

Igor Delgado de Melo

ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

**Uma abordagem sistêmica sobre
qualidade de energia**

Estimação de estados: uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia

© 2022 Igor Delgado de Melo

Editora Edgard Blucher Ltda.

Publisher Edgard Blücher

Editor Eduardo Blücher

Coordenação editorial Jonas Eliakim

Produção editorial Ariana Corrêa

Preparação de texto Maurício Katayama

Diagramação Matheus Eduardo Laste

Revisão de texto Catarina Tolentino

Capa Leandro Cunha

Imagem da capa iStockphoto

Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4º andar

04531-934 – São Paulo – SP – Brasil

Tel 55 11 3078-5366

contato@blucher.com.br

www.blucher.com.br

Segundo Novo Acordo Ortográfico, conforme

6. ed. do *Vocabulário Ortográfico da Língua*

Portuguesa, Academia Brasileira de Letras,

21 de julho de 2021.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer meios, sem autorização escrita da Editora.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Angélica Ilacqua CRB-8/7057

Melo, Igor Delgado de

Estimação de estados: uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia / Igor Delgado de Melo. - São Paulo: Blucher, 2022.

150 p.

Bibliografia

ISBN 978-65-5506-552-7 (impresso)

ISBN 978-65-5506-553-4 (eletrônico)

1. Engenharia elétrica 2. Sistemas de energia elétrica 3. Estimação de estado 4. Redes elétricas inteligentes 5. Circuitos elétricos I.
Título.

22-2372

Todos os direitos reservados pela Editora Edgard Blücher Ltda.

Índices para catálogo sistemático:
1. Engenharia elétrica – Estimação de dados

CONTEÚDO

1. ANÁLISE DA SEGURANÇA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	15
1.1 Considerações iniciais	15
2. ESTIMAÇÃO DE ESTADOS	25
2.1 Considerações iniciais	25
2.2 Tipos de medição	28
2.3 O algoritmo MQP	32
2.4 Fluxograma	38
2.5 Exemplo de aplicação	39
3. APLICAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	47
3.1 Considerações iniciais	47
3.2 Correntes ramais como variáveis de estados	51
3.3 Exemplo de aplicação	56
3.4 Estimação de estados híbrida	58
3.5 Métodos de otimização	59
3.6 Exemplo de aplicação 2	63
3.7 Alocação de medidores fasoriais para restauração da observabilidade	65
3.8 Exemplo de aplicação 3	66
4. TRATAMENTO DE ERROS GROSSEIROS	69
4.1 Considerações iniciais	69
4.2 Detecção de erros grosseiros	71

4.3 Identificação de erros grosseiros	75
4.4 Tratamento pós-identificação de erros	77
4.5 Supressão de erros grosseiros	78
4.6 Correção de erros grosseiros	81
5. SISTEMA DE MONITORAMENTO DE HARMÔNICOS	85
5.1 Considerações iniciais	85
5.2 Qualidade de energia em sistemas de potência	86
5.3 Distorções harmônicas e cargas não lineares	88
5.4 Grandezas sob condições não senoidais	92
5.5 Análise harmônica em sistemas de potência	96
5.6 Exemplo ilustrativo	106
5.7 Estimação de estados harmônicos	111
5.8 Exemplo de aplicação 2	117
5.9 Uso de processamento paralelo	119
5.10 Apresentação de resultados	121
6. ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DINÂMICA	123
6.1 Considerações iniciais	123
6.2 Uso do filtro de Kalman estendido	124
6.3 Estudo de caso	126
REFERÊNCIAS	132
APÊNDICE A	137
APÊNDICE B	147

CAPÍTULO 1

ANÁLISE DA SEGURANÇA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A análise da segurança em sistemas elétricos de potência (SEPs) compreende uma série de ferramentas essenciais para o funcionamento correto de uma rede elétrica [1, 2]. As funcionalidades básicas em um centro de controle são destinadas à operação e planejamento de SEPs, baseados em algoritmos computacionais que visam garantir o fornecimento de energia de maneira adequada e segura sob o ponto de vista operacional, respeitando limites que garantam a qualidade de energia. Esses limites são impostos por normativas nacionais e internacionais que determinam valores máximos e mínimos para tensões em regime permanente, variações de tensão de curta duração (VTCDs), desvios de frequência e distorções harmônicas, por exemplo [3].

