



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO GOP

GRUPO DE ESTUDO ESTUDOS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

APLICAÇÕES AVANÇADAS DE SINCRÓFASORES EM TEMPO REAL

Edmund O. Schweitzer, III David Whitehead Armando Guzman Yanfeng Gong Marcos Donolo
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc

RESUMO

Os avanços na tecnologia dos sincrofasores levaram à evolução das aplicações dos mesmos, passando de simples ferramentas de visualização, arquivos de dados e análise pós-eventos para sistemas de controle em tempo real. Esses novos sistemas podem produzir, consumir, alinhar os tempos e processar os dados dos sincrofasores. Um avanço significativo nesta tecnologia consiste no fato de que os resultados do processamento dos sincrofasores são transformados em alarmes ou ações de controle executadas em tempo real. Com esta nova e poderosa tecnologia, aplicações anteriores complexas dos sincrofasores, tais como os esquemas de proteção da integridade do sistema ("system integrity protection schemes" – SIPS) e a avaliação da estabilidade do sistema de potência para extensas áreas geográficas, são mais fáceis de serem implementadas, possuem menos componentes e são mais confiáveis do que as soluções tradicionais.

PALAVRAS-CHAVE

Sincrofasores, Proteção, Estabilidade

1.0 - INTRODUÇÃO

O Processador de Vetores do Sincrofasor ("Synchrophasor Vector Processor" – SVP) [1] e os relés podem simplificar e melhorar os SIPSs que usam sincrofasores. A Fig. 1 mostra o SIPS da "Bonneville Power Administration" que usa sincrofasores [2]. Este sistema que está sendo avaliado é formado por Unidades de Medição Fasorial ("Phasor Measurement Units" – PMUs), um Concentrador de Dados Fasoriais ("Phasor Data Concentrator" – PDC), um controlador do Sistema de Controle de uma Área Ampla ("Wide-Area Control System" – WACS) e um controlador do Sistema de Proteção de uma Área Ampla ("Wide-Area Protection System" – WAPS). O SVP executa as funções do PDC, WACS e WAPS do sistema mostrado na Fig. 1. Ele recebe os sincrofasores, grandezas analógicas e entradas binárias dos relés remotos, correlaciona os dados recebidos e processa os algoritmos de proteção e controle deterministicamente. Adicionalmente, o SVP usa os protocolos de comunicação GOOSE [3], Fast Message [4] e MIRRORED BITS® [5] para ativar os comandos baseando-se nos dados processados. A Fig. 2 mostra o sistema modificado juntamente com relés que efetuam as medições dos sincrofasores [6]. Os relés recebem comandos do SVP para controlar e proteger o sistema de potência. O sistema global tem menos componentes do que o esquema original, reduzindo o número de pontos de falha.

Este artigo mostra como usar os sincrofasores nas aplicações de controle de áreas amplas e na proteção e monitoramento de subestações. A literatura dos sincrofasores convencionais está equivocada em sugerir que essas aplicações estão muitos anos à frente.

