

Experiência da Copel na implementação de um estimador estático de estados no centro de operação do sistema

Copel's experience with the implementation of a static state estimator in the company's power system control center

João Marcos Lima¹
Christina Courtoque¹
Juan Antonio Salvatierra Gimenes¹
Fernando Rodrigues²
José Manoel Fernandez²

¹Copel – Companhia Paranaense de Energia

jm.lima@copel.com
christina@copel.com
juan@copel.com

²Universidade Federal do Paraná

fe_rod@yahoo.com.br
fernandez@eletrica.ufpr.br

Abstract: This article presents the experience of Copel – Companhia Paranaense de Energia with the implementation of a static state estimator, based upon the least mean square method, in the Company's System Operation Center from 1997 to 2005. This estimator uses measurement results from approximately 120 stations (substations and power plants), from which some of the system data, as MW and Mvar flows, and load tap changer are estimated once every five minutes. The article presents all the stages of the implementation process, including obstacles faced, decisions made, current state of development and expectations.

Keywords: *state estimator, observability, least mean square.*

Resumo: Este artigo tem como objetivo apresentar a experiência da Copel – Companhia Paranaense de Energia na implementação de um estimador estático de estados, baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, no Centro de Operação do Sistema, no período de 1997 a 2005. Esse estimador utiliza medições de aproximadamente 120 estações

(subestações e usinas), em que são estimadas algumas das grandezas do sistema, como tensão, fluxos MW e Mvar e comutador de derivação de transformadores, a cada cinco minutos. O artigo apresenta todas as etapas do processo da implementação, as dificuldades encontradas, as soluções tomadas, o atual estágio de desenvolvimento e expectativas futuras.

Palavras-Chave: Estimador de estados, observabilidade, mínimos quadrados ponderados.

1 Introdução

Na metade do século XX, o controle automático de geração, destinado a controlar a geração das principais usinas do sistema, de modo a manter a frequência constante e igual ao seu valor nominal, havia se desenvolvido significativamente. Com a crescente tendência à interligação de sistemas vizinhos, o controle automático de geração passou a controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação. Mais tarde, identificou-se a necessidade de se otimizar os custos de geração, o que se tornou conhecido como controle para o despacho econômico.

No final dos anos 60 do século XX, questões relacionadas à segurança de operação dos sistemas, como conseqüências de alguns "apagões" na costa leste americana, tornaram-se relevantes a ponto de exigir mudanças na filosofia da operação. A essa altura, o grau de interligação dos sistemas de potência era tal que a tarefa dos operadores tornava-se crescentemente difícil sem a disponibilidade de ferramentas adicionais que processassem a grande quantidade de dados disponíveis.

Concomitantemente, o mesmo período testemunhava um grande desenvolvimento nas áreas da computação e telecomunicações. A conjunção desses fatores, quais sejam as dificuldades da operação e avanço tecnológico, propiciou o surgimento das funções ligadas à monitoração e análise de segurança. O objetivo do controle de segurança é manter o sistema de potência operando, sem sobrecargas, e atendendo os consumidores, em qualquer condição de operação.

A avaliação de segurança da operação é realizada mediante duas funções básicas, que são a Monitoração da Segurança e a Análise da Segurança. O desempenho dessas funções depende da disponibilidade de informações confiáveis a respeito do ponto de operação atual do sistema, sendo essencial a atualização em tempo real. A função encarregada de desempenhar esse papel é a estimação de estados [1].

2 Estimação de estados em sistemas de potência

Estimação de estado é o processo de se determinar o valor para uma variável de estado do sistema, baseado em medições do sistema e de acordo com algum critério. Usualmente, o processo envolve medições imperfeitas e redundantes e o processo de estimação dos estados do sistema é baseado em critérios estatísticos que estimam o valor das variáveis de estado que minimiza ou maximiza o critério selecionado [2].

Um critério comumente usado e familiar é a minimização da soma dos quadrados das diferenças entre os valores estimados e os reais, isto é, medidos, de uma função. Esse critério é mais conhecido como o *método dos mínimos quadrados ponderados*.

A idéia de estimação pelos mínimos quadrados é conhecida e tem sido usada desde os primórdios do século XIX. Os maiores desenvolvimentos nessa área ocorreram no século XX, em aplicações no campo aeroespacial.

Num sistema de potência, as variáveis de estado são magnitudes e ângulos de fase relativos às tensões de barras do sistema. São necessárias medições para se avaliar o desempenho do sistema em tempo real para a análise de segurança e permitir o despacho econômico, considerando suas restrições.

As entradas de um estimador são as medições do sistema selecionadas e imperfeitas, como magnitude de tensão e potência, fluxo ativo e reativo e fluxo de corrente.

O estimador é projetado para produzir “a melhor estimativa” das tensões e respectivos ângulos de fase, considerando que existem erros nas quantidades medidas e que pode haver medições redundantes.

Os dados de saída são então utilizados em centros de controle do sistema na implantação de um despacho seguro e no aprimoramento do controle do sistema [2].

3 Características da estimação em sistemas de potência

O problema da monitoração dos fluxos de potência e tensões em sistemas de potência é muito importante na manutenção da segurança do sistema. Pela simples verificação de cada valor medido com seu limite, os operadores podem saber onde existe problema no sistema e espera-se que eles tomem as ações corretivas para aliviar linhas sobrecarregadas e/ou tensões fora dos limites.