Como mostrado na Figura 1.1 a seguir, as principais funcionalidades que permitem a análise de redes incluem fluxo de potência, fluxo de potência ótimo (FPO), despacho da geração, análise de contingências incluindo retirada ou perda de transformadores, unidades de geração e linhas de transmissão. Além disso, é necessário garantir a operação eficaz dos sistemas por meio da avaliação da segurança e estabilidade de tensão com o propósito de verificar a proximidade do ponto operativo à instabilidade. Assim, determinando uma margem de carregamento aceitável para que a rede mantenha seus limites operacionais e físicos de equipamentos dentro de padrões recomendados por normas a fim de evitar os eventos popularmente conhecidos como “blecautes”, os quais resultam na indisponibilidade do fornecimento de energia para a sociedade. A identificação de barras críticas, nesse contexto, também é primordial a fim de detectar possíveis pontos notáveis do sistema que necessitem de reforço para evitar danos indesejados às máquinas, instalações elétricas e dispositivos conectados à rede.

A execução de algoritmos que visam atender a todas essas funcionalidades essenciais é altamente dependente do processo de estimação de estados, o qual é reconhecido

como a função primordial para a operação dos SEPs. A estimação de estados (EE) viabiliza todas as outras aplicações em um centro de controle, habilitando a execução de todas as ferramentas que permitem analisar a segurança da rede continuamente [4].

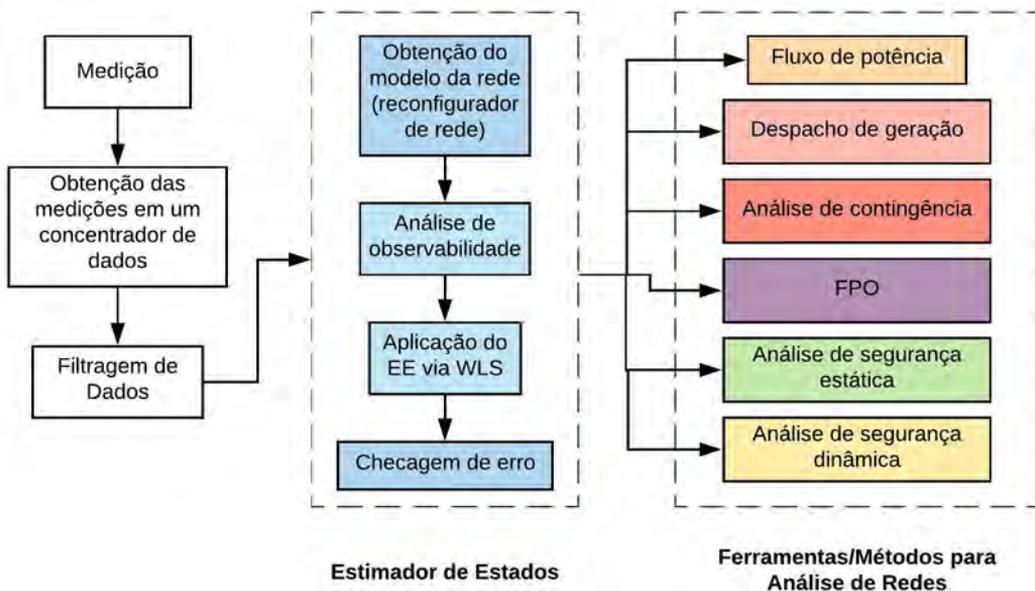


Figura 1.1 – Funcionalidades em um centro de controle.

O estimador de estados é o algoritmo implementado em um centro de controle de um sistema de potência a ser monitorado que permite determinar seu estado operativo mais provável a partir do cálculo dos valores de tensões e ângulos em todas as barras da rede elétrica considerando um número mínimo de sensores alocados de maneira otimizada. Neste sentido, são quatro os processos que permitem sua implementação na prática:

1. *Obtenção do modelo da rede*: nesta fase, é necessário conhecer os valores das impedâncias de linhas, cabos e máquinas a fim de obter um modelo barra-ramo que define a topologia do sistema a ser avaliado. Para a análise de redes, é comum a formação de uma matriz de admitância que é composta a partir de dados de resistências, reatâncias e susceptâncias *shunt*. Essa informação é extremamente importante para a implementação de um algoritmo estimador de estados e geralmente é obtida por meio de um banco de dados no qual ficam armazenadas informações sobre a composição dos elementos principais pertencentes ao sistema, dados de fabricantes, incluindo variação de parâmetros de impedância quando há variação de temperatura, pressão e umidade, por exemplo.

