

Análise de Estimação de Estados Utilizando a BibliotecaPowerModelsDistributionStateEstimation.jl

Luiz Otávio G. Oliveira
Engenharia Elétrica
UFTM
Uberaba, MG - Brasil
luizotavio.ee@hotmail.com

Madeleine Rocio Medrano Castillo
Engenharia Elétrica
UFTM
Uberaba, MG - Brasil
madeleine.albertini@uftm.edu.br

Marcus Vinícius Borges Mendonça
Engenharia Elétrica
UFTM
Uberaba, MG - Brasil
marcus.mendonca@uftm.edu.br

Arnaldo J. P. Rosentino Jr.
Engenharia Elétrica
UFTM
Uberaba, MG - Brasil
arnaldo.rosentino@uftm.edu

Fabício Augusto Matheus Moura
Engenharia Elétrica
UFTM
Uberaba, MG - Brasil
fabricao.moura@uftm.edu

Elder Vicente de Paulo Sobrinho
Engenharia Elétrica
UFTM
Uberaba, MG - Brasil
elder.sobrinho@uftm.edu

Resumo: a constante crescente do volume de dados da rede disponíveis em tempo real e seus históricos, aumentam a observabilidade do sistema elétrico como um todo e trazem à tona a possibilidade de aplicação de metodologias de estimação de parâmetros em pontos sem unidades de medição física através de simulações. A bibliotecaPowerModelsDistributionStateEstimation.jl contemplada em linguagem de programação Julia para a Estimação de Estados em Sistemas Elétricos de Distribuição Radiais, é uma ferramenta para estimar variáveis de interesse, permitindo uma operação mais assistida em pontos de escassez de medidores, utilizando técnicas de otimização, dados de medições e topologia da rede. Essa ferramenta também permite a flexibilidade da escolha de qual algoritmo será usado para trazer a solução do problema de otimização.

Palavras-Chave: Estimação de Estados, Monitoramento, Redes de Distribuição Radial, Fluxo de Potência Ótimo.

STATE ESTIMATION USING THE POWERMODELSDISTRIBUTIONSTATEESTIMATION.JL LIBRARY

The constant increase in the volume of real-time and historical network data enhances the observability of the entire electrical system and brings to light the possibility of applying parameter estimation methodologies at points without physical measurement units through simulations. The PowerModelsDistributionStateEstimation.jl library, implemented in the Julia programming language for State

Estimation in Radial Distribution Electrical Systems, is a tool designed to estimate variables of interest, enabling more assisted operation in areas with a scarcity of meters, using optimization techniques, measurement

data, and network topology. This tool also offers the flexibility to choose which algorithm will be used to solve the optimization problem.

Keywords: State Estimation, Monitoring, Radial Distribution Networks, Optimal Power Flow.

NOMENCLATURA

GPS	Sistema de Posicionamento Global
PM	Power Models
PMD	PowerModelsDistribution
PMDSE	PowerModelsDistributionStateEstimation
PMU	Unidades de Medição Fasorial
PNL	Programação Não Linear
SCADA	Supervisão, Controle e Aquisição de Dados
SCDR	Relé de distância baseado em componentes simétricas

I. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica, ainda em dias atuais, são tratadas de forma passiva, o que vem mudando essa forma de enxergá-la é a alta mudança que ocorre nas últimas décadas em questão do avanço da eletrônica tanto em natureza de carga quanto de geração.

A alta inserção de Geração Distribuída e o uso de veículos elétricos são fatores de grande crescimento em

relação ao curto tempo de difusão da tecnologia no Brasil, intensificando o tráfego de corrente e o uso das linhas, e, com isso, podendo trazer problemas de perda de coordenação de proteção, ilhamentos e aumento das perdas.

A Estimação de Estado através do PMDSE utiliza-se da topologia da rede através de arquivos “.dss” usados no software OpenDss e de dados de medições dispostos em arquivos .csv, dados esses sobre posse do operador, como, potências ativas e reativas, correntes e tensões do sistema de distribuição.