Na monitoração de um sistema, são encontrados erros de medição, que estão associados, sobretudo, à imprecisão dos

equipamentos de medição e falhas na transmissão dos dados.

Se os erros são pequenos, podem não ser detectados e causar má interpretação dos resultados. Erros grosseiros causam inutilidade dos dados medidos. Além disso, às vezes o sistema experimenta períodos em que ocorrem falhas na telemetria, perdendo informações sobre áreas inteiras. O estimador de estado, portanto, foi desenvolvido para “amaciar” pequenos erros aleatórios das leituras, detectar erros grosseiros de medição e “completar” leituras que faltarem devido a falhas de comunicação [2].

Inicialmente, por meio de um simples exemplo de fluxo potência em corrente contínua, é possível ilustrar os princípios da estimação de estado. O exemplo apresentado em [2] é reproduzido na seqüência com essa finalidade. Suponha-se que o fluxo de potência em corrente contínua de três barras da Figura 1 esteja operando com carga e geração conforme mostrado.

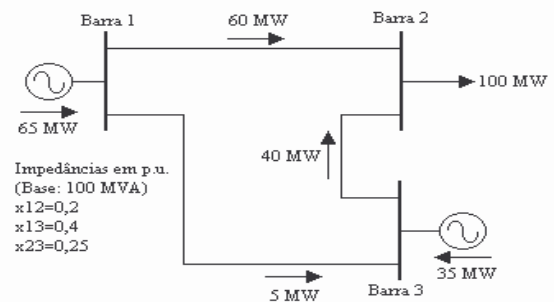


Figura 1: Sistema com três barras

A única informação que se tem a respeito deste sistema é proveniente de três medidores de MW localizados como mostrado na Figura 2.

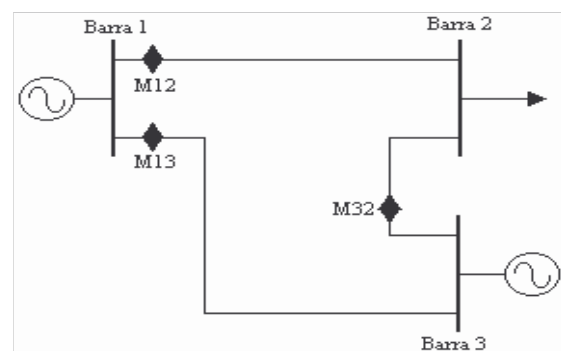


Figura 2: Localização dos Medidores

Somente duas leituras destes medidores são necessárias para o cálculo do ângulo de fase das barras e os valores de todas as cargas e gerações. Suponha-se que M_{13} e M_{32} e que M_{13} e M_{32} dão leituras perfeitas dos fluxos em suas respectivas linhas de transmissão.

$$M_{13} = 5 \text{ MW} = 0,05 \text{ pu}$$

$$M_{32} = 40 \text{ MW} = 0,40 \text{ pu}$$

Então, os fluxos nas linhas 1-3 (f_{13}) e 3-2 (f_{32}) podem ser ajustados aos valores lidos, isto é:

$$f_{13} = \frac{(\theta_1 - \theta_3)}{x_{13}} = M_{13} = 0,05 \text{ pu}$$

$$f_{32} = \frac{(\theta_3 - \theta_2)}{x_{32}} = M_{32} = 0,40 \text{ pu}$$

Adotando-se $\theta_3=0$, pode-se resolver as equações supramencionadas para obter respectivamente θ_1 e θ_2 ,

$$\theta_1 = x_{13} \cdot f_{13} = 0,4 \cdot 0,05 = 0,02 \text{ rad}$$

$$\theta_2 = -x_{32} \cdot f_{32} = -0,25 \cdot 0,4 = -0,10 \text{ rad}$$

Para o caso onde todas as três leituras estão disponíveis com pequenos erros, suponha-se que as leituras indiquem:

$$M_{12} = 62 \text{ MW} = 0,62 \text{ pu}$$

$$M_{13} = 6 \text{ MW} = 0,06 \text{ pu}$$

$$M_{32} = 37 \text{ MW} = 0,37 \text{ pu}$$

Se forem utilizadas somente as medições M_{13} e M_{32} , como antes, os ângulos de fase podem ser então calculados:

$$\theta_1 = 0,024 \text{ rad}$$

$$\theta_2 = -0,0925 \text{ rad}$$

$$\theta_3 = 0 \text{ rad}, \text{ como assumido anteriormente.}$$

Estes resultados implicam nos fluxos mostrados na Figura 3. Observe-se que os fluxos batem com M_{13} e M_{32} , mas o fluxo na linha 1-2 (f_{12}) não concorda com a leitura de 62 MW de M_{12} .

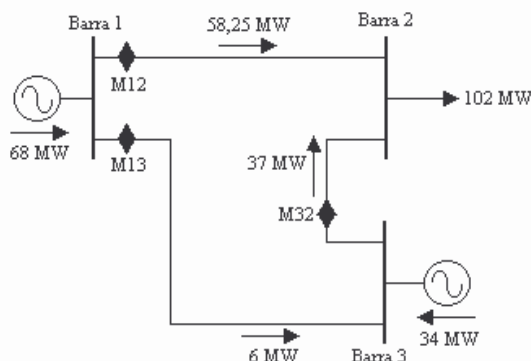


Figura 3: Fluxos resultantes do uso de M_{13} e M_{32}

Faz-se necessário um procedimento que use a informação disponível pelos três medidores para produzir a melhor estimativa dos ângulos, fluxos nas linhas, cargas e gerações reais.

