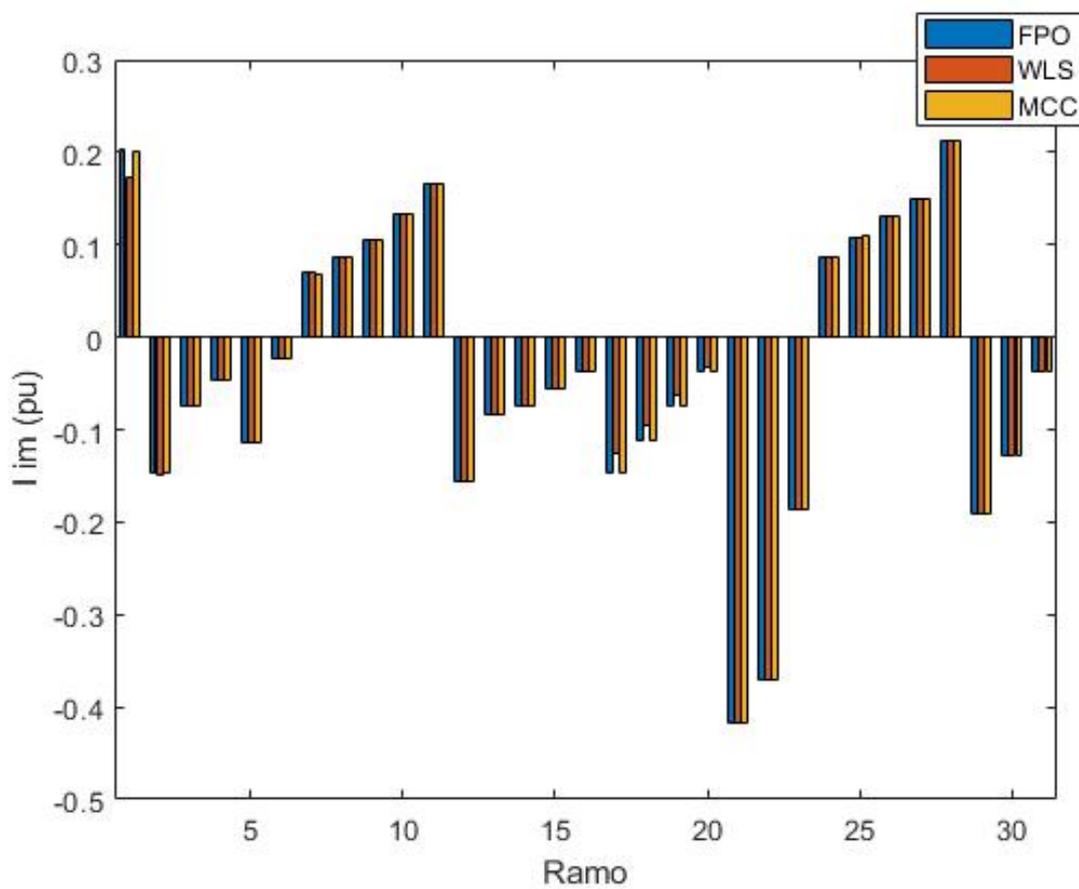


Figura 4.10: Corrente real nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 5