Aos pontos em que há ausência de medição, são estipuladas as pseudomedidas, que são dados históricos de consumo, previsões de cargas ou resultados de Fluxos de Potência Ótimo para agregar a observabilidade do sistema. Outro ponto interessante para o ingresso da Estimação de Estados é a inserção de PMUs e medidores inteligentes gradativamente ao longo da rede, trazendo dados reais e mais precisão às previsões.

II. ESTIMAÇÃO DE ESTADOS TRIFÁSICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A. PMUs

As Unidades de Medição Fasorial (PMUs) são instrumentos que realizam medições de tensões e correntes, e registram essas medições com um registro de tempo de alta precisão. As PMUs são equipadas com receptores de GPS que permitem a sincronização de várias leituras realizadas em pontos distantes [1]. As PMUs foram desenvolvidas a partir da invenção do SCDR. O resultado do desenvolvimento do SCDR foi um algoritmo recursivo para calcular componentes simétricos de tensão e corrente. A sincronização tornou-se possível com o advento do sistema de satélites GPS. O sistema GPS é composto por 36 satélites (dos quais 24 são utilizados ao mesmo tempo) para produzir sinais de tempo na superfície da Terra. Os receptores GPS conseguem resolver esses sinais em coordenadas {x, y, z, t}. A coordenada “t” refere-se ao tempo. Isso é realizado resolvendo a equação $\text{distância} = (\text{velocidade})(\text{tempo})$ em três dimensões utilizando sinais dos satélites. A PMU registra as correntes e tensões de sequência e registra a leitura com o tempo obtido pelo receptor GPS. É possível alcançar uma precisão de sincronização de 1 microssegundo ou 0,021° para um sinal de 60 hertz. Esta precisão está bem dentro do intervalo adequado para medir tensões e correntes em frequência de potência. Com base na pesquisa realizada na Virginia Tech, a empresa Macrodyne foi capaz de iniciar a produção de dispositivos PMU, o que levou ao estabelecimento do Padrão IEEE 1344 “Synchrophasor”, que define o formato dos dados de saída de uma PMU.

As PMUs são capazes de medir o que antes era impossível, como a diferença de fase em diferentes

subestações. Ao realizar uma estimativa de estado de um sistema de energia, um dos estados que estão sendo determinados é o ângulo de tensão em cada barra. Com as PMUs, as concessionárias de energia são capazes de medir diretamente o ângulo de tensão em comparação com a barra de referência. Desde o desenvolvimento da PMU, os engenheiros de energia têm explorado como utilizar o dispositivo para melhorar a observação do sistema. As PMUs têm sido implementadas como uma fonte de informação para detectar falhas em linhas de transmissão.

A implementação das PMUs para tornar o sistema mais observável começa com uma árvore geradora e procura áreas do sistema que são não observáveis. O próximo passo é impor certos critérios na busca pela localização adequada das PMUs. Três métodos que têm sido estudados são o método de recozimento simulado modificado, a combinação direta e a busca tabu. Todos os três foram examinados em testes nos sistemas de 14, 30 e 57 barras do IEEE, e os resultados mostram que os métodos propostos podem encontrar a solução ótima de maneira eficiente. Outro método para determinar a colocação ideal das PMUs é utilizar um algoritmo de busca genética; os autores sugerem que a busca genética é a melhor opção, pois os dois critérios de solução podem estar em oposição um ao outro. Nesse caso, o primeiro critério é maximizar a redundância e a área observável do sistema. O segundo critério é minimizar o custo da instalação [2].

Outro artigo argumenta que mais critérios devem ser adicionados à colocação ideal das PMUs, incluindo a consideração de como a localização dos dispositivos pode melhorar a segurança do sistema [3]. A forma como as PMUs devem funcionar na estimativa de estado tem sido discutida. Existe uma corrente de pensamento que defende que as medições das PMUs são muito superiores aos dados SCADA usados na estimativa de estado tradicional e devem ser coletadas e usadas separadamente desses dados [3]. Outros reconhecem que há diferença nas informações, e é viável usar medições de PMU juntamente com os dados SCADA [4]. A Hydro-Québec acredita que as PMUs são precisas o suficiente para não necessitar de correlação entre as medições das PMUs. Seu algoritmo é posicionar as PMUs nas barras que minimizam a correlação entre as medições [5].