Como as informações do sistema são obtidas através das medições, deve-se utilizá-las para estimar as condições do sistema. Vale ressaltar que para os casos descritos anteriormente, foram utilizados os dados das medições para o cálculo dos ângulos de fase das barras 1 e 2.

Uma vez conhecidos estes ângulos, todos os fluxos não medidos, cargas e geração, poderão ser determinados. Pode-se chamar θ_1 e θ_2 de variáveis de estados deste sistema a três barras.

Em geral, as variáveis de estado de um sistema de potência consistem nas magnitudes das tensões em todas as barras e os ângulos de fase dessas barras com exceção de uma das barras, chamada de barra de referência ou de folga, onde se assume usualmente o ângulo real igual a zero. Deve-se notar que podem ser usadas as componentes real e imaginária, se se desejar.

Se for possível usar medições para estimar os estados do sistema de potência, então também é possível ir adiante e calcular qualquer fluxo de potência, geração, cargas e assim por diante. Presume-se que a configuração da rede (estados dos disjuntores e chaves) é conhecida e que as impedâncias da rede são também conhecidas [2].

Transformadores com comutador automático ou reguladores de ângulo de fase são também incluídos na rede e a posição do comutador pode ser telemedida pelo centro de controle. Deste modo, a posição do comutador pode ser também considerada como estado, pois deve ser conhecida para o cálculo dos fluxos através dos transformadores e reguladores de fase.

Retornando ao sistema DC com três barras, há três medidores que fornecem um conjunto de leituras redundantes, com as quais se deve estimar θ_1 e θ_2 . As três leituras são redundantes porque, como visto anteriormente, somente duas são necessárias para o cálculo de θ_1 e θ_2 , sendo a terceira uma "extra". Entretanto, a leitura "extra" contém informação útil e não deve ser descartada sumariamente.

4 Estimativa dos mínimos quadrados ponderados e da máxima expectativa

A estimativa baseada no método dos mínimos quadrados ponderados é expressa como o valor que minimiza a soma dos quadrados das diferenças entre cada valor medido e seu valor verdadeiro, expresso em função do parâmetro desconhecido, dividido pela variância do erro dos medidores:

$$\text{Mín } J(x) = \sum_{i=1}^{Nm} \frac{[z_i - f_i(x)]^2}{\sigma_i^2} \quad (1)$$

onde: $f_i(x)$ é uma função que é usada para o cálculo do valor, sendo medido pela i -ésima medição; σ_i^2 é a variância da i -ésima medição; $J(x)$ é o resíduo da medição; Nm é o número de

medições independentes e z_i é a i -ésima quantidade de medida [2].

Basicamente, o que esse método faz é dar à medida mais precisa um peso maior na composição dos resultados.

Numa rede AC, as grandezas medidas são: fluxo de potência ativa (MW), fluxo de potência reativa (MVar), fluxo de potência aparente (MVA), corrente (A), posição do comutador dos transformadores (tap) e magnitudes de tensão. As variáveis de estado são a magnitude e o ângulo de fase de tensão em cada barra do sistema, à exceção do ângulo de fase da barra de referência, juntamente com os taps dos transformadores. Como as quantidades medidas, como o fluxo nas linhas e injeção de potência nas barras, por exemplo, são funções lineares das variáveis de estado [2],[4],[5], $f_i(x)$ são não-lineares.

Para minimizar $J(x)$ é utilizada uma técnica iterativa em que se calcula o gradiente $J(x)$, forçando ser igual a zero utilizando o método de Newton, exatamente como se faz no cálculo de fluxo de potência.

Deve ser revista a utilização do Método de Newton em problemas multidimensionais antes de proceder à minimização de $J(x)$.

4.1 Método de Newton em Problemas Multidimensionais

Dadas as funções $g_i(x), i=1, \dots, n$, deseja-se encontrar x^{est} , que fornece $g_i(x^{est})=g_i^{des}$, para $i=1, \dots, n$.

Se as funções $g_i(x)$ forem arranjadas em um vetor, pode-se escrever:

$$g^{des} - g(x) = 0, \text{ para } x = x^{est} \quad (2)$$

Perturbando x , pode-se escrever:

$$g^{des} - g(x + \Delta x) \approx g^{des} - g(x) - g'(x)\Delta x = 0 \quad (3)$$

Na Equação (3), $g(x + \Delta x)$ foi expandida em uma série de Taylor em x e ignorados os termos de ordem superior. O termo $[g'(x)]$ é a matriz Jacobiano da primeira derivada de $g(x)$. Então:

$$\Delta x = [g'(x)]^{-1} [g^{des} - g(x)] \quad (4)$$

Observe que se g^{des} é zero, obtém-se:

$$\Delta x = [g'(x)]^{-1} [-g(x)] \quad (5)$$

Para resolver g^{des} é necessário resolver Δx usando a Equação (4). O próximo passo é calcular

$x^{novo} = x + \Delta x$ e resolver novamente a Equação (4), até que Δx seja suficientemente pequeno ou $g(x)$ seja suficientemente próximo de g^{des} [2].

