

NEUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica

<http://www.neutroaterra.blogspot.com>

Mantendo o compromisso que temos convosco, voltamos à vossa presença com mais uma publicação. No meio de uma pandemia que está a abalar a nossa sociedade, compete-nos agir com civismo, competência e responsabilidade, de forma a minimizar os efeitos devastadores que a situação atual terá na economia e na vida das pessoas. O momento não é para desistir e, assim, voltamos à vossa presença com mais uma edição da revista "Neutro à Terra", que já vai na vigésima sexta publicação em treze anos de existência. Os incentivos que recebemos não deixam esmorecer a nossa motivação para continuar a intervir na área da Engenharia Eletrotécnica. Nesta edição da revista merecem destaque os temas relacionados com a gestão dos sistemas elétricos de energia, as instalações elétricas, as máquinas elétricas, as infraestruturas de telecomunicações e as energias renováveis.

José Beleza Carvalho, Professor Doutor



Máquinas e Veículos Elétricos



Produção, Transporte e Distribuição Energia



Instalações Elétricas



Telecomunicações



Segurança



Gestão de Energia e Eficiência Energética



Automação, Gestão Técnica e Domótica

ÍNDICE

- Editorial	3
- Estimação de Estado nos Sistemas Eléctricos de Energia José António Beleza Carvalho	5
- A review on aggregation approaches of distributed energy resources Inês Vieira Tavares	15
- Motores de Indução Monofásicos Alexandre Miguel Marques Da Silveira	25
- Correntes de Curto-Circuito em Sistemas Trifásicos. Cálculo de correntes de acordo com a norma CEI 60909 Filipe Miguel Tavares de Azevedo	41
- ITUR 3 – Infraestruturas de Telecomunicações em Loteamentos, Urbanizações e Conjuntos de Edifícios Sérgio Filipe Carvalho Ramos	55
- Smart Living ABB – Smart Home Solutions ABB-free@home® Paulo Alexandre Caldeira Branco	59
- Autores	63

FICHA TÉCNICA

DIRETOR:	José António Beleza Carvalho, Doutor
SUBDIRETORES:	António Augusto Araújo Gomes, Eng. Roque Filipe Mesquita Brandão, Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Doutor
PROPRIEDADE:	Área de Máquinas e Instalações Eléctricas Departamento de Engenharia Electrotécnica Instituto Superior de Engenharia do Porto
CONTATOS:	jbc@isep.ipp.pt ; aag@isep.ipp.pt

Estimados leitores

Mantendo o compromisso que temos convosco, voltamos à vossa presença com mais uma publicação. No meio de uma pandemia que está a abalar a nossa sociedade, compete-nos agir com civismo, competência e responsabilidade, de forma a minimizar os efeitos devastadores que a situação atual terá na economia e na vida das pessoas. O momento não é para desistir e, assim, voltamos à vossa presença com mais uma edição da revista “Neutro à Terra”, que já vai na vigésima sexta publicação em treze anos de existência. Os incentivos que recebemos não deixam esmorecer a nossa motivação para continuar a intervir na área da Engenharia Eletrotécnica. Nesta edição da revista merecem destaque os temas relacionados com a gestão dos sistemas elétricos de energia, as instalações elétricas, as máquinas elétricas, as infraestruturas de telecomunicações e as energias renováveis.

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), as tensões, as correntes e o trânsito de energia em todas as linhas do sistema de transmissão estão continuamente a ser monitorizadas pelos operadores do sistema. Estes dados são usados em modelos do sistema elétrico que incluem as linhas, transformadores, geradores e cargas. Estes modelos são conhecidos como estimadores de estado, e os seus resultados são o estado estimado do sistema. O Estado de um sistema elétrico de energia é uma “amostragem” das tensões e correntes do sistema, que, de uma só vez, os operadores usam para avaliar a condição do sistema e, se necessário, tomarem ações e intervir no seu funcionamento. Nesta edição da revista apresenta-se um artigo que aborda o problema da estimação de estado dos SEE, uma das mais importantes ações de gestão, monitorização e condução em segurança, efetuada nos centros de controlo dos atuais SEE.

O aumento crescente da penetração nas redes de energia elétrica com origem em produção distribuída de natureza renovável, principalmente fotovoltaica e, a existência de um novo tipo de carga relacionada com os veículos elétricos, leva a que os atuais SEE tenham que sofrer algumas alterações de forma a serem mais flexíveis, sustentáveis e económicos. Surgem novas entidades, como agregadores, que atuam como mediadores entre os consumidores finais e os operadores das redes, de forma a facilitar a gestão e o controlo do sistema elétrico de energia. Nesta edição da revista publica-se um interessante artigo em Inglês, que faz uma revisão das diferentes abordagens de agregação que podem ser aplicadas para a integração de produção distribuída nos sistemas elétricos de energia. O artigo analisa também a função dos agregadores de produção distribuída, agregadores de carga e agregadores de armazenamento de energia.

No âmbito das instalações elétricas, publica-se nesta edição da revista um importante artigo técnico que faz uma análise geral sobre os procedimentos do cálculo da corrente de curto-circuito de acordo com a norma CEI 60909-3. Esta parte da norma debruça-se sobre o cálculo de correntes de curto-circuito no caso de curto-circuitos equilibrados e desequilibrados. Neste artigo, são também analisados os defeitos monofásicos com contato à terra que são alvo de estudo na norma CEI 60909-3.

Nesta edição da revista “Neutro-à-Terra” pode-se ainda encontrar outros assuntos reconhecidamente importantes e atuais, como, no âmbito das máquinas elétricas, um artigo bem desenvolvido sobre os Motores de Indução Monofásicos, um interessante artigo no âmbito das infraestruturas de telecomunicações, que analisa as principais alterações e as novas abordagens introduzidas pela nova edição do Manual ITUR3 e, da responsabilidade da ABB, um interessante artigo sobre soluções de Domótica para edifícios “inteligentes”.