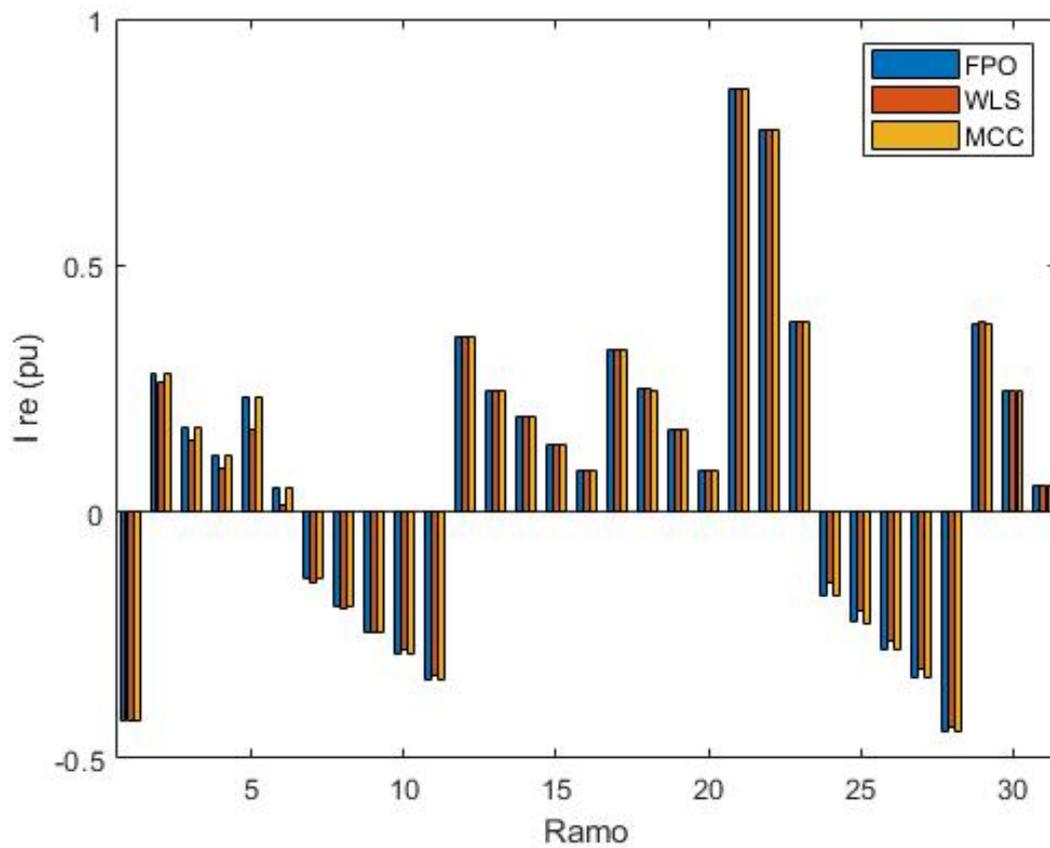
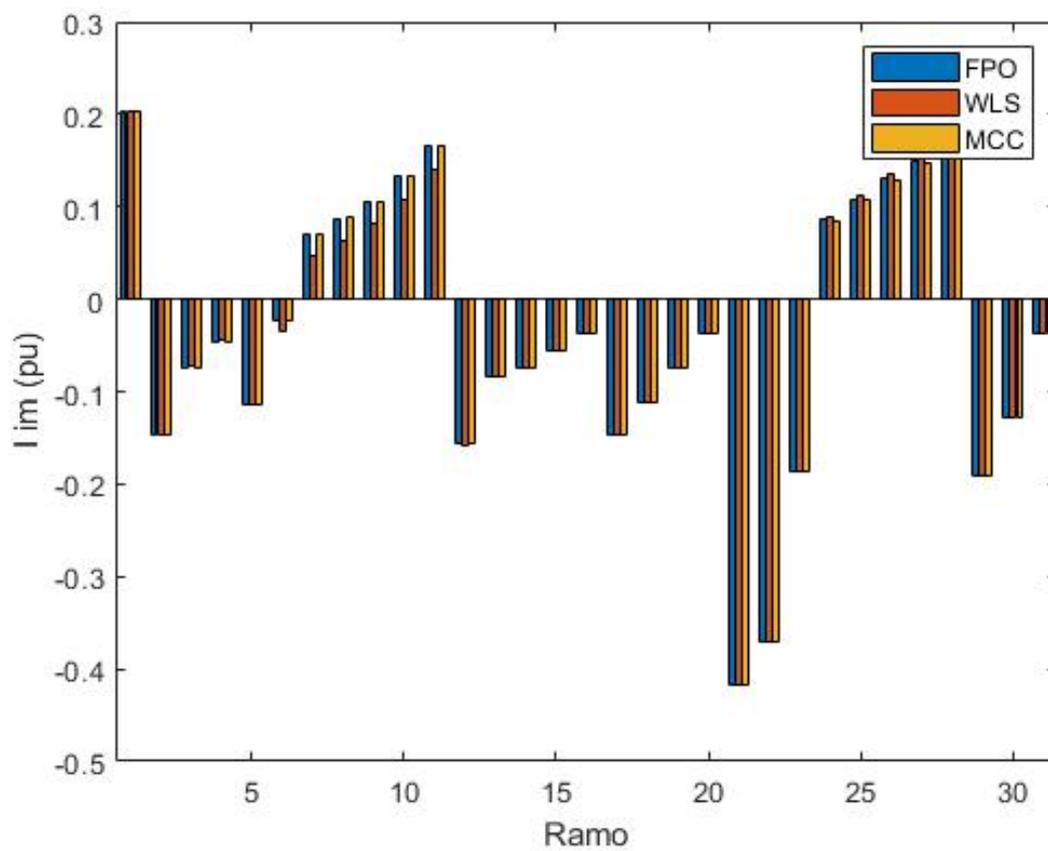