4.2 Minimização de $J(x)$

Retornando ao problema de estimação dado na Equação (1), forma-se, primeiramente, o gradiente de $J(x)$ como:

$$\nabla_x J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial J(x)}{\partial x_1} \\ \frac{\partial J(x)}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial J(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$= -2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \dots \\ \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & \dots \\ \vdots & \frac{1}{\sigma_2^2} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} z_1 - f_1(x) \\ z_2 - f_2(x) \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (7)$$

As funções de $f_i(x)$ são colocadas na forma vetorial $f(x)$ e calcula-se o Jacobiano de $f(x)$, obtendo-se:

$$[H] = \frac{\partial f(x)}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x)}{\partial x_2} & \dots \\ \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x)}{\partial x_2} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \quad (8)$$

Denomina-se $[H]$ a matriz definida pela Equação (8) e $[R]$ a matriz definida pela Equação (9).

$$[R] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_n^2 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Dessa forma, a equação (7) pode ser reescrita como:

$$\nabla_x J(x) = -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} z_1 - f_1(x) \\ z_2 - f_2(x) \\ \vdots \\ z_n - f_n(x) \end{bmatrix} \quad (10)$$

Para fazer $\nabla_x J(x) = 0$, aplica-se o Método de Newton à equação (5), então:

$$\Delta x = \left[\frac{\partial \nabla_x J(x)}{\partial x} \right]^{-1} \cdot [-\nabla_x J(x)]$$

(11)

O Jacobiano de $\nabla_x J(x)$ é calculado tratando-se [H] como uma matriz constante.

$$\frac{\partial \nabla_x J(x)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left\{ -2 \cdot [H]^T \cdot [R]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} z_1 - f_1(x) \\ z_2 - f_2(x) \\ \vdots \end{bmatrix} \right\} \quad (12)$$

Aplicando a Equação (12) na Equação (5) e realizando operações matriciais convenientemente, obtém-se [2]:

$$\Delta x = [[H]^T [R]^{-1} [H]]^{-1} [H]^T [R]^{-1} \begin{bmatrix} (z_1 - f_1(x)) \\ (z_2 - f_2(x)) \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (13)$$

Onde: x é o vetor das variáveis de estados estimadas; $[H]$ é a matriz dos coeficientes das funções medidas; $[R]$ é a matriz da covariância; z é o vetor dos valores medidos e as funções f são calculadas no processo iterativo da solução de fluxo de potência e são dependentes dos módulos e ângulos das tensões de barra.

Assim, de acordo com [2], demonstra-se como é possível minimizar o resíduo $J(x)$ mediante a aplicação do método iterativo de Newton.

5 Subproblemas da estimação de estados

Em sistemas de potência, os seguintes subproblemas estão relacionados à estimação de estados [1]:

5.1 Observabilidade

A observabilidade consiste em verificar se o número e a localização das medidas a serem processadas pelo estimador permitem a determinação do estado do sistema [1].

5.2 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

A detecção de medidas ruins é muito útil aos centros de operação do sistema (COS) pois pode haver problema na qualidade ou na conexão dos equipamentos. Intuitivamente, quanto menor o valor de $J(x)$, o resíduo calculado, melhor é a qualidade dos valores medidos. Entretanto, é difícil estabelecer um valor de $J(x)$ que indicaria medições ruins. Normalmente, quando uma ou mais medições são ruins, seus erros são freqüentemente maiores que $\pm 3\sigma$, mas não garante que $J(x)$ seja pequeno, embora a chance seja pequena. Existe metodologia que permite avaliar $J(x)$ e pinçar as medidas ruins [2].

5.3 Grandezas Não-Telemedidas

Outra utilidade importante do estimador é calcular ou estimar quantidades não-telemedidas, que são úteis em casos de falha nos canais de comunicação. A indisponibilidade dos dados normalmente se deve à falta de equipamentos de aquisição de dados ou interrupção momentânea de uma determinada medição.

O estimador é então processado sem essas medidas e, por meio do fluxo de potência, é possível estimar os valores não-telemedidos [2].

5.4 Pseudomedições

Caso a perda dos dados medidos persista, impedindo assim a observabilidade de uma determinada área do sistema, o estimador pode utilizar dados provenientes de outras fontes para compensar a falta, tais como: consulta a operadores, dados históricos, balanço de potência do sistema e utilizar dados recentes do estimador antes da perda da telemetria. Essas informações, quando incluídas no problema de estimação de estados, são denominadas pseudomediadas. Após a adição das pseudomedições, as equações são escritas da mesma forma. Entretanto, não se pode dar à pseudomedição o mesmo peso que se dá à medição, uma vez que é menos precisa [2].

Uma forma de contornar esse problema é aumentar o desvio padrão das pseudomediadas, já que as medidas são mais precisas e atualizadas. Como no método dos mínimos quadrados, as medidas são ponderadas pelas respectivas covariâncias, ou seja, pelo inverso do respectivo desvio padrão, conforme a Equação (1). Isso implica dar pesos menores às pseudomediadas.

6 Histórico da implementação do estimador de estados na Copel

Em 1997, a COPEL adquiriu da Harris, atualmente GE, um sistema de supervisão e controle, da qual fazia parte o pacote PNA ("Power Network Applications"): RTNA ("Real Time Network Analysis" – Estimador de Estados) e o STNA ("Study Case Network Analysis" – Fluxo de Potência).