Fazendo votos que esta edição da revista “Neutro à Terra” satisfaça as habituais expectativas dos nossos estimados leitores, apresento os meus cordiais cumprimentos.

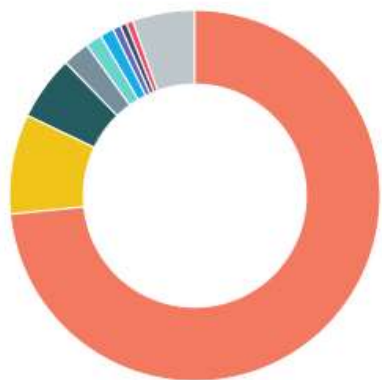
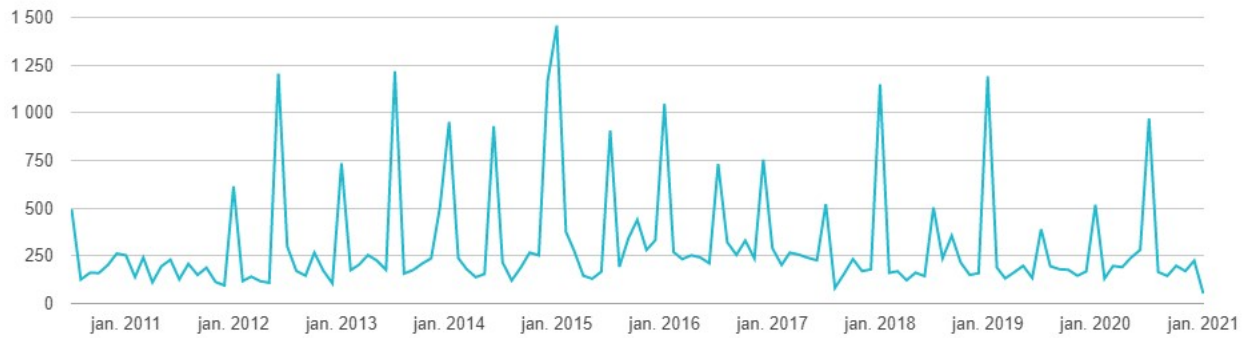
Porto, 30 de dezembro de 2020
José António Belezinha Carvalho

Blog:

www.neuroaterra.blogspot.com

Histórico de visualizações

39 037



Portugal	28 653
Estados Unidos	3 395
Brasil	2 198
Alemanha	916
Rússia	563
França	469
Angola	267
Reino Unido	225
Ucrânia	223
Outros	2 128

ESTIMAÇÃO DE ESTADO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Resumo

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), as tensões, as correntes e o trânsito de energia em todas as linhas do sistema de transmissão estão continuamente a ser monitorizadas pelos operadores do sistema. Estes dados são usados em modelos do sistema elétrico que incluem as linhas, transformadores, geradores e cargas. Estes modelos são conhecidos como estimadores de estado, e os seus resultados são o estado estimado do sistema. O Estado de um sistema elétrico de energia é uma “amostragem” das tensões e correntes do sistema, que de uma só vez os operadores usam para avaliar a condição do sistema e, se necessário, tomarem ações e intervir no seu funcionamento. Por exemplo, os operadores podem usar os resultados do modelo para identificar anomalias nas condições de funcionamento do sistema, no despacho da produção e para evitar que os limites de estabilidade e limites térmicos sejam violados.

Como acontece com qualquer modelo, o resultado do estimador de estado é apenas uma aproximação do verdadeiro e real estado do sistema. Uma razão é que as medições obtidas no sistema, e que chegam aos centros de controlo através do sistema de Supervisão Controlo e Aquisição de Dados (SCADA), não são enviadas no mesmo instante; os dados enviados podem-se prolongar por um período de vários segundos e, portanto, os valores do ângulo de fase das tensões não podem ser observados. Outra situação, é que esses dados nem sempre são precisos. Os estimadores de estado contornam esta situação recorrendo à redundância de medições efetuadas em todo o sistema.

Os estimadores de estado usam um algoritmo iterativo, e o estado estimado do sistema é obtido após várias iterações até convergir para uma solução. O algoritmo não é perfeito, e os estimadores de estado apresentam problemas para estimar um estado do sistema durante situações anómalas ou de emergência, infelizmente quando são mais necessários.



Figura 1: Centros de controlo dos sistemas elétricos de energia

1. Introdução

Um estimador de estado pode ser definido como um programa de cálculo executado em tempo real, cujo objetivo é fornecer uma base de dados completa, coerente e fiável, que descreva o estado elétrico da rede. Para satisfazer este objetivo, o estimador processa um conjunto redundante de medidas, assim como outras informações recolhidas da rede num dado instante e obtém uma estimativa para o vetor de estado (vetor das fases e módulos das tensões nos diferentes barramentos). O enorme crescimento das redes elétricas de energia e a sua conseqüente complexidade, obriga a recorrer com maior frequência à utilização da estimação de estado, impondo um encurtamento do intervalo de tempo entre estimações consecutivas, de maneira a permitir com precisão uma monitorização da evolução do sistema, em particular nas situações de emergência, na qual o estado do sistema varia com elevada rapidez.

Os métodos convencionais centralizados de estimação de estado atingiram um elevado grau de desenvolvimento, no qual dificilmente se conseguirá melhorias substanciais na velocidade e robustez numérica dos algoritmos utilizados.