B. Origens da Medição

A estimativa de estado em sistemas de energia elétrica, que utiliza medições de potência não lineares dos sistemas SCADA, enfrenta ambiguidades e problemas de convergência. Atualmente, as PMUs, fornecem leituras sincronizadas de fasores de tensão e corrente em cada barra instrumentada, utilizando a informação de tempo do GPS. Os dados das PMUs beneficiam significativamente a estimativa de estado [6], pois, se fossem usadas apenas PMUs, o estado poderia ser obtido como uma simples solução de mínimos quadrados linear, de uma vez só [7]. No entanto, o erro de estimativa pode ser bastante elevado, e o sistema pode até perder observabilidade, devido à

implantação limitada das PMUs. Por essa razão, pesquisadores propuseram esquemas híbridos de estimativa de estado [8], integrando dados de PMU e SCADA. Alguns desses métodos incorporam as medições das PMUs nas atualizações iterativas da estimativa de estado [9]–[10], enquanto outros utilizam os dados das PMUs para refinar as estimativas obtidas a partir dos dados SCADA [11], [12]. O procedimento de estimativa volta a ser iterativo e, portanto, uma rápida convergência para um erro de estimativa menor do que o que as PMUs sozinhas podem fornecer é crucial para tornar esses sistemas híbridos úteis.

C. Medições e modelagem matemática

São consideradas informações probabilísticas, provenientes de medidas e pseudomedidas, expressadas matematicamente por (SCHWEPPE; WILDES, 1970):

$$z_m = h_m(x) + r_m \quad (1)$$

$$r_m = z_m - h_m(x) \quad (2)$$

Onde:

- z - vetor de medidas;
- $h(\cdot)$ - vetor de funções não lineares, relacionando as medidas com as variáveis de estado;
- x - vetor das variáveis de estado verdadeiras;
- r_m - vetor dos erros das medidas.

O vetor r_m dos erros pode ser considerado uma variável aleatória normal, com média zero, e matriz de covariância R_m , ou seja (LOURENÇO, 2001):

$$\varepsilon\{r_m\} = 0 \quad (3)$$

$$\varepsilon\{r_m \cdot r_m^T\} = R_m \quad (4)$$

Onde $\varepsilon\{\cdot\}$ é o operador esperança matemática. Considera-se ainda que os erros de medição não são correlacionados, o que implica em uma matriz R_m diagonal, cujos elementos diagonais correspondem às variâncias das suas respectivas medições.

A melhor estimativa do vetor x_{verd} , é o valor de x que torna mínimo o índice $J(x)$, dado por:

$$J(x) = r_m^T \cdot R_m^{-1} \cdot r_m \quad (5)$$

Onde R_m^{-1} é uma matriz de ponderação para as medidas; é o inverso da matriz covariância das mesmas. É uma matriz diagonal, cujos valores diferentes de zero são os inversos das variâncias de cada medida $(\sigma_{ii}^{-1})^2$ (HANDSCHIN et al., 1975; HORISBERGER et al., 1976). Através dessa matriz, as medidas são ponderadas conforme as suas qualidades.

Da equação (4) deduz-se que $J(x)$ é uma função quadrática. Considerando que x torna mínimo $J(x)$, podemos dizer que $J(x)$ é convexo nas proximidades de

x . Desta forma, para obter $\hat{x}$, que torne $J(x)$ mínimo, fazemos:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \quad (6)$$

Portanto,

$$2H^T(\hat{x}) \cdot R_m^{-1} \cdot [z - h(\hat{x})] \quad (7)$$

Onde $H(\hat{x})$ é a matriz Jacobiana, dada por:

$$H(\hat{x}) \triangleq \left. \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right|_{\hat{x}} \quad (8)$$

Como podemos ver, a solução da equação (7) fornece o vetor $\hat{x}$. Considerando a não linearidade de $H(\hat{x})$ e $h(\hat{x})$, a solução direta dessa equação não é possível. Assim, o vetor estimado $\hat{x}$ é obtido através de técnicas iterativas.