2. *Análise da observabilidade*: a fim de visar economicidade para o sistema de monitoramento a ser implantado, é de fundamental importância que seja definida a localização de medidores preexistentes e de sensores novos que serão alocados futuramente, a fim de restaurar a observabilidade do sistema de potência a ser monitorado. Em termos gerais, diz-se que é necessário haver um número redundante de medições

disponíveis obtidas por medidores instalados em campo de tal forma que, valendo-se do uso de um número mínimo e/ou reduzido de sensores alocados, seja possível estimar com precisão suficiente todas as variáveis de interesse do sistema monitorado, incluindo todas as tensões e ângulos de barras monitoradas e não monitoradas. A determinação da alocação ótima de medidores é feita por critérios que consideram a economicidade, custo-benefício e a topologia do sistema, seja a malhada, tão comum aos sistemas de transmissão, ou a radial, como grande parte das redes de distribuição.

3. *Aplicação da ferramenta matemática*: uma vez que os medidores forem instalados e alocados de maneira ótima, deve-se aplicar a técnica matemática escolhida para estimar os estados operativos da rede elétrica a partir de simulações computacionais que considerem o modelo barra-ramo da rede e medições obtidas em campo. O método dos mínimos quadrados ponderados (MQP) é a ferramenta mais comumente usada com esse objetivo, permitindo mesclar tipos de medição diferentes, incluindo medidas de tensão, correntes e potências, supondo que suas classes de exatidão são conhecidas pelos dados disponibilizados pelos fabricantes. Como variações dessa técnica tradicional, tem-se a aplicação de modelos de otimização resolvidos por algoritmos que englobem programação não linear como método de pontos interiores e programação quadrática sequencial bem como a decomposição em valores singulares, por exemplo.

4. *Checgem de erro*: a técnica usada para a EE deve permitir que o estado mais provável da rede seja determinado com exatidão, mostrando eficiência e robustez diante da introdução de erros oriundos do próprio sistema de monitoramento e instrumentação, denominados erros aleatórios, os quais têm seus efeitos suavizados ou “filtrados” pelo algoritmo de estimação de estados que visa minimizar a diferença entre os valores medidos e os seus valores correspondentes estimados em função das variáveis de estados do sistema. Os erros aleatórios são estatisticamente pequenos e são associados às classes de exatidão da instrumentação e transformadores de medição usados na conexão de medidores às redes elétricas. Em geral, eles são menores que 1% e facilmente tratados pela EE. Em contrapartida, existem erros grosseiros que causam um desvio sistemático dos valores reais das medições e são causados por distúrbios imprevisíveis e extemporâneos, como descalibração, intempéries do tempo, falhas nos canais de comunicação durante o transporte dos valores mensurados ao centro de controle, perda de pacote de dados na transmissão ou ataques cibernéticos que podem introduzir erros expressivos em medições a fim de prejudicar a avaliação da segurança dos SEPs, fazendo com que os operadores tomem ações indevidas resultando em interrupção do fornecimento de energia devido à intrusão de dados espúrios. Portanto, são funções secundárias da EE detectar, identificar e corrigir tais erros, denominados na literatura como *bad data*.

É notável a importância da ferramenta de EE para o funcionamento correto e operação de SEPs, sendo crucial para seu estabelecimento que um sistema supervisor de aquisição de dados seja implementado a partir de dispositivos que coletem informações sobre grandezas elétricas da rede, denominados tradicionalmente de RTUs (*remote terminal units*). A partir dos dados de medidores coletados em várias localidades distintas, estes são posteriormente enviados ao centro de controle utilizando canais

e protocolos de comunicação específicos que permitam rastrear as variações de tais grandezas ao longo do tempo, permitindo acompanhar perfis típicos de carga e tensão durante um período de tempo desejado. Os sistemas de transmissão são tradicionalmente monitorados continuamente através do sistema Scada (*Supervisory Control and Data Acquisition*), o qual é responsável por unir todas as informações coletadas em campo em um único software capaz de processá-las a fim de se determinar o estado operativo da rede elétrica em regime permanente [5].