Estes factos, aliados ao elevado desenvolvimento a que se assiste na tecnologia das redes de comunicação, abre a possibilidade de implementações de novas tecnologias, principalmente as baseadas em PMUs (unidades de medições fasoriais), que permitem obter de uma forma muito precisa e em muito pequenos intervalos de tempo, medidas das principais grandezas elétricas das subestações das redes de uma forma simultânea e instantânea.

A conjugação das medidas obtidas pelo tradicional sistema SCADA com as medidas obtidas por PMUs, otimiza a gestão das redes e as tomadas de decisão em situações de contingência, eliminando as incertezas dos tradicionais modelos adotados nos sistemas elétricos de energia.

2. Formulação matemática do problema

O modelo da informação utilizada na estimação de estado dos SEE é representado pela equação:

$$z = h(x) + e \quad (1)$$

onde z é o vetor ($m \times 1$) das medidas, x é o ($n \times 1$) verdadeiro vetor de estado do sistema, $h(\cdot)$ é o ($m \times n$) vetor de funções não lineares, e o ($m \times 1$) vetor do erro das medidas, m é o número de medidas e n o número de variáveis de estado.

Como se referiu, as variáveis de estado são os módulos e argumentos das tensões, enquanto que as medidas são as potências ativas e reativas transitadas nas linhas e injetadas nos barramentos, assim como a própria magnitude da tensão nos barramentos.

A formulação do problema da estimação de estado estática pelo método dos mínimos quadrados ponderados (WLS), para um sistema de N barramentos, é um problema de otimização do tipo:

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

$$\text{em que } J(x) = \sum_{i=1}^m w_i (z_i - h_i(x))^2 = [z - h(x)]^T W [z - h(x)]$$

O fator w_i representa o peso associado á medida z_i .

Os pesos são escolhidos como fatores de ponderação da precisão das medidas, ou seja, a medida de maior precisão terá o fator de ponderação mais elevado.

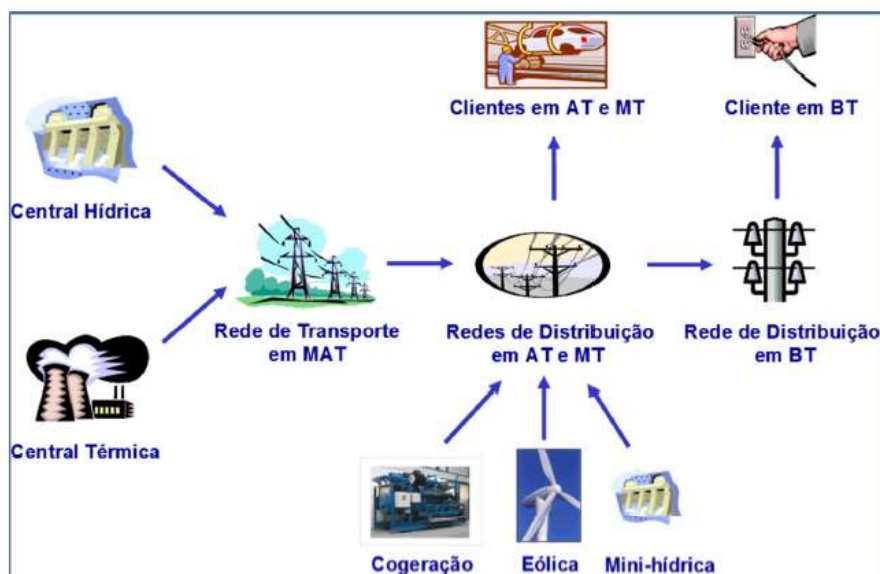


Figura 2: Estrutura dos sistemas elétricos de energia

(Fonte: Sucena Paiva, Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica, IST Press)

A solução deste problema de otimização dará o estado estimado \hat{x} , que deve satisfazer as seguintes condições de otimalidade:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \Rightarrow H^T(\hat{x})W[z - h(\hat{x})] = 0 \quad (2)$$

Onde: $H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$

é a matriz Jacobiano das equações das medidas $h(x)$. A solução da equação não linear (2) é obtida por um método iterativo, no qual a seguinte equação linear é resolvida em cada iteração para calcular a correção $x^{t+1} = x^t + \Delta x^t$: A solução para o problema é obtida pela equação seguinte:

$$[G(x^t)] \Delta x^t = H^T(x^t)W[z - h(x^t)]$$

onde $G(x)$ é a matriz ganho, que normalmente é obtida da seguinte maneira:

$$G(x) = H^T(x)WH(x)$$

Tal como no cálculo dos trânsitos de potências nas linhas de transmissão, os algoritmos de estimação de estado na sua versão desacoplada, comportam-se adequadamente nas redes elétricas com as dimensões usuais.

O modelo desacoplado usualmente adotado é o seguinte:

$$zp = hp(\theta, v) + ep \quad zq = hq(\theta, v) + eq$$

onde θ ($n\theta*1$) e v ($nv*1$) são, respetivamente, os vetores das fases e dos módulos das tensões, p e q representam os vetores e matrizes correspondentes às medidas ativas e reativas respetivamente, com as dimensões $n\theta = N-1$ e $nv = N$, sendo N o número de barramentos da rede em análise.

3. Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

Em SEE as medidas podem ser afetadas basicamente por dois tipos de erros:

- Erros aleatórios de pequena amplitude, designados por ruído;
- Erros grosseiros.

Os erros aleatórios de pequena amplitude, sempre presentes nas medidas recolhidas ao longo da rede, podem ser minimizados pela implementação de algoritmos de estimação de estado adequados, conseguindo-se assim melhorar a precisão da estimativa do vetor de estado do SEE.