Expandindo em série de Taylor a equação $h(x)$, e tomando apenas os termos lineares, em torno de um ponto inicial x^0 , têm-se:

$$h(x) \cong h(x^0) + H(x^0) \cdot \Delta x^0 \quad (9)$$

Sendo:

$$\Delta x^0 = x - x^0 \quad (10)$$

De 1, obtêm-se:

$$z = h(x^0) + H(x^0) \cdot \Delta x^0 + r_m \quad (11)$$

Define-se:

$$\Delta z(x^0) = z - h(x^0) \quad (12)$$

Onde Δz é o erro de estimação, obtendo-se:

$$\Delta z(x^0) = H(x^0) \cdot \Delta x^0 + r_m \quad (13)$$

Assim, a função objetivo passa a ser:

$$J(x) = [\Delta z(x^0) - H(x^0) \cdot \Delta x^0]^T \cdot R_m^{-1} \cdot [\Delta z(x^0) - H(x^0) \cdot \Delta x^0] \quad (14)$$

E o mínimo é encontrado fazendo-se:

$$H^T(x^0).R_m^{-1}[\Delta z(x^0) - H(x^0).\Delta x^0] = 0 \quad (15)$$

Portanto:

$$\Delta x^0 = [H^T(x^0).R_m^{-1}.H(x^0)]^{-1}.H^T(x^0).R_m^{-1}.\Delta z(x^0) \quad (16)$$

Onde a matriz de ganho é dada por:

$$G(x^0) = H^T(x^0).R_m^{-1}.H(x^0) \quad (17)$$

E,

$$x^1 = x^0 + \Delta x^0 \quad (18)$$

D. Algoritmo do Estimador de Estado Acoplado por Mínimos Quadrados Ponderados

Passo 1: Fazer $v = 0$ e escolher uma solução inicial $x^v = x^0$;

Passo 2: Calcular as matrizes $H(x^v)$ e $G(x^v)$ no ponto $x = x^v$;

Passo 3: Obter a correção nas variáveis de estado através da equação normal e atualizar as variáveis;

$$\Delta x^v = G^{-1}(x^v).H^T(x^v).R_m^{-1}.\Delta z(x^v) \quad (19)$$

$$x^{v+1} = x^v + \Delta x^v \quad (20)$$

Passo 4: Testar a convergência, estabelecendo um critério de parada para Δx^v o quão preciso se deseje, caso não tenha convergido, volte ao Passo 2.

A partir da função objetivo do estimador de estados, para a aplicação da metodologia, é necessária a adição das restrições estruturais e operacionais do Sistema de Distribuição, $h_s(x)$ e $h_o(x)$, respectivamente, as restrições estruturais representam condições fixas do SD e as restrições operacionais ditam a condição operativa do sistema.

$$\text{Minimizar:} \quad \frac{1}{2}.r_m^T.R_m^{-1}.r_m \quad (21)$$

$$\text{sujeito a:} \quad r_m = z_m - h_m(\hat{x}) \quad (22)$$

$$h_s(\hat{x}) = [0] \quad (23)$$

$$h_o(\hat{x}) = [0] \quad (24)$$

sendo $\hat{x}$ o vetor dos estados estimados.

Para tanto, com base no princípio de que as potências ativas são influenciadas predominantemente pelos ângulos de fase de tensão, e de que as potências reativas são influenciadas predominantemente pelas magnitudes de tensão, várias versões de estimadores de estado desacoplados e desacoplados rápidos foram propostas na literatura (HORISBERGER et al., 1976; ASCHMONEIT et al., 1976; HORTON e MASIELLO, 1977; GARCIA et al., 1979; ALLEMONG et al., 1982; MONTICELLI e GARCIA, 1990). Dentre estas, destaca-se a versão desenvolvida por (Monticelli e Garcia, 1990), em razão desta chegar a resultados satisfatórios, mesmo em sistemas com relação de reatância com resistência baixa.

III. PowerModelsDistributionStateEstimation.jl

O PMDSE é um pacote open source registrado na linguagem Julia, desenvolvido especificamente para a realização de estimativas de estado em sistemas de energia elétrica, com foco nos sistemas de distribuição de eletricidade.