Apesar de serem tradicionais no contexto da automação e supervisão de sistemas monitorados, os sistemas Scada têm sido usados em centros de controle aliados a tecnologias emergentes que se valem de medições fasoriais sincronizadas por GPS (*Global Positioning System*) através de protocolos como o IRIG-B, que conferem uma estampa de tempo associada a medidores alocados geograficamente distantes uns dos outros, o que permite a obtenção de defasagens angulares entre medições coletadas em duas localidades distintas. Uma vez que os fasores são mensurados em tempo real, a defasagem angular é, de fato, possível de ser determinada quando o sistema GPS é utilizado para essa finalidade. Além do uso do GPS, outros sistemas, como o Glonass russo, podem ser utilizados pelos dispositivos, permitindo critérios múltiplos que garantam o sincronismo entre medições obtidas em tempo real [6]. Os medidores conhecidos por PMUs (*phasor measurement units*) tornaram se cada vez mais frequentes desde meados da década de 1990, e se mostraram soluções eficazes para a obtenção de fasores de tensão e corrente em sistemas a serem monitorados continuamente, permitindo não somente a mensuração de grandezas para a frequência fundamental (60 Hz, no caso do Brasil) como também da variação instantânea da frequência da rede, ou *rate of change of frequency* (Rocof), variações de tensão de curta duração (VTCDs), incluindo afundamentos (sags) e elevações (swells) de tensão, oscilações e ressonâncias subsíncronas, além de possibilitar a determinação de componentes harmônicas múltiplas da fundamental, resultando na concepção de sistemas de monitoramento de qualidade de energia e sincrofasores harmônicos em redes trifásicas, como no projeto desenvolvido nos Estados Unidos pela New York Power Authority (NYPA) entre os anos de 1992 e 1998 [7].

No Brasil, o operador do Sistema Interligado Nacional (SIN) se vale do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (Sage), o qual funciona como um gerenciador de dados e um sistema supervisor, permitindo acompanhar em tempo real as variáveis elétricas de interesse do sistema monitorado, cumprindo o papel do sistema Scada. Utilizado em larga escala por concessionárias e empresas brasileiras, o Sage foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), bem como outras ferramentas que permitem a análise de sistemas de potência, detalhadas a seguir [8]:

- *Anarede*: este programa permite o cálculo do fluxo de potência, determinando as tensões em todas as barras de sistemas monofásicos de transmissão a partir do conhecimento das condições de carga e geração. Além disso, permite execução de fluxos de potência considerando contingenciamentos, regulação de frequência, controle de tensão, bem como a modelagem de compensadores estáticos de reativos. Com uma interface gráfica amigável, ele permite que sistemas novos sejam modelados e analisados, além de propiciar análises de segurança estáticas, incluindo levantamento de curvas

PV e QV, as quais possibilitam determinar a margem de segurança do sistema, evitando aumento de carga expressivo que culmine em reduções exacerbadas nos valores de tensão em pontos notáveis do sistema. Os fluxos de potência podem ser resolvidos utilizando Newton-Raphson, métodos desacoplados, entre outros.

- *HarmZs*: este software permite o cômputo de componentes harmônicas supondo a introdução de fontes intermitentes eólicas, solares e cargas não lineares modeladas por injeção de correntes em frequências múltiplas da fundamental. Além disso, permite a avaliação da propagação harmônica através da varredura na frequência e análise modal, as quais permitem averiguar pontos de ressonância durante a operação da rede.
- *Flupot*: o fluxo de potência ótimo pode ser executado neste programa considerando objetivos como minimizar custos de geração, perdas e maximizar transferência de potência assumindo como restrições de igualdade as equações algébricas do fluxo de potência e restrições de desigualdade, incluindo valores limites de tensão, fluxos e potências em cada barra. A partir da resolução por método de pontos interiores, é possível determinar multiplicadores de Lagrange, os quais são indicadores conhecidos na literatura para estabelecer critérios de estabilidade de tensão.
- *Anatem*: este programa é destinado a análises eletromecânicas no domínio do tempo, permitindo avaliar dinamicamente o comportamento de variáveis elétricas em SEPs.
- *Anafas*: estudos de curto-circuito envolvendo faltas simétricas e assimétricas trifásicas podem ser averiguadas neste software.