Os erros grosseiros, como por exemplo os erros de medida causados por avaria ou mau funcionamento da aparelhagem correspondente, ou os erros de modelização do sistema, podem afetar gravemente a qualidade da estimativa obtida.

É, portanto, essencial dotar o algoritmo de estimação de estado com uma função adicional de processamento, que permita a deteção e identificação desses erros grosseiros.

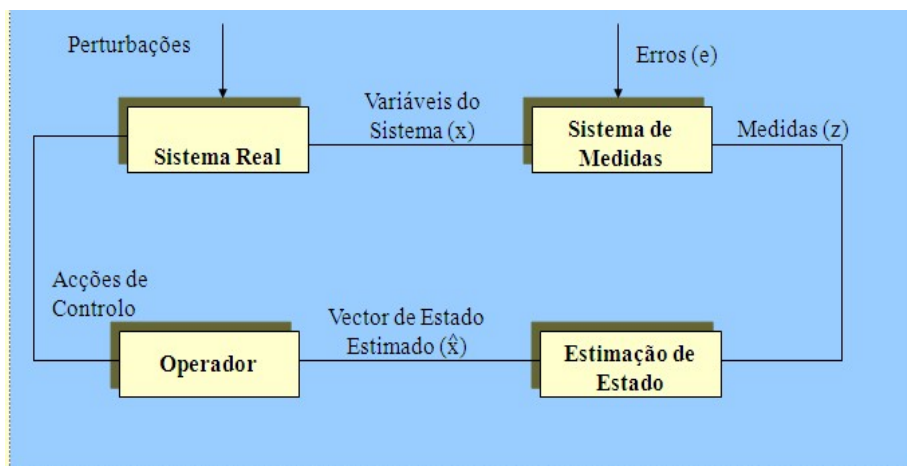


Figura 3: Conceito de estimação de estado dos sistemas elétricos de energia

Os erros suscetíveis de afetarem consideravelmente os resultados da estimação de estado dividem-se em dois grupos distintos:

- Erros de medida

São erros de amplitude elevada não detetados na fase de pré-processamento da informação e que chegam a entrar no processo de estimação propriamente dito. Resultam do mau funcionamento dos aparelhos de medida, dos transdutores, dos meios de transmissão, ou ainda de medidas efetuadas durante fenómenos transitórios. É normal este tipo de erros manifestar-se após a realização de trabalhos de manutenção ou após a instalação de novo equipamento. O aparecimento de vários erros grosseiros simultâneos, pode ser perfeitamente casual ou consequência do mau funcionamento de um dispositivo comum a várias medidas.

- Erros de modelização

Para este tipo de erros considera-se a sua divisão em várias categorias, da seguinte maneira:

Erros topológicos: resultam de informação incorreta das telessinalizações acerca do verdadeiro estado (aberto/fechado) de interruptores e disjuntores, que determinam a estrutura da rede e a configuração de medida;

Erros nos parâmetros da rede: resultam de incorreções na informação disponibilizada pelos fabricantes (sobre impedâncias das linhas e /ou transformadores), de erros de cálculo ou erros devidos a alterações físicas ocorridas durante o funcionamento da rede. Estes erros também podem resultar de deficientes valores assumidos para as tomadas dos transformadores com regulação em carga, podendo originar uma distorção significativa dos valores estimados para as potências reativas na vizinhança desses transformadores;

Erros na modelização do ruído de medida: resultam de incorreções nos valores assumidos para a precisão dos diferentes aparelhos de medida. Estes erros podem afetar seriamente o tratamento estatístico das medidas.

A possibilidade da presença de erros grosseiros a contaminar as medidas a processar pelo estimador de estado, afetando seriamente a convergência do algoritmo adotado e a precisão da estimativa a obter, justifica a necessidade da implementação de uma rotina para deteção e identificação de erros grosseiros, cujo principal objetivo é eliminar o efeito destes sobre o vetor de estado estimado. Um objetivo adicional, será fornecer ao operador do sistema a lista de medidas afetadas por erros grosseiros, auxiliando-o na localização do equipamento de medida que possivelmente se encontrará avariado.

Tradicionalmente, o processamento de erros grosseiros assenta em três fases distintas. Estas fases são as seguintes:

Deteção: verificação da existência ou ausência de erros grosseiros no conjunto de medidas considerado;

Identificação: nesta fase procede-se à identificação e localização das medidas afetadas por erros grosseiros;

Correção: identificadas as medidas afetadas por erros grosseiros, procede-se à sua eliminação (ou substituição por valores calculados ou previamente conhecidos), voltando-se a estimar novamente o estado do sistema.

4. Definição de Erro Grosseiro de Medida

Analisando-se as alterações das propriedades estatísticas da variável aleatória z e do vetor dos resíduos r induzidas pela presença de um erro grosseiro no vetor das medidas (z), é habitual decompor a equação (1) do seguinte modo:

$$z = h(x) + v + b \quad (3)$$

em que:

v – representa o ruído de medida normal ($v \sim N(0,R)$)

b – representa os erros grosseiros (vetor cujas únicas componentes não nulas são as que simulam os erros grosseiros).

Ao contrário de \mathbf{v} , o vetor \mathbf{b} não pode ser modelizado como uma variável aleatória, uma vez que não se dispõe de informação que permita estabelecer a sua caracterização estatística. Efetivamente, em funcionamento normal, a ocorrência de um erro grosseiro numa dada medida não está associada à precisão do respetivo aparelho de medida.

Assim, o vetor \mathbf{b} é considerado como uma grandeza determinística de valor desconhecido e pode ser interpretado como um enviesamento do ruído de medida.