As redes de distribuição têm enfrentado transformações significativas devido ao aumento de instalações de painéis fotovoltaicos, carregadores de veículos elétricos e tecnologias correlatas, as quais podem acarretar potenciais problemas de tensão ou corrente. Essas questões são particularmente críticas se o sistema não for monitorado adequadamente e se ações preventivas não forem implementadas. Apesar da ausência generalizada de monitoramento nesses sistemas, a crescente adoção de medidores inteligentes e as mudanças nas redes de distribuição têm demandado novas abordagens para sua gestão e operação. Nesse sentido, observa-se uma transição de estratégias tradicionais, como o modelo "fit and forget" (instalar e esquecer), para modelos de gestão mais ativos, que demandam melhor utilização dos ativos e a implementação de capacidades de monitoramento.

A estimativa de estado nesse contexto atua como uma ferramenta fundamental de monitoramento, utilizando medições reais, embora imperfeitas, para filtrar os inevitáveis erros aleatórios e obter o estado mais provável da rede. Essa abordagem permite maior conhecimento e conscientização sobre o estado da rede, possibilitando a implementação de ações de controle baseadas no estado estimado.

A implementação da estimativa de estado no PMDSE é estruturada como um problema de otimização genérico, com restrições de igualdade e desigualdade. Um diferencial importante do pacote é a separação entre as camadas de modelagem e de solução, contrastando com a

abordagem tradicional, onde o modelo e o algoritmo são desenvolvidos conjuntamente. Essa separação oferece diversas vantagens, como a possibilidade de modificar o modelo sem a necessidade de reescrever partes do solucionador, já que a camada de solução foi delegada a solucionadores externos, não dependentes do pacote.

As principais dependências do pacote são o JuMP e o PMD. O primeiro serve como interface de modelagem matemática, enquanto o segundo fornece as equações de fluxo de potência, essenciais para a abordagem baseada em otimização. Além disso, o PMD é responsável pelo formato dos dados de rede e outras funcionalidades adicionais.

Do ponto de vista matemático, a estimativa de estado é formulada com um objetivo de minimizar a soma dos resíduos das medições, que podem assumir diferentes formas, como a minimização dos mínimos quadrados ponderados ou dos valores absolutos mínimos dos resíduos. Essa flexibilidade permite a substituição das restrições por relaxações lineares e convexas exatas, bem como a adoção de diferentes funções-objetivo. Além disso, o pacote oferece a capacidade de incluir qualquer tipo de medição no problema de estimativa de estado, por meio da implementação de restrições de mapeamento.

Um exemplo concreto dessa flexibilidade é a possibilidade de incluir medições de magnitude de tensão em uma formulação de fluxo de potência CA, utilizando coordenadas retangulares. Essa capacidade é viabilizada por meio de restrições de mapeamento, que permitem a inclusão de novas variáveis sem modificar a formulação subjacente. Além disso, os usuários podem adicionar quaisquer restrições de desigualdade que considerem relevantes para suas aplicações. A partir da versão 0.4 do pacote, também estão disponíveis funcionalidades para detecção e identificação de dados anômalos, componentes essenciais do processo de estimativa de estado.

A relevância da estimativa de estado em sistemas de distribuição vem crescendo devido às transformações recentes no setor elétrico. O PMDSE se destaca como uma ferramenta de design flexível, fácil de usar e estender, permitindo aos usuários experimentar diferentes configurações, como tipos de definição de resíduos, medições e restrições extras, a fim de encontrar a solução mais adequada para suas necessidades específicas. A separação entre as camadas de modelagem e solução economiza tempo no desenvolvimento de técnicas personalizadas, pois elimina a necessidade de reescrever o solucionador sempre que o modelo é alterado.

Destaca-se, ainda, que o PMDSE é o primeiro pacote open source dedicado à estimativa de estado em sistemas de distribuição não balanceados, utilizando equações de fluxo de potência trifásicas para descrever com precisão esses sistemas. A flexibilidade do pacote permite o

desenvolvimento de técnicas personalizadas para enfrentar os desafios inerentes aos sistemas de distribuição, que diferem significativamente dos sistemas de transmissão em termos de características e requisitos.

O pacote é amplamente testado, documentado e disponível para uso, além de estar aberto a contribuições da comunidade. Sua estrutura modular e extensível permite o uso como uma plataforma de benchmarking para diferentes formulações e modelos de estimativa de estado, promovendo maior reprodutibilidade e transparência nesse campo de estudo.