Esse estimador de estado tem sua metodologia baseada no método dos mínimos quadrados ponderados e também permite identificar medidas ruins, estimar grandezas não-medidas e utilizar pseudomedições.

Além dos fluxos ativos, reativos, posição de taps e tensão, são também monitorados o estados dos equipamentos (aberto ou fechado). Portanto, as subestações não são enxergadas como um nó, mas o arranjo do barramento [6],[7].

Inicialmente, em 1998, considerou-se que o sistema elétrico a ser representado no PNA deveria ser igual ao utilizado pela área de

estudos elétricos. Isso incluía subestações e usinas não-fronteiriças com as instalações da COPEL, resultando num modelo significativamente maior, aproximadamente duas vezes o sistema da COPEL.

A automação não alcançava uma quantidade considerável de instalações, e os dados provenientes do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) eram escassos. Por isso, optou-se por utilizar dados históricos, para aumentar a observabilidade do modelo. Os dados históricos eram obtidos dos casos-base, em que, na época, consistiam na representação do sistema interligado Sul e Sudeste. O sistema modelado no PNA consistia basicamente do sistema Copel mais a próxima subestação de fronteira das demais empresas (N+1). Assim, era necessário reduzir o sistema interligado, para que tivesse a mesma dimensão daquele representado no PNA. Essa redução era realizada usando o programa Anarede, desenvolvido pelo Cepel. Entretanto, ainda havia duas questões a serem equacionadas: a representação da carga e a representação individualizada dos geradores.

Nos casos-base, os transformadores de carga não são modelados e a carga é representada, no caso da Copel, sobretudo nas barras de 69 e 138 kV. No modelo do PNA, havia informações de carga representadas em barras de baixa tensão (13,8 e 34,5 kV). Dessa forma, tornou-se necessário incluir novas barras de carga, para permitir a modelagem dos transformadores de carga e transferir a representação das cargas das barras de 69 e 138 kV para essas novas barras.

Em relação à geração nos casos-base, é representado apenas o total de cada usina e o número de máquinas despachadas é identificado por meio da reatância do transformador equivalente. Para a correta representação no PNA, tornava-se necessária a individualização de cada unidade geradora e sua respectiva transformação elevadora.

Dessa forma, foi desenvolvida uma ferramenta que reduzia o sistema interligado Sul-Sudeste ao sistema de interesse, através do programa Anarede, com modelagem dos transformadores de carga e representação individualizada das unidades geradoras. Foi uma época de intenso trabalho entre as áreas de estudos elétricos, suporte de desenvolvimento e COS, para a validação dessa ferramenta, permitindo, então, a utilização dos dados históricos.

Entretanto, as diferenças entre as medições em tempo real e os dados históricos criavam tal distorção que o estimador de estados raramente convergia. Quando o estimador de estados convergia, nunca resultava numa solução que pudesse ser aproveitada. A medição em tempo real do sistema era de aproximadamente 15% do total de informações disponíveis.

No período de 1999 a 2000, o modelo do PNA foi simplificado e passou a ser formado pela área de atuação da COPEL mais as fronteiras. Esse modelo era praticamente metade do anterior e sua observabilidade de tempo real passou a ser de aproximadamente 30%. Mais uma vez, sem sucesso.

Em meados de 2001, resolveu-se desvincular o modelo da operação do modelo da área de estudos elétricos.

Os critérios adotados foram os seguintes: a) modelar somente subestações e usinas que formem anéis (radiais não) e possuam telemedição de qualidade; b) redundância na telemedição; c) não utilizar dados históricos (pseudomedidas) e d) não modelar instalações externas.

Em 2002, das mais de 200 instalações modeladas em 1998, ficaram apenas 16 (subestações de Salto Caxias, Salto Santiago, Gov. Ney Braga (Segredo), Gov. Bento Munhoz, Areia, Ivaiporã, Bateias, Curitiba, Campo Comprido, Umbará, Ponta Grossa Sul, Ponta Grossa Norte, São Mateus do Sul, Gov. Parigot de Souza, Chaminé e Guaricana). O estimador convergiu, encontrando uma solução viável.

Aos poucos, o modelo foi sendo ampliado, utilizando os resultados dos erros grosseiros do estimador para corrigir possíveis falhas de medição. Quando uma instalação ou um conjunto de instalações era automatizado, era modelada no PNA desde que formasse anel, possuísse boa qualidade de telemedição e tivesse conexão com o modelo corrente, uma vez que não interessava mais criar ilhas além das que já existiam. O modelo foi aumentando sem ter jamais menos do que 95% de telemedição, em que a observabilidade era de quase 100%.

Em setembro de 2006 entrou em operação a versão 8.1 do XA/21. O modelo da versão 1.3 foi totalmente reaproveitado. Uma diferença entre as duas versões é que a atual permite modelar medidas de corrente como entradas para o estimador de estado. Infelizmente, esse recurso apresentou um erro no código do programa, cuja solução está sendo aguardada. Por causa desse erro, o estimador de estados ficou inoperante por dois meses. No momento, as entradas de corrente estão bloqueadas e não interferem mais no processo.