Figura 4.11: Corrente imaginária nos ramos com aplicação de erro simples no ramo 5



processo iterativo. As comparações podem ser observadas na Tabela 4.8, na qual é perceptível que, na inexistência dos erros, a FOB do estimador WLS alcança um valor mínimo de $1,489 \times 10^{-7}$. Por outro lado, a resposta da FOB do estimador MCC atinge o valor máximo de 7,978.

Quando há a inserção do erro grosseiro, a função objetivo para a implementação com WLS alcança valores próximos de zero, porém distantes da resposta obtida com a simulação sem o erro. Isso se deve ao somatório dos resíduos de estimação (valor medido menos o valor calculado com o estado estimado): a presença de erros grosseiros impacta no valor estimado pelo WLS.

Por outro lado, os resultados obtidos na simulação do MCC com erro ficaram próximos do resultado obtido pela simulação desconsiderando o erro. Apesar da função objetivo reduzir o seu valor, o efeito da medida errônea foi isolado.

Tabela 4.8: Resultados da FOB para erros simples de corrente

Caso	Ramo	Barra		FOB	
		De	Para	WLS	MCC
		Exato (sem erros)		$1,489 \times 10^{-7}$	7,978
1	1	1	2	0,753	7,754
2	5	5	6	0,215	7,754
3	12	12	13	0,523	7,754
4	16	16	17	0,032	7,458
5	23	23	24	0,641	7,754
6	29	29	30	0,630	7,413

4.7 Considerações Finais

Ao analisar os resultados obtidos nas correntes dos ramos, ficou evidente que a resposta alcançada é coerente com o esperado. A afirmação se baseia no fato de que os valores de corrente obtidas via MCC estão mais próximos dos valores obtidos na simulação sem erros. Isso confirma a expectativa, na implementação do MCC, de redução do impacto do erro grosseiro durante o processo iterativo.

Observando também as respostas das funções objetivo, ficou evidente a capacidade do estimador de MCC de suprimir os erros grosseiros, alcançando resultados mais coerentes do que pelo estimador WLS.

Conclusões

5.1 Considerações Finais

Microrredes são sistemas compostos por geradores despacháveis ou não-despacháveis (geradores renováveis), sistemas de armazenamento e cargas controláveis. Do ponto de vista de operação, podem estar conectadas ao sistema principal ou ilhadas. O ilhamento pode ser intencional (quando projetadas para operação autônoma) ou não (quando ocorre devido a problemas no sistema principal). Operando ilhadas, requerem metodologias específicas para análise e monitoramento, devido à variação da frequência em regime permanente e operação em *droop* de frequência dos geradores despacháveis.

Nesse contexto, o presente trabalho estudou o processo de estimação de estados em microrredes ilhadas. Apresentou-se uma metodologia de otimização para estimação de estados baseada no Critério da Máxima Correntropia (MCC), considerando medições fasoriais e pseudomedidas de injeção de potência (modeladas como restrições de desigualdade) para garantia da observabilidade da rede. Em comparação com o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, o estimador baseado no MCC efetua o isolamento do efeito dos erros grosseiros no processo de estimação. Para a geração das medidas, implementou-se um Fluxo de Potência Ótimo para a minimização de perdas considerando o efeito do *droop* e da variação da frequência em regime permanente.

A validação da metodologia proposta foi realizada para uma microrrede de 33 barras da literatura. Inicialmente foi simulado o Fluxo de Potência Ótimo para a coleta de medições. Posteriormente foi realizada a simulação utilizando tanto as metodologias MQP e MCC, sem a inserção de erros, observando que ambas metodologias convergem para a solução do FPO.

Posteriormente, foram inseridos erros simples, e novamente foram simulados os estimadores de estados MQP e MCC. No total, foram simulados seis cenários, sendo que o erro aplicado foi o erro de corrente, invertendo o sentido da mesma (sinal negativo para as partes real e imaginária). Ficou evidente que o MCC teve uma capacidade de suprimir o erro, alcançando resultados próximos dos valores obtidos nas simulações sem erro, com um desvio máximo de 2,43 % no ramo com incidência do erro, em relação à resposta do FPO. Por outro lado, o estimador MQP não teve a mesma capacidade de supressão do erro, ou seja, a presença do erro impactou na resposta do estimador, obtendo respostas diferentes do coerente, com um desvio máximo de 14,96 % no ramo com incidência do erro, em relação à resposta do FPO.