A formulação do problema no PMDSE se dá através da leitura dos dados da rede no formato OpenDSS “.dss”, matpower “.m” e alguns arquivos JavaScript Object Notation “.JSON” específicos, os converte para a interação desses dados com a biblioteca PMD este derivado do PM e, dos quais utilizam de recursos da biblioteca JuMP também em linguagem Julia, responsável pela modelagem matemática de forma flexível.

A modelagem da rede foi escolhida a ser a AC Polar [3], responsável pelo Fluxo de Potência Ótimo que trata suas variáveis com módulo e ângulo e a função objetivo de acordo ao Mínimos Quadrados Ponderados.

Estando a rede modelada no sistema, a função objetivo é resolvida pelo algoritmo Ipopt, que lida com as não-linearidades das funções objetivo e restrições do problema, o que o caracteriza como um problema de PNL.

IV. RESULTADOS

Para apresentar os resultados de uma estimação de estado em sistemas de distribuição desequilibrados, o seguinte sistema foi modelado no OpenDSS através do código abaixo que será responsável pela modelagem da topologia da rede.

Essa topologia pode ser usada no OpenDSS para realizar simulações de fluxo de potência, perfis de tensão, etc, casos esses que podem ser configurados de acordo com a necessidade e a disponibilidade de recursos do software. Pela capacidade de processamento atual esses sistemas são simulados ponto a ponto, em uma filosofia “*quasi steady state*”, que o que difere com uma filosofia em tempo real, seria o ponto de partida de processamento a cada ponto de tempo requerida, o que podemos chamar de processamento em “degraus”, com o avanço das tecnologias tanto de aquisição de dados quanto de processamento caminharão para que seja possível no futuro, o processamento em tempo real de toda a rede mediante a inserção de medidores inteligentes e PMUs.

E. Arquivo “.dss”

```
Clear  
New Circuit.3Bus_example
```

```
~ basekv=0.4      pu=0.9959      MVAsc1=1e6
MVAsc3=1e6 basemva=0.5
```

```
New linecode.556MCM nphases=3 basefreq=50 !
ohms per 5 mile
~ rmatrix = ( 0.1000 | 0.0400      0.1000 | 0.0400
0.0400 0.1000)
~ xmatrix = ( 0.0583 | 0.0233      0.0583 | 0.0233
0.0233 0.0583)
~ cmatrix = (50.92958178940651      | -0
50.92958178940651 | -0 -0 50.92958178940651 )
```

```
New linecode.4/0QUAD nphases=3 basefreq=50 !
ohms per 100ft
~ rmatrix = ( 0.1167 | 0.0467      0.1167 | 0.0467
0.0467 0.1167)
~ xmatrix = (0.0667 | 0.0267      0.0667 | 0.0267
0.0267 0.0667)
~ cmatrix = (50.92958178940651      | -0
50.92958178940651 | -0 -0 50.92958178940651
```

```
New Line.OHLine      bus1=sourcebus.1.2.3
Primary.1.2.3 linecode = 556MCM length=1
```

```
New Line.Quad      Bus1=Primary.1.2.3 loadbus.1.2.3
linecode = 4/0QUAD length=1
```

```
New Load.L1 phases=1 loadbus.1.0 ( 0.4 3 sqrt / )
kW=9 kvar=3 model=1
```

```
New Load.L2 phases=1 loadbus.2.0 ( 0.4 3 sqrt / )
kW=6 kvar=3 model=1
```

```
New Load.L3 phases=1 loadbus.3.0 ( 0.4 3 sqrt / )
kW=6 kvar=3 model=1
```

```
Set voltagebases=[0.4]
```

```
Set tolerance=0.000001
```

```
set defaultbasefreq=50
```

```
Calcvoltagebases
```

```
Solve
```