Atualmente, o modelo abrange todo o sistema elétrico de transmissão e geração no Paraná, com três empresas envolvidas (Copel, Eletrosul e Furnas). A supervisão conta com 138 estações e 231 barras. Os níveis de tensão supervisionados são 69, 88, 138, 230 e 525 kV, barras de baixa tensão de geradores e onde existem equipamentos de compensação reativa.

7 Programa RTNA, configurador de redes (NC) e etapas do estimador de estados (EE)

O programa *Real-time Network Analysis* (RTNA) fornece ao operador uma representação detalhada do sistema de potência. RTNA é formado pelos seguintes módulos funcionais: configurador de rede (*Network Configurator*, ou NC) e estimador de estado (*State Estimator*, ou EE).

O RTNA analisa o sistema em tempo-real executando os seguintes passos:

- A) Obtenção de dados digitais e analógicos, telemididos ou calculados, da base de dados em tempo-real (*Real-time Database*, RTDB).
- B) Construção do modelo orientado a barra para o sistema usando a informação associada a cada disjuntor e chave seccionadora.
- C) Analisa a conectividade do sistema de potência usando o modelo previamente construído e identifica anomalias topológicas, tais como separação de barras, linhas com terminal aberto, transformador com terminal aberto, equipamentos desenergizados e ilhamento.
- D) Estima o estado da área observável do sistema de potência baseado no modelo e informações digitais e analógicas disponíveis na RTDB. Identifica e elimina informações erradas no processo (informações desatualizadas, fora dos limites de razoabilidade, etc.).
- E) Estima o estado do modelo completo da rede usando os resultados do passo anterior mais pseudomedidas derivadas de dados típicos (históricos).
- F) Calcula fatores de penalidade de geradores para uso por outras aplicações, como Controle Automático de Geração.

O estado resultante do sistema de potência está então disponível para revisão pelo usuário ou para uso como condição inicial por outra aplicação em tempo-real.

RTNA monitora e reporta violação de limites [7].

7.1 Configurador de rede (NC)

O NC aceita o modelo orientado a disjuntor e chave seccionadora como entrada, constrói e mantém o modelo orientado à barra usado por outros módulos, tais como: estimador de estado, fluxo de potência, análise de contingência, análise de falta e fluxo de potência ótimo (o que inclui despacho com restrições de segurança, programação de tensão e reativo, controle preventivo e controle corretivo).

O módulo NC constrói o modelo orientado à barra, utilizando uma representação orientada a

disjuntores e chaves seccionadoras em conjunto com informações digitais telemididas, calculadas e inseridas manualmente [7].

7.2 Estimador de estado (EE)

O EE é um módulo que contém as rotinas de interface e de máquina usadas pelo RTNA. O EE é responsável por determinar o estado operacional do sistema de potência. Neste contexto, o termo estado refere-se à matriz variáveis de estado do modelo de rede e consiste de magnitudes e ângulos de tensão observáveis. O EE é formado por um número de rotinas responsáveis por executar as seguintes funções:

- A) Identificar se o sistema de potência tem solução. Se o sistema de potência não é observável devido à insuficiência de medição, o EE identifica uma área observável do sistema e o resolve.
- B) Minimiza o desvio dos valores medidos dos valores calculados no sentido de mínimos quadrados.
- C) Barras sem geração podem ser tratadas como restrições de igualdade ou medidas.
- D) Detecção e identificação de medições erradas. Medições erradas são eliminadas durante a solução final.
- E) O resto do sistema (área não observável) é resolvido usando pseudomedidas para derivar um conjunto de medidas externas.
- F) Posições de taps de transformadores são estimadas como variáveis de estado.
- G) Ao completar o processo de estimação, a solução para toda a rede estará disponível para revisão por meio de diagramas unifilares.

Ao finalizar o processo, o RTNA atualiza um conjunto de relatórios que mostram os dispositivos da rede organizados por tipo, os valores medidos, os valores estimados e os erros [7].

8 Exemplos de resultados obtidos do estimador de estados

A seguir são mostradas algumas Figuras de resultados (telas) do processamento do estimador, executados no dia 16/05/2005.

A Figura 4 mostra os valores medidos em tempo real para a barra de 500 kV da SE Bateias, no dia 16/05/2005, às 09h51min. Na seqüência, foi processado o estimador de estados, e os resultados para a mesma barra são mostrados na Figura 5. Comparando os resultados das duas figuras de fluxos MW e Mvar, tensão e posição do comutador (taps de transformadores), é possível verificar que os

resultados do estimador são próximos aos valores medidos.