Deste modo, os erros grosseiros afetam apenas o valor médio do ruído de medida e de um valor igual a \mathbf{b} , não modificando nem a respetiva densidade de probabilidade que se mantém gaussiana, nem alteram a correspondente matriz covariância \mathbf{R} , ou seja:

- Na ausência de erros grosseiros

$$\mathbf{e} = \mathbf{v} \sim N(0, \mathbf{R})$$

- Na presença de erros grosseiros

$$\mathbf{e} = \mathbf{v} + \mathbf{b} \qquad \mathbf{e} \sim N(\mathbf{b}, \mathbf{R})$$

A decomposição apresentada facilita o estudo das alterações na caracterização estatística de $J(\hat{x})$ e de \mathbf{P} , quando se passa de uma situação de ausência de erros grosseiros para outra em que se admite a presença dos mesmos. Contudo, em termos práticos, é habitual considerar-se o erro de medida na sua globalidade, ou seja, através do modelo seguinte:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}$$

em que: $\mathbf{e} = [e_i]$, sendo:

- $e_i = v_i \sim N(0, \sigma_i^2)$, se a medida \mathbf{i} não estiver afetada por um erro grosseiro;
- e_i – indeterminado, caso contrário.

A modelização estatística admitida para o vetor do ruído de medida (\mathbf{e}), em regime normal de funcionamento, é a seguinte:

$$\mathbf{e} \sim N(0, \mathbf{R}) \quad \text{com } \mathbf{R} = \text{diag}(\sigma_i^2) \quad i = 1, \dots, m$$

Desta expressão, para uma dada probabilidade P , é possível determinar o intervalo $[-k\sigma_i, k\sigma_i]$ que tem uma probabilidade P de incluir o erro de medida e_i . Pelas tabelas da distribuição normal reduzida pode obter-se por exemplo:

$$P = 0.9 \quad \rightarrow \quad k = 1.65$$

$$P = 0.998 \quad \rightarrow \quad k = 3.08$$

e concluir que, se o valor escolhido para \mathbf{P} for suficientemente próximo da unidade (por exemplo $P = 0.998$) o intervalo correspondente $[-k\sigma_i, k\sigma_i]$ incluirá “sempre” o ruído de medida e_i , com uma probabilidade de erro de $1-P$. Então, é habitual designar como erro grosseiro um erro \mathbf{e}_i que afeta uma dada medida e que não está incluído no intervalo $[-3\sigma_i, 3\sigma_i]$.

Outro aspeto importante, que resulta da própria definição de erro grosseiro, é o relacionamento entre a amplitude do erro e_i que afeta uma determinada medida e o valor assumido para o correspondente desvio padrão σ_i . Assim, um erro \mathbf{e}_i de amplitude inaceitável devido à precisão exigida, pode não ser significativo, se situar-se no intervalo $[-k\sigma_i, k\sigma_i]$ correspondente.

Esta medida irá ser afetada no processo de estimação de estado por um fator de ponderação $(1/\sigma_i^2)$ que lhe vai reduzir a influência na determinação do vetor de estado.

Outra situação diferente, na qual os resultados da estimação de estado irão provavelmente indicar que a medida está contaminada por um erro grosseiro, é aquela em que o erro e_i apresenta uma amplitude perfeitamente aceitável, mas está associado a uma medida a que foi atribuído um valor de σ_i inferior ao que efetivamente lhe corresponde.

5. Detecção de Erros Grosseiros

Assumindo que a modelização estatística admitida para o vetor do ruído de medida (\mathbf{e}), em regime normal de funcionamento, é de Distribuição Normal ou Gaussiana, a teoria da estatística justifica que neste caso a função $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ (soma ponderada do quadrado dos resíduos das medidas) apresenta distribuição qui-quadrado. Como já se referiu, resíduo será a estimativa do erro da medida, ou seja, a diferença entre o valor da medida e a respetiva equação da medida, função das variáveis de estado estimadas, de acordo com a equação (1).

Assim, obtida uma estimativa do vetor de estado, segue-se o teste estatístico do qui-quadrado (χ^2) aplicado a função $\mathbf{J}(\mathbf{x})$, com $m-n$ graus de liberdade, em que m é o número de medidas obtidas da rede, e n o número de variáveis de estado, ou seja $2N-1$, em que N é o número de barramentos do sistema.

Obtido o limiar de deteção (χ^2) da tabela da distribuição qui-quadrado, compara-se este valor com o obtido para $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ (soma ponderada do quadrado dos resíduos das medidas). Se o valor deste somatório for inferior ao limiar de deteção, pode-se concluir que não houve medidas contaminadas com erros grosseiros no processamento da estimação de estado. Caso contrário, se $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ for superior ao limiar de deteção (χ^2), então tem de se assumir que houve medidas contaminadas com erros grosseiros que foram processadas, e os resultados obtidos na estimativa do vetor de estado não são fiáveis.

6. Identificação de Erros Grosseiros

Terminada a fase de deteção de erros grosseiros em que, possivelmente, algumas medidas são suspeitas de estarem afetadas com estes erros, segue-se um processo que identifica as medidas efetivamente em erro e elimina os efeitos desses erros dos resultados fornecidos pelo estimador de estado.

No entanto, quando na estimação de estado se está a considerar a existência de erros grosseiros a contaminar as medidas que chegam ao centro de controlo, é importante distinguir os seguintes três casos:

I. Um único erro grosseiro no vetor das medidas \mathbf{z} ;

II. Erros grosseiros múltiplos não correlacionados;

Este caso ocorre quando existem erros grosseiros a afetar diversas medidas cujos resíduos são, porém, não correlacionados, ou seja, os respetivos coeficientes de correlação possuem um valor próximo de zero.