Figura 1: Sistema de Distribuição avaliado

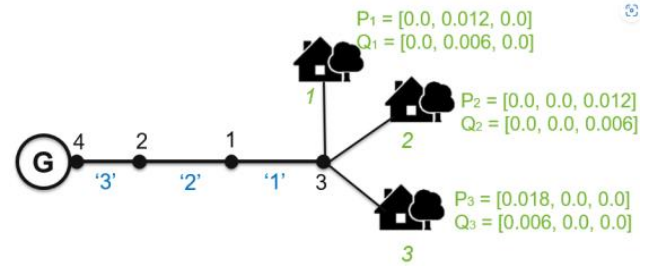


Tabela 1: Dados de medições

meas_id	cmp_type	cmp_id	meas_type	meas_var	phase
1	gen	1	G	pg	[1, 2, 3]
2	gen	1	G	qg	[1, 2, 3]
3	bus	4	G	vm	[1, 2, 3]
4	load	1	G	pd	2
5	load	1	G	qd	2
6	bus	3	G	vm	[1, 2, 3]
7	load	2	G	pd	3
8	load	2	G	qd	3
9	load	3	G	pd	1
10	load	3	G	qd	1

meas_id	dst	par_1
1	Normal	[0.01855045, 0.01214700, 0.01226389]
2	Normal	[0.006354627, 0.006134440, 0.006055610]
3	Normal	[0.995899, 0.995899, 0.995899]
4	Normal	0.012
5	Normal	0.006
6	Normal	[0.9635478, 0.981756, 0.9767784]
7	Normal	0.012
8	Normal	0.006
9	Normal	0.018
10	Normal	0.006

meas_id	par_2
1	[0.000333333333, 0.000333333333, 0.000333333333]
2	[0.000333333333, 0.000333333333, 0.000333333333]
3	[0.001666666666, 0.001666666666, 0.001666666666]
4	0.000333333
5	0.000333333
6	[0.001666666666, 0.001666666666, 0.001666666666]
7	0.000333333
8	0.000333333
9	0.000333333
10	0.000333333

Onde:

- meas_id: index de cada medição;
- cmp_type: tipo da medição, se é geração (gen), parâmetro de barra (bus) ou parâmetro de carga (load);
- cmp_id: nó atrelado à informação;
- meas_type: quando G significa que o dado é relacionado a fase e neutro, quando P relacionado a fase e fase;
- meas_var: tipo da informação pg (potência ativa gerada), qg (potência reativa gerada), vm (amplitude da tensão);
- dst: tipo da distribuição usada, que é a normal, mas, há diversos estudos que abordam uso de outros tipos de distribuição N;
- par_1: valores dos dados;
- par_2: valores de desvio padrão associadas a cada medição.

Tabela 2: Consumo simulado

Consumidor	Demanda de Potência Reativa	Demanda de Potência Ativa
1	0.00599991	0.012
2	0.00600001	0.0119999
3	0.00599996	0.0179992

Tabela 3: Magnitudes e ângulos das tensões por fase resultantes do Estimador de Estados

Nó	Amplitude da tensão por fase [pu]	Ângulo da tensão por fase [rad]
4	[0.9959, 0.9959, 0.9959]	[0.0, -2.0944, 2.0944]
1	[0.980937, 0.98936, 0.987039]	[-0.00391399, -2.09637, 2.09654]
2	[0.9959, 0.9959, 0.9959]	[-2.48199.10 ⁻⁸ , -2.0944, 2.0944]
3	[0.963546, 0.981757, 0.976779]	[-0.00845155, -2.09863, 2.09917]

Comparando os dados da imagem com os resultados da estimação de estados, conseguimos observar a congruência dos resultados.

O desempenho computacional do pacote foi satisfatório, com tempos de processamento dentro do esperado para sistemas de distribuição de pequeno porte. A separação das camadas de modelagem e solução contribuiu para uma maior agilidade no processamento, sem comprometer a complexidade da resolução dos problemas de otimização. A integração com o Ipopt demonstrou como essa integração pode ser satisfatória e também permite que o usuário teste outros solucionadores, esse especificamente foi escolhido por ser gratuito e de grande relevância na literatura.

V. CONCLUSÃO

A estimativa de estado em sistemas de distribuição de energia tem ganhado importância crescente diante das transformações no setor elétrico, a incorporação de dispositivos avançados como as PMUs em esquemas híbridos de estimativa de estado representa um avanço na capacidade de monitoramento e controle de redes de distribuição, especialmente diante do aumento de geração distribuída e de carros elétricos sendo carregados pela rede, gerando a demanda por uma maior eficiência e confiabilidade nos sistemas.