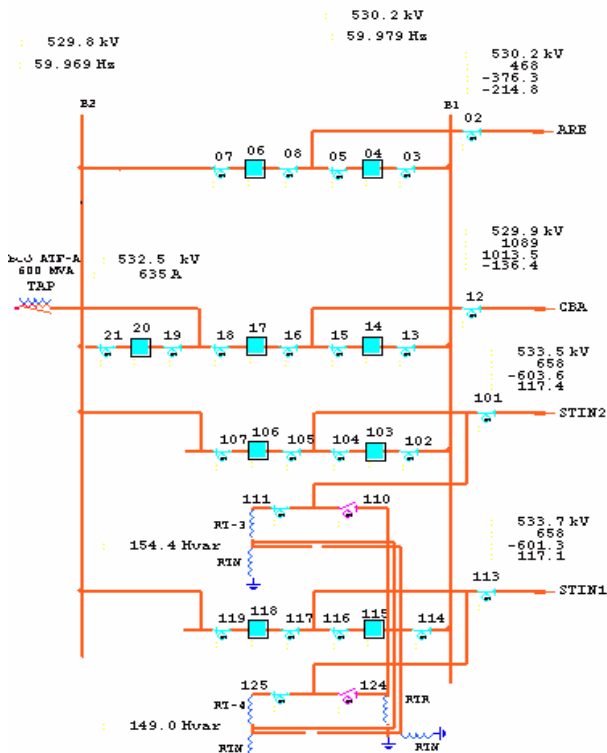


Figura 4: Barra 500 kV SE Bateias – Tempo Real – 16/05/2005 às 09h51min

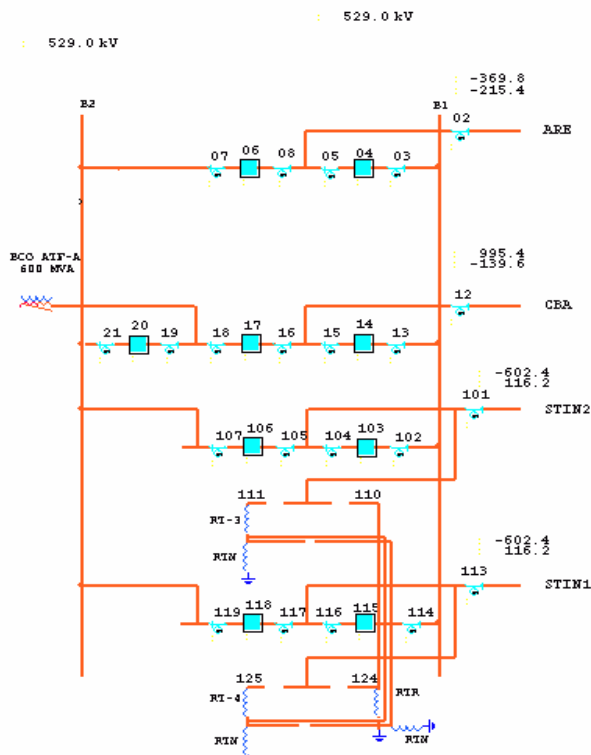


Figura 5: Barra 500 kV SE Bateias – Estimador – 16/05/2005 às 09h52min

A Figura 6 mostra o estado operativo de alguns equipamentos, apresentados no relatório de

sumário do configurador de redes. Na SE Maringá (MGA), os reatores (RT) de 13,8 kV A e B estavam fora de operação (*outaged*), da mesma forma que o banco de capacitor (BC-1) de 138 kV da SE Jaguariaíva. As LTs 69 kV Campo Comprido (CCO) – Volvo (VVO) e Barigüi (BGI) – Campo Comprido (CCO) encontravam-se abertas na SE Campo Comprido.

Type	Device Name	Outage Type	Time of First Report
SWNT	MGA RT-A	Outaged	16/05/05 09:12:56.587
SWNT	MGA RT-B	Outaged	16/05/05 09:12:56.587
SWNT	JEI-BC-1	Outaged	16/05/05 09:12:56.587
LINE	VVO-CCO-69	To End Open	16/05/05 09:12:56.587
LINE	BEI-CCO-69	To End Open	16/05/05 09:12:56.587

Figura 6: Barra 500 kV SE Bateias – Tempo Real – 16/05/2005 às 09h51min

No caso da Figura 7, onde são mostrados os erros grosseiros, é possível observar que na SE Guaratuba, por exemplo, não há medição da tensão (138 kV). Em campo, foi possível levantar que a medição do referido TP estava com falha.

Station	Type	Device Name	Measured	Estimate
GUARATUBA	VOLTAGE	GBR 138	0.00	138.05
AREIA	XFMR-T-Q	ARE TR-2	-111.03	-35.64
AREIA	XFMR-T-P	ARE TR-2	361.74	430.01
VERA CRUZ	LINE-T-P	APA-VC3-138	0.06	46.60
IVAIPORA	BUS-PINJ	IVO 525	2264.50	2199.31
CURITIBA	LINE-T-Q	BTR-CBA-525	171.25	128.36
CIDADE INDUS	BUS-QINJ	CIC 69	-27.80	31.00
CASCARVEL	LINE-F-Q	CBL-CRU-138	-38.77	1.94
JAGUARIAIVA	LOAD-Q	INP	16.22	-22.32
CURITIBA	LINE-T-P	BTR-CBA-525	-1023.50	-990.49
IVAIPORA	LOAD-P	IVO STIV-2	-1143.97	-1111.04

Figura 7: Relatório de erros grosseiros

A Figura 8 também é um relatório de erros grosseiros do estimador, com destaque para a SE Ivaiporã, onde todas as medidas aparecem com o símbolo #, indicando que as medidas estavam “congeladas” no instante em que foi processado o estimador, ou seja, não estavam atualizadas e não foram utilizadas pelo estimador.