Esta propriedade é uma característica de medidas que estão distantes umas das outras, eletricamente e / ou topologicamente. No entanto, este tipo de erros grosseiros múltiplos pode ser interpretado como uma sobreposição de casos de um único erro grosseiro.

III. Erros grosseiros múltiplos correlacionados.

Este caso ocorre quando os erros grosseiros afetam medidas cujos resíduos estão correlacionados. Estas medidas estão normalmente localizadas na periferia dos mesmos barramentos. A correlação dos resíduos pode traduzir-se na “camuflagem” dos erros grosseiros que afetam as medidas correspondentes, pois os efeitos destes erros podem cancelar-se mutuamente, dando origem a que os respetivos resíduos apresentem reduzida amplitude.

Então, os principais objetivos deste processo de identificação, são os seguintes:

- Localização dos erros grosseiros detetados.

O método utilizado deve ter capacidade para localizar os erros grosseiros ou então fornecer uma lista com todas as medidas afetadas por estes erros.

- Correção da base de dados final.

O processo utilizado deve eliminar o efeito dos erros grosseiros identificados, na base de dados final fornecida pelo estimador de estado.

- Informar as situações em que é impossível identificar os erros grosseiros.

Esta situação pode surgir em situações em que os erros grosseiros afetam medidas críticas. Neste caso, o algoritmo de identificação utilizado deve fornecer uma lista de medidas suspeitas o mais reduzida possível e, informar o operador da sua incapacidade para identificar os erros grosseiros que eventualmente estejam a afetar este tipo de medidas.

Um dos métodos mais comuns adotados nesta fase da identificação das medidas suspeitas de estarem contaminadas com erros grosseiros baseia-se na normalização dos resíduos das medidas relativamente à respetiva variância, obtendo-se assim o vetor dos resíduos normalizados das medidas (\mathbf{r}_N).

Assim, após obtenção de um resultado positivo no teste de deteção, é estabelecida uma primeira lista de medidas suspeitas de estarem afetadas por erros grosseiros, com base no vetor dos resíduos normalizados \mathbf{r}_N .

Seguidamente, serão realizados ciclos sucessivos de eliminação-reestimação-redeteção até que o teste de deteção de erros forneça um resultado negativo. Finalmente, é apresentada uma lista das medidas classificadas como afetadas por erros grosseiros, que é constituída pelas medidas que foram sucessivamente eliminadas.

- Eliminação simples e eliminação grupada.

Na presença de um único erro grosseiro e considerando como exatas todas as outras medidas, o resíduo normalizado de maior amplitude corresponde à medida afetada pelo erro grosseiro.

Na presença de erros grosseiros múltiplos a relação entre os resíduos de maior amplitude e os erros grosseiros já não é tanto evidente. No entanto, na maioria das situações esses resíduos continuam a fornecer uma importante informação na identificação das medidas afetadas por erros grosseiros.

Neste contexto, esta abordagem do problema assenta essencialmente na ordenação dos resíduos normalizados por valores decrescentes dos respetivos valores absolutos, e na eliminação da medida que possui o resíduo normalizado de maior valor absoluto, seguindo-se as fases de reestimação e redeteção já referidas.

No caso de um único erro grosseiro, este procedimento garante a identificação imediata da medida em erro. No caso de erros grosseiros múltiplos não correlacionados, repete-se todo o procedimento tantas vezes quantas as necessárias, até o teste de deteção fornecer um valor negativo. Este método designa-se habitualmente por eliminação simples.

Na identificação de erros grosseiros múltiplos, opta-se pela eliminação sucessiva de grupos de medidas que supostamente incluem todos os erros grosseiros. Seguidamente, essas medidas são reintroduzidas uma a uma. Sempre que o teste de deteção forneça um resultado positivo, a medida correspondente é considerada em erro e eliminada do vetor das medidas. Este método é designado por eliminação grupada. No entanto, este método apresenta o inconveniente da necessidade de verificar a observabilidade da rede previamente à eliminação de qualquer conjunto de medidas. O resultado dessa verificação poderá conduzir à necessidade de reduzir o número de medidas a eliminar.

- Erros grosseiros múltiplos correlacionados.

Os dois métodos de eliminação referidos no parágrafo anterior, exigem um esforço computacional considerável. No entanto, na presença de erros grosseiros múltiplos correlacionados, a esse inconveniente vão-se juntar os seguintes:

- *O efeito da eliminação intempestiva.*

Traduz-se na eliminação intempestiva de medidas válidas, originando a diminuição da redundância de medida e, portanto, a diminuição da eficácia dos testes de deteção e o aumento da correlação dos resíduos;

- *O efeito da camuflagem dos erros grosseiros.* Ocorre quando a ação dos erros grosseiros se conjuga de tal maneira que, a amplitude dos resíduos de medida correspondentes é tão reduzida que os testes de detecção não conseguem identificar essas medidas. A importância deste efeito de dissimulação, pode ser avaliado analisando o domínio de camuflagem dos erros grosseiros.
- A metodologia adotada e a redução do volume de cálculo.

Devido à necessidade de realizar vários ciclos sucessivos de eliminação-reestimação-redeteção, esta metodologia exige um notável esforço de cálculo, nomeadamente pela necessidade de inverter a matriz ganho, que agora assume o papel de matriz covariância do erro da estimativa (Σ_x).