Este estudo apresentou uma revisão sobre o uso de PMUs e SCADA na estimativa de estado, destacando as vantagens e limitações de ambos os sistemas. A integração de dados SCADA com medições de PMUs oferece uma abordagem robusta para lidar com problemas de convergência e ambiguidades que afetam as estimativas de estado baseadas exclusivamente em dados SCADA. Além disso, o uso de técnicas de otimização e algoritmos avançados para o posicionamento ideal de PMUs, como busca genética e recozimento simulado, mostrou-se fundamental para garantir a observabilidade do sistema e minimizar custos operacionais.

A flexibilidade da estrutura do PMDSE permite que pesquisadores e profissionais possam modelar de forma personalizada as necessidades de suas redes, explorando diferentes metodologias de estimativa e estratégias de relaxação convexa. A separação das camadas de modelagem e resolução no pacote facilita o uso de novas funcionalidades e adaptações específicas sem a necessidade de reescrever algoritmos.

Portanto, este trabalho contribui para a compreensão do papel crucial da estimativa de estado em sistemas de distribuição modernos, propondo soluções híbridas para aumentar a precisão, a confiabilidade e a eficiência no monitoramento dessas redes. A combinação dessas tecnologias de forma criteriosa oferece uma base sólida para melhorar a gestão de ativos e possibilitar ações de controle mais informadas, em direção a redes elétricas mais resilientes e seguras.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] K. Chow, J. Shin, S. Hyun, "Optimal placement of phasor measurement units with GPS receiver," Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, January 2001, pp. 258-262
- [2] B. Milosevic, M. Begovic, "Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor measurement placement," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, February 2003, pp. 69-75.
- [3] G. B. Denneri, M. Invernizzi, F. Milano, M.

- Fiorina, P. Scarpellini, "A security oriented approach to PMU positioning for advance monitoring of a transmission grid," *Proceedings of the International Conference on Power System Technology*, Vol. 2, October 2002, pp. 798-803.
- [4] R. Zivanovic, C. Cairns, "Implementation of PMU technology in state estimation: an overview," *IEEE AFRICON 4th*, Vol. 2, September 1996, pp. 1006-1011.
- [5] I. Kamwa, R. Grondin, "PMU configuration for system dynamic performance measurement in large multiarea power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2 May 2002, pp. 385-394.
- [6] J. Chow, P. Quinn, L. Beard, D. Sobajic, A. Silverstein, and L. Vanfretti, "Guidelines for Siting Phasor Measurement Units: Version 8, June 15, 2011 North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Research Initiative Task Team (RITT) Report," 2011.
- [7] T. Yang, H. Sun, and A. Bose, "Transition to a Two-Level Linear State Estimator : Part i & ii," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 99, pp. 1-1, 2011.
- [8] A. Phadke, J. Thorp, and K. Karimi, "State Estimation with Phasor Measurements," *Power Engineering Review*, IEEE, no. 2, pp. 48-48, 1986.
- [9] A. Meliopoulos, G. Cokkinides, C. Hedrington, and T. Conrad, "The Supercalibrator-A Fully Distributed State Estimator," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1-8.
- [10] R. Nuqui and A. Phadke, "Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*. IEEE, 2007, pp. 1665-1669.
- [11] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, G. Ledwich, and A. Ghosh, "A Comparative Study of the Methods of Inclusion of PMU Current Phasor Measurements in a Hybrid State Estimator," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1-7.
- [12] R. Avila-Rosales, M. Rice, J. Giri, L. Beard, and F. Galvan, "Recent Experience with a Hybrid SCADA/PMU Online State Estimator," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009*. IEEE, 2009, pp. 1-8
- [13] SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part i: Exact model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, IEEE, n. 1, pp. 120-125, 1970.
- [14] LOURENÇO, E. Análise de observabilidade e identificação de erros de topologia na estimação de estados generalizada. Tese de Doutorado, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2001.
- [15] B. Mahdad, T. Bouktir, and K. Srairi, "A three-phase power flow modelization: A tool for optimal location and control of facts devices in unbalanced power systems," 12 2006, pp. 2238 - 2243.
- [16] Vanin, Martha, "A Framework for Constrained Static State Estimation in Unbalanced Distribution Networks", Nov, 2022