Baseado nas simulações realizadas por estimação de estados, foi observado que o Método da Máxima Correntropia tem a capacidade de isolar o erro, evitando a contaminação dos resultados. Em contrapartida, o método dos Mínimos Quadrados Ponderados não possui a mesma capacidade de supressão automática, sendo que a inserção do erro grosseiro provocou a contaminação dos resultados nas proximidades do ramo com medida errônea.

5.2 Propostas de Continuidade

Após a realização dos estudos descritos nesse trabalho, algumas propostas de avanço da pesquisa podem ser levadas em consideração, podendo tornar a metodologia mais robusta e eficiente em situações distintas. Uma possibilidade de evolução seria testar essa metodologia em outros sistemas. No presente trabalho a metodologia foi testada apenas no sistema IEEE de 33 barras. No entanto, pode ser construtivo testar essa mesma metodologia em outros sistemas para entender se os resultados alcançados também serão coerentes.

Uma outra possibilidade de expansão dessa pesquisa seria através de um estudo considerando a alocação ótima dos medidores. No trabalho atual os medidores foram alocados considerando pontos estratégicos da topologia, como pontos de interseção, ramos ligados às unidades de geração e final de linha. No entanto, uma alocação ótima de medidores poderia auxiliar na melhora dos resultados.

No presente trabalho, foram considerados apenas erros simples para simular o desempenho do sistema comparando os métodos MQP e MCC. No entanto, numa próxima etapa, é interessante que também sejam realizadas simulações levando em conta erros múltiplos, de forma a

avaliar se a mesma metodologia é capaz de obter respostas coerentes com a presença de erros múltiplos.

Uma outra possibilidade de expansão da pesquisa, seria analisar o desempenho dos estimadores para outros níveis de carregamento. Por exemplo, aumentando gradativamente a carga do sistema a cada simulação.

Por fim, outra possibilidade de expansão da pesquisa seria através da implementação dessa metodologia para microrredes trifásicas, o que trará novas alternativas para análises.

Referências Bibliográficas

- [1] J. Lopes, C. Moreira, e A. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 916–924, 5 2006.
- [2] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazemirani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, e N. D. Hatziargyriou, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, 2014.
- [3] A. Abur e A. G. Exposito, *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC Press, 2004.
- [4] I. D. Melo, *Estimação de Estados: Uma Abordagem Sistêmica sobre Qualidade de Energia*. Editora Blucher, 2022.
- [5] V. Miranda, A. Santos, e J. Pereira, “State estimation based on correntropy: a proof of concept,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 4, pp. 1888–1889, 2009.
- [6] F. C. Schweppe, “Power system static-state estimation, part iii: Implementation,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, no. 1, pp. 130–135, 1970.
- [7] F. C. Schweppe e E. J. Handschin, “Static state estimation in electric power systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 972–982, 1974.
- [8] M. Sarada Devi e G. Yesuratnam, “Comparison of state estimation process on transmission and distribution systems,” in *Advances in Decision Sciences, Image Processing, Security and Computer Vision: International Conference on Emerging Trends in Engineering (ICETE), Vol. 2*. Springer, 2020, pp. 414–423.

- [9] M. E. Baran e A. W. Kelley, “State estimation for real-time monitoring of distribution systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1601–1609, 1994.
- [10] Y.-F. Huang, S. Werner, J. Huang, N. Kashyap, e V. Gupta, “State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 29, no. 5, pp. 33–43, 2012.
- [11] A. G. Phadke, “Synchronized phasor measurements in power systems,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, no. 2, pp. 10–15, 1993.
- [12] M. C. de Almeida, E. N. Asada, e A. V. Garcia, “Effects of load imbalance and system asymmetry on three-phase state estimation,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. IEEE, 2006, pp. 6–pp.
- [13] N. Kagan, C. C. B. De Oliveira, e E. J. Robba, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Editora Blucher, 2021.
- [14] J. L. Blackburn e T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*. CRC Press, 2006.
- [15] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, e L. R. De Araujo, “A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1616–1623, 2006.
- [16] M. E. Baran e A. W. Kelley, “A branch-current-based state estimation method for distribution systems,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 10, no. 1, pp. 483–491, 1995.
- [17] M. K. Celik e W.-H. Liu, “A practical distribution state calculation algorithm,” in *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No. 99CH36233)*, vol. 1. IEEE, 1999, pp. 442–447.
- [18] S. Naka, T. Genji, T. Yura, e Y. Fukuyama, “A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 18, no. 1, pp. 60–68, 2003.