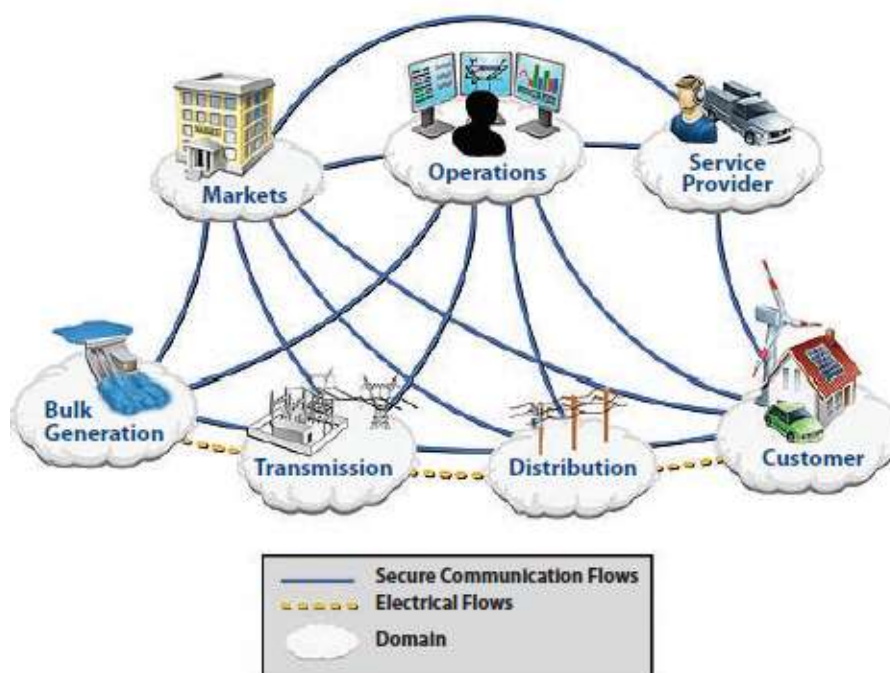
Efetivamente, sempre que há modificação da configuração de medida (após a fase de eliminação) é necessário novo cálculo de Σ_x .

7. PMUs e a Estimação de Estado nos SEE

Unidades de Medição Fasorial (PMU) são dispositivos que, recorrendo amplamente às tecnologias dos Sistemas de Posicionamento Global (GPS) através de satélites, oferecem novas oportunidades na monitorização, proteção, análise e controlo dos atuais SEE.

Os PMUs têm o seu funcionamento sincronizado e cadenciado por um sinal de tempo muito preciso providenciado pelo sistema GPS. Nas subestações em que estão colocados, a cada impulso de satélite GPS, os PMUs fazem uma leitura (amostragem) das tensões nas fases, das correntes nas linhas e das cargas dos transformadores. Os atuais PMUs fazem amostragens destas grandezas numa cadência superior a 30 vezes por segundo.

A tecnologia atualmente em uso para obter a estimativa do vetor de estado é baseada em medições obtidas do SEE através do sistema SCADA, que não são simultâneas nem estão sincronizadas. Como se apresentou anteriormente, isto resulta no processamento de uma equação não linear que tem de ser resolvida on-line para estimar o estado do sistema.



Source: National Institute for Standards and Technology, *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards*,

Figura 4: O futuro dos Sistemas Eléctricos de Energia

A tecnologia atual do sistema SCADA, devido à não simultaneidade na obtenção das medidas, é incapaz de fornecer informações sobre o estado dinâmico do SEE.

As medições fasoriais sincronizadas e simultâneas obtidas pelos PMUs, possibilitam uma oportunidade completamente nova para refazer todo o processo da estimativa de estado nos SEE.

A utilização desta nova tecnologia permitirá aos operadores das redes elétricas evoluírem de uma abordagem estática para uma situação dinâmica avançada, particularmente na análise de contingências das redes elétricas em tempo real.

As medições fasoriais sincronizadas obtidas pelos PMUs oferecem uma oportunidade única de se obter nos centros de controlo dos SEE medições remotas do vetor de estado

do sistema e, assim, remover do processo de estimação de estado as incertezas associadas aos modelos matemáticos tradicionalmente adotados.

A tecnologia dos PMUs facilita soluções inovadoras para os problemas tradicionais dos gestores e operadores das redes elétricas dos atuais SEE, permitindo toda uma gama de benefícios potenciais, das quais se destacam:

- Estimativas precisas do estado do sistema elétrico de energia podem ser obtidas com elevada frequência em intervalos de tempo muito curtos, permitindo que a observação de fenômenos dinâmicos que ocorrem nas redes possam ser observados nos centros de controlo, e as ações de controlo adequadas possam ser tomadas.