Na Figura 1.2, um sistema de monitoramento destinado à obtenção de sincrofasores para a frequência fundamental e suas harmônicas, é ilustrado, com base no caso prático da implementação do sistema NYPA [7].

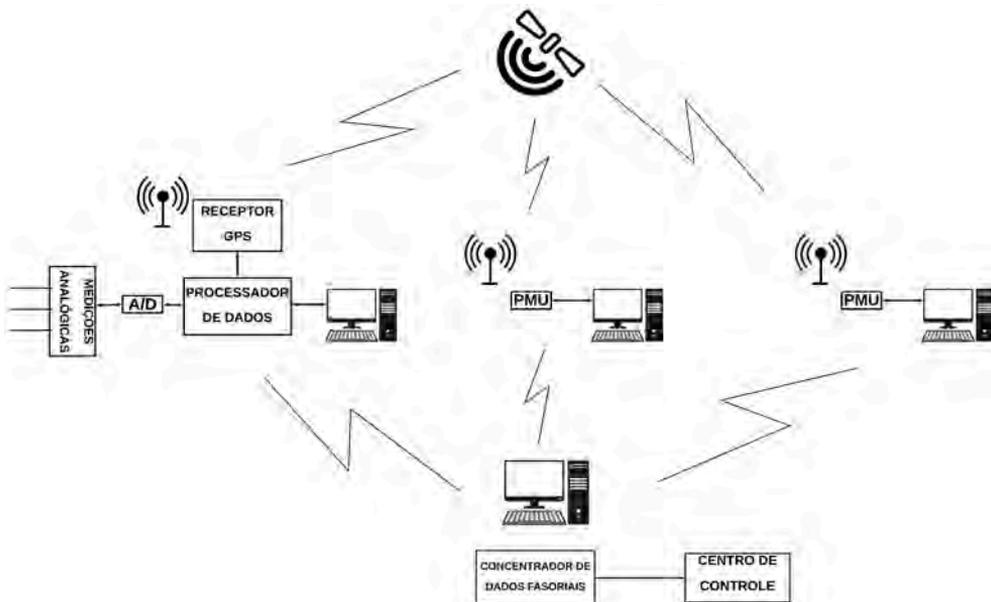


Figura 1.2 – Sistema de monitoramento usando PMUs.

Várias PMUs são instaladas em pontos distintos, priorizando subestações localizadas em pontos notáveis da rede a ser monitorada. No caso do sistema NYPA, medidores fasoriais do tipo Macrodyne 1620 foram instalados em várias cidades, incluindo Atlanta. Para a conexão dos medidores na rede, são necessários transformadores de potencial e corrente para reduzir os níveis de tensão e corrente para a entrada das PMUs, padronizadas, respectivamente, em 115 V e 5 A de maneira geral.

As unidades de medição coletam dados analógicos e os sinais elétricos são digitalizados com o uso de conversores *analogue-to-digital* (A/D) e, posteriormente, processados por softwares que podem ser incorporados nos próprios equipamentos físicos ou instalados em computadores da rede local. Tais programas devem ser capazes de processar os sinais a fim de obter fasores em regime permanente, valores mensurados de frequência e distorções harmônicas, sendo a técnica de análise de Fourier a ferramenta matemática tradicionalmente mais usada para essa finalidade. Para a obtenção de fasores harmônicos, é necessário que a taxa de amostragem seja alta, a qual é tipicamente superior a 2.880 amostras por segundo nas primeiras PMUs desenvolvidas pela Macrodyne, como o modelo 1620 [7].

Uma antena GPS é instalada próximo a cada medidor a fim de garantir o sincronismo de informações de dados fasoriais. As grandezas mensuradas são enviadas aos centros de controle por canais de comunicação específicos em taxas de envio que podem ser de 30, 60 e 120 fps (*frames per second*) segundo a norma IEEE C37-118 [9], estabelecida para o desenvolvimento de medidores fasoriais sincronizados. Já há no mercado medidores fasoriais com taxas superiores, como 240 fps, denominadas de WMU (*waveform measurement units*), as quais são utilizadas, principalmente para a verificação de ressonâncias subsíncronas em máquinas elétricas.