Type	Device Name	Code	Quality		
			Sigma	Measured	Estimate
LOAD-P	: IVO STIV-2	1	3.00	-1143.97	-1111.04
LOAD-Q	: IVO STIV-1	1	3.00	77.70	231.42
LOAD-Q	: IVO STIV-2	1	3.00	250.50	231.42
VOLTAGE	: IVO 525	1	1.00	519.99	535.65
VOLTAGE	: IVO 525	1	1.00	535.27	535.65
LINE-F-P	: IVO-LNA-525	1	3.00	467.00	572.37
LINE-F-P	: IVO-SSA-525	1	3.00	671.20	720.45
LINE-F-Q	: IVO-LNA-525	1	3.00	-113.30	-53.75
LINE-F-Q	: IVO-SSA-525	1	3.00	-64.80	-222.67
LINE-T-P	: ARE-IVO-525	1	3.00	974.60	906.49

Figura 8: Relatório de erros grosseiros – SE Ivaiporã

Outra função importante do estimador é a estimação de grandezas não-telemedidas, como mostra a Figura 9.

Device Type	Name	Breaker Section	Breaker		
			MV	MVAR	MVA
LOAD	: COL-138	52	9.4	0.9	
LINE	: AND-COL-138	50	11.4	3.7	12.0
LINE	: COL-CBL-138	51	-20.8	-4.6	21.3

Figura 9: Estimação dos dados de consumidor COL não-supervisionado

O consumidor COL informado pela Figura 9 não é supervisionado pelo COS da Copel e é conectado ao sistema através de um “pingo” na LT 138 kV Assis Chateaubriand (AND) – Cascavel (CEL). Como há redundância da medição, ou seja, há medição nos dois extremos da linha, é possível estimar a carga (potência ativa e reativa) e a tensão do consumidor.

A Figura 10, por sua vez, apresenta informações muito importantes. É possível verificar que o estimador visualiza estações não pertencentes à Copel, como é o caso da SE Salto Santiago (SSA), de propriedade da Eletrosul (barramento de 500 kV) e Tractebel Energia S.A (equipamentos de geração e transformadores elevadores). A Figura 10 também mostra o estado operativo dos transformadores das SEs Campo Mourão (CMO), Londrina (LNA) e Salto Santiago (SSA), bem como o estado operativo desses equipamentos, o tipo de controle, LTC ou fixo, o carregamento em MVA e a posição que se encontra o comutador (*tap pos*).

Bus	Control		Status	MVA	Tap (pos)
	Type				
CMO 230	ITC Volt Ctl	:	Offline	0.0	3.0000
LON 230	ITC Volt Ctl	:	Online	283.1	9.0000
LON 230	ITC Volt Ctl	:	Online	283.1	9.0000
SSA TR-1	Fixed	:	Online	137.9	1.0000

Figura 10: Estimação dos dados de transformadores

9 Conclusões

As atividades básicas dos centros de operação de um sistema elétrico compreendem ações

para o controle de níveis de tensão, de frequência, de fluxos em equipamentos, intercâmbio entre áreas, despacho de geradores, entre outras, com o objetivo de se realizar um despacho econômico e que atenda os consumidores de forma satisfatória. Tais atividades dependem, sobretudo, das medições recebidas dos equipamentos monitorados.

Nesse contexto, a utilização da estimação de estados torna-se uma importante aliada à operação do sistema, uma vez que consegue informar melhores resultados dos valores medidos, detectar problemas na medição, estimar valores não-medidos e estimar valores quando ocorre a perda da observabilidade de parte do sistema.

Apesar da aplicação da estimação de estados em sistemas elétricos já ser conhecida há algumas décadas, sobretudo a partir de 1960, a implementação não é uma tarefa tão simples, como mostrou este artigo. Foram necessários aproximadamente seis anos para que a Copel tivesse o estimador de estados funcionando de forma satisfatória no COS, período em que foram aprendidas importantes lições.

A mais importante refere-se ao sistema a ser modelado no estimador: deve ser aquele onde há observabilidade e exista o mínimo possível de dados históricos. Ou seja, não adianta ter a ferramenta disponível se a qualidade dos dados de entrada não é confiável.

Uma vez atingida a meta de modelagem do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná no estimador de estados, a próxima meta é o processamento de contingências e elaboração de arquivos de resultados, para que seja possível a utilização em outros programas de análise de rede.

O atual ambiente mais competitivo do setor elétrico tende a dificultar o fluxo das informações entre os agentes. Assim, espera-se que este trabalho possa servir de alerta aos agentes do SIN sobre a necessidade da disponibilização de medições externas à área monitorada, cruciais para o êxito da implementação do estimador de estados.

10 Referências bibliográficas

- [1] Costa Simões, A.; Salgado, R. “Análise Estática de Segurança de Sistemas Elétricos de Potência”, Capítulos I e II, <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/assp/assp.html>
- [2] Wood, Allen J. and Wollenberg, Bruce F. “Power Generation, Operation & Control”, John Wiley & Sons, 1984
- [3] Miller, Robert H. “Power System Operation”, J. McGraw-Hill Book Company, 1970.
- [4] Elgerd, Olle I. “Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica”, Editora McGraw-Hill do Brasil Ltda, 1977.

- [5] Monticelli, A. *“Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”*, Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.
- [6] Monticelli, A. *“Generalized State Estimation”*, Editora McGraw-Hill, 2000.
- [7] GE Energy Management Services, Inc. *Transmission Security Management (TSM) Software Description S753 Applicable to: XA/21 Release 7.1 - 8.1 Version 2.3*, February 23, 2005.