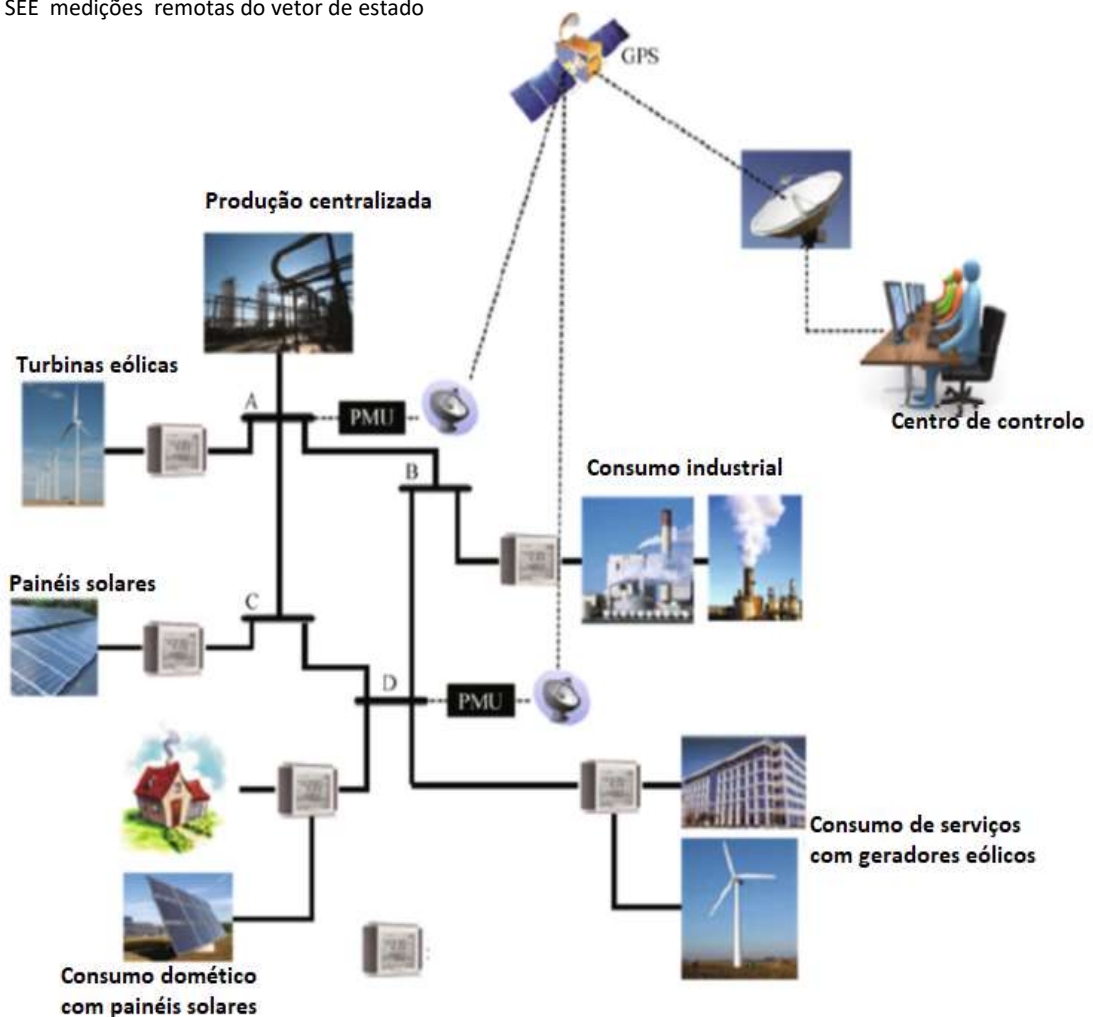


Figura 5: Rede inteligente de 4 barramentos com PMUs
(Fonte: © Higher Education Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg)

- As análises pós-perturbação são muito beneficiadas, pois são obtidos instantaneamente os estados do sistema, através do sistema de Sincronização GPS.
- Podem ser implementados sistemas de proteção avançada, baseados nas medições fasoriais sincronizadas, melhorando particularmente a resposta geral do sistema em situações de contingências catastróficas.
- Permite o controlo remoto avançado com feedback, melhorando assim o desempenho dos sistemas de controlo dos sistemas elétricos de energia.

8. Conclusão

O enorme crescimento das redes elétricas de energia e a sua conseqüente complexidade, obriga a recorrer com maior frequência à utilização da estimação de estado, impondo um encurtamento do intervalo de tempo entre estimações consecutivas, de maneira a permitir com precisão uma monitorização da evolução do sistema, em particular nas situações de emergência, na qual o estado do sistema varia com elevada rapidez.

Um estimador de estado é um programa de cálculo executado em tempo real, cujo objetivo é fornecer uma base de dados completa, coerente e fiável, que descreva o estado elétrico da rede.

Para satisfazer este objetivo, o estimador processa um conjunto redundante de medidas, assim como outras informações recolhidas da rede num dado instante e obtém uma estimativa para o vetor de estado (vetor das fases e módulos das tensões nos diferentes barramentos).

No entanto, quando na estimação de estado se está a considerar a existência de erros grosseiros a contaminar as medidas que chegam ao centro de controlo, deve seguir-se uma rotina de deteção e identificação de possíveis erros grosseiros que possam contaminar essas medidas que foram processadas.

Estes métodos assentam na caracterização estatística das medidas que chegam ao centro de controlo e do ruído que as possam contaminar.

Na ausência de erros grosseiros nas medidas, assume-se que o ruído se comporta como uma variável aleatória com distribuição normal ou gaussiana, com valor médio nulo. Na presença de erros grosseiros este comportamento mantém-se, mas enviesado. Agora de comportamento não aleatório, mas determinístico, com o valor médio correspondente ao erro que contamina a medida.

As tecnologias atualmente em uso para se obter a estimativa do vetor de estado são baseadas em medições obtidas do SEE através dos sistemas SCADA, que não são simultâneas nem estão sincronizadas entre si.

As medições fasoriais sincronizadas e simultâneas obtidas por PMUs, possibilitam uma oportunidade completamente nova para refazer todo o processo da estimativa de estado nos SEE, permitindo o conhecimento do estado do sistema de uma forma integrada, global e instantânea.

A utilização desta nova tecnologia permitirá aos operadores das redes elétricas evoluírem de uma abordagem estática para uma abordagem dinâmica avançada, particularmente na análise de contingências das redes elétricas em tempo real.

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

Alexandre Miguel Marques Da Silveira

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

asi@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Filipe Miguel Tavares de Azevedo

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

fta@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Inês Vieira Tavares

Aluno - Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Instituto Superior de Engenharia do Porto

1161211@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

José António Beleza Carvalho

Professor Coordenador - Instituto Superior de Engenharia do Porto

jbc@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

Paulo Alexandre Caldeira Branco

Product Marketing & Consulting | Electrification Business

paulo.branco@pt.abb.com

<https://new.abb.com/pt>

Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Professor Adjunto - Instituto Superior de Engenharia do Porto

scr@isep.ipp.pt

www.isep.ipp.pt