As medições são enviadas, primeiramente, para um *hardware* chamado PDC (*phasor data concentrator*), responsável por armazenar e reduzir erros estatisticamente pequenos e corriqueiros devido à aleatoriedade da instrumentação, utilizando-se de técnicas de interpolação, ajustes paramétricos ou filtros digitais como média móvel e de decaimento exponencial, por exemplo.

Uma vez que esses dados são todos reunidos em um centro de controle, é possível utilizá-los para o monitoramento da rede, implementando-se os algoritmos de EE a fim de determinar as variáveis elétricas para a frequência fundamental e, caso seja o objetivo da aplicação, para monitorar as distorções harmônicas e sua propagação no sistema.

Na Figura 1.3, tem-se um esquemático representativo de um sistema de monitoramento utilizando medidores fasoriais sincronizados via GPS. No caso ilustrado, múltiplos sensores são instalados na rede a fim de mensurar variáveis elétricas em pontos estratégicos na rede.

Os dados mensurados são enviados ao concentrador de dados fasoriais, localizado próximo ao centro de gerenciamento, no qual as informações podem ser acessadas e utilizadas para fins de controle, supervisão e automação dos SEPs.



Figura 1.3 – Esquemático de sistema de monitoramento com PMUs.

Uma vez conhecidas as características de um sistema, incluindo sua topologia, parâmetros de impedâncias e variáveis como tensões e correntes, é possível classificá-lo em quatro categorias que determinam a condição operativa da rede [5], destacadas a seguir:

1. *Normal/seguro*: esta é a categoria que denota o estado ideal, em que todas as restrições operacionais e de carga são obedecidas, mesmo que corra uma contingência simples, ou seja, os valores mínimos e máximos de tensão, frequência, por exemplo, são todos atendidos mesmo que haja um contingenciamento.
2. *Normal/alerta*: nesta categoria, as restrições de carga e operação são obedecidas. Porém, caso haja uma contingência, algum limite operacional será violado.
3. *Emergência*: neste estado, as restrições de operação já estão sendo violadas e alguma ação corretiva deve ser tomada para restaurar a segurança do sistema, como o redespacho de geradores ou chaveamento de capacitores em paralelo.
4. *Restaurativo*: neste caso, alguma ação já foi tomada pelo operador do sistema a fim de restaurar sua segurança e sanar a violação de limites operacionais. Entretanto, geralmente há corte de carga com desenergização de partes do sistema, sendo uma situação indesejada na prática.

As categorias mencionadas usadas para classificar o estado de segurança em que um sistema de potência se encontra são intrinsecamente associadas às condições de

contingências simples e/ou múltiplas. Entende-se por contingência a retirada de uma linha de transmissão, transformador, unidade de geração ou outro dispositivo componente da rede que afete sua operação. Tradicionalmente, o critério de confiabilidade adotado pelo ONS é denominado critério N-1, o que significa que o sistema deve operar de forma segura, respeitando todos os limites impostos por normas nacionais, supondo que possa haver a perda de um elemento como uma linha de transmissão, por exemplo [10].

Tem-se, neste capítulo introdutório, uma breve explanação sobre os conceitos básicos que permeiam a temática desta obra, esboçando sua importância para a operação de sistemas elétricos de potência que clama por mudanças em sua estrutura devido à introdução de tecnologias emergentes como fontes alternativas de energia intermitentes, inserção de cargas não lineares, advento da eletrônica de potência e proliferação de equipamentos que podem alterar significativamente a sociedade e a forma como ela utiliza a energia elétrica, como veículos elétricos com tecnologia *vehicle-to-grid* (V2G), integração energética aliada ao acoplamento setorial (em tradução livre da expressão alemã, *Sektorenkopplung*), que vislumbram trocas de informação, dados e energia entre diferentes setores da sociedade.