- [19] M. E. Baran, J. Jung, e T. E. McDermott, “Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems,” in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2009, pp. 1–5.
- [20] M. Baran e T. McDermott, “Distribution system state estimation using ami data,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. IEEE, 2009, pp. 1–3.
- [21] M. Pau, P. A. Pegoraro, e S. Sulis, “Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, 2013.
- [22] B. C. de Oliveira, J. L. Pereira, G. d. O. Alves, I. D. Melo, M. A. de Souza, e P. A. Garcia, “Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units,” *Electric Power Systems Research*, vol. 160, pp. 327–336, 2018.
- [23] G. N. Korres, N. D. Hatziaargyriou, e P. J. Katsikas, “State estimation in multi-microgrids,” *European transactions on electrical power*, vol. 21, no. 2, pp. 1178–1199, 2011.
- [24] A. Gomez-Exposito, A. Abur, A. de la Villa Jaen, e C. Gomez-Quiles, “A multilevel state estimation paradigm for smart grids,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 952–976, 2011.
- [25] I. Cobelo, A. Shafiu, N. Jenkins, e G. Strbac, “State estimation of networks with distributed generation,” *European transactions on electrical power*, vol. 17, no. 1, pp. 21–36, 2007.
- [26] C. Lin, W. Wu, e Y. Guo, “Decentralized robust state estimation of active distribution grids incorporating microgrids based on pmu measurements,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 810–820, 2019.
- [27] J. Lu, G. Zhu, e Y. Miao, “State estimation of the micro-grid,” in *Unifying Electrical Engineering and Electronics Engineering: Proceedings of the 2012 International Conference on Electrical and Electronics Engineering*. Springer, 2014, pp. 517–527.
- [28] G. Zhang, C. Li, D. Qi, e H. Xin, “Distributed estimation and secondary control of autonomous microgrid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 989–998, 2016.

- [29] M. M. Rana e L. Li, “An overview of distributed microgrid state estimation and control for smart grids,” *Sensors*, vol. 15, no. 2, pp. 4302–4325, 2015.
- [30] W. Peres e I. D. Melo, “Estimação de estados em microrredes ilhadas: uma abordagem baseada em um modelo de otimização.” Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2021.
- [31] W.-c. Wu, Y. Guo, B.-m. Zhang, A. Bose, e S. Hongbin, “Robust state estimation method based on maximum exponential square,” *IET generation, transmission & distribution*, vol. 5, no. 11, pp. 1165–1172, 2011.
- [32] V. Freitas, A. S. Costa, e V. Miranda, “Arquitetura híbrida e critério de máxima correntropia para inclusão de medidas fasoriais na estimação de estados em sistemas de potência,” in *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*, vol. 1, no. 1, 2019.
- [33] S. Pesteh, H. Moayyed, e V. Miranda, “Favorable properties of interior point method and generalized correntropy in power system state estimation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 178, p. 106035, 2020.
- [34] S. Iwata e Y. Fukuyama, “Differential evolutionary particle swarm optimization for load adjustment distribution state estimation using correntropy,” *Electrical Engineering in Japan*, vol. 205, no. 3, pp. 11–21, 2018.
- [35] P. O. La Gatta, J. A. Passos Filho, e J. L. R. Pereira, “Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 4, pp. 609–617, 2019.
- [36] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, e C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC Press, 2018.
- [37] G. N. Korres e N. M. Manousakis, “State estimation and bad data processing for systems including pmu and scada measurements,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, 2011.
- [38] V. Freitas, A. S. Costa, e V. Miranda, “Robust state estimation based on orthogonal methods and maximum correntropy criterion,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech*. IEEE, 2017, pp. 1–6.

- [39] F. C. Gonçalves, W. Peres, F. A. Assis, F. C. Coelho, B. C. Ferreira, e R. P. Poubel, “Alocação ótima de geradores distribuídos em microrredes ilhadas considerando controle droop de frequência,” in *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, vol. 1, no. 1, 2021.
- [40] M. Baran e F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 4 1989.