A fim de manter critérios de segurança e qualidade de energia, são necessários novos algoritmos que propiciem formas inteligentes de monitorar os sistemas de potência, incluindo redes de transmissão, subtransmissão, distribuição, redes elétricas inteligentes e microrredes. Sem o desenvolvimento de técnicas matemáticas essenciais para a implementação da estimação de estados em todos os níveis de tensão, o controle desses sistemas e equipamentos será feito de formas que podem resultar em cortes de carga indevidos, operações instáveis e indesejadas, mau funcionamento dos sistemas de proteção e interrupção no fornecimento de energia, o que, por sua vez, acarretaria em uma perda de confiança da sociedade em relação aos serviços oferecidos por empresas e concessionárias, além do aumento de incertezas sobre o uso de dispositivos e tecnologias novas.

Com o intuito de preencher essa lacuna, este livro apresenta as principais técnicas que permitem o estabelecimento da estimação de estados em SEPs, fornecendo subsídios para o entendimento da técnica, sua importância e utilização a partir da implementação computacional que permita compressão integral acerca do tema.

A obra é estruturada em seis capítulos, incluindo este de caráter introdutório.

No segundo capítulo, o tema da estimação de estados é abordado considerando as técnicas tradicionais baseadas em mínimos quadrados ponderados.

No terceiro, uma discussão sobre a aplicação de algoritmos de estimação de estados em sistemas de distribuição e redes elétricas inteligentes é apresentada, incluindo formulações alternativas que apresentam solução numérica compatível com as características, desafios e exigências impostas pelas redes de média tensão e tecnologias emergentes.

No quarto capítulo, disserta-se sobre as formas de tratamento dos erros grosseiros presentes em medições. São apresentadas formas de detectar a presença de dados espúrios em estimação de estados, identificar a medição corrompida e os tratamentos possíveis para solucionar a problemática da intrusão de erros grosseiros no processo de EE.

No quinto capítulo, o tema da qualidade de energia é abordado com a finalidade de apresentar os algoritmos que permitem a realização de análise harmônica e estimação de estados harmônicos em sistemas elétricos de potência. Uma breve revisão é feita sobre modelos de redes no domínio da frequência, conceitos essenciais sobre qualidade de energia, grandezas elétricas sob condições não senoidais e fluxo de potência harmônico.

No sexto capítulo, o tema da estimação de estados dinâmica é apresentado a partir da formulação teórica do algoritmo do filtro de Kalman estendido aplicado nas equações da estimação de estados.

Por fim, no apêndice da obra, tem-se um resumo sobre fluxo de potência em sistemas elétricos de transmissão e distribuição contemplando metodologias clássicas solucionadas por Newton-Raphson e utilizando o método de injeção de correntes, a qual representa uma formulação nova para o equacionamento do fluxo de potência.

Esta obra apresenta os conceitos fundamentais para o aprendizado sobre estimação de estados visando uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia e aplicações em redes elétricas inteligentes. São apresentadas as metodologias tradicionais e recentes que habilitam funcionalidades destinadas à análise de segurança e operação dos sistemas elétricos de potência em tempo real.

Soluções baseadas em tecnologias emergentes que visam a quebra de paradigma, neste âmbito, são abordadas neste livro, bem como a concepção de sistemas de monitoramento destinados à supervisão e manutenção da qualidade de energia.

São apresentados os algoritmos destinados à análise da propagação e penetração de correntes harmônicas, incluindo modelos de elementos de redes no domínio da frequência, desenvolvimento de ferramentas analíticas e da estimação de estados harmônicos em regime permanente.

O público-alvo desta obra é composto por estudantes do curso de Engenharia Elétrica, pesquisadores e profissionais que atuam no setor elétrico, que procuram novas abordagens para a elaboração e implementação de sistemas destinados ao monitoramento de redes elétricas inteligentes e de sua qualidade de energia.

Cada capítulo é composto por exemplos e estudos de caso que permitem ao leitor acompanhar o desenvolvimento e implementação prática dos algoritmos descritos integralmente neste livro, incluindo o fluxo de potência harmônico, estimação estática de estados e análise de erros grosseiros por meio de técnicas estatísticas e modelos de otimização.



www.blucher.com.br

Blucher



Clique aqui e:

[VEJA NA LOJA](#)

Estimação de Estados

Uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia

Igor Delgado de Melo

ISBN: 9786589913047

Páginas: 150

Formato: 24 x 17 cm

Ano de Publicação: 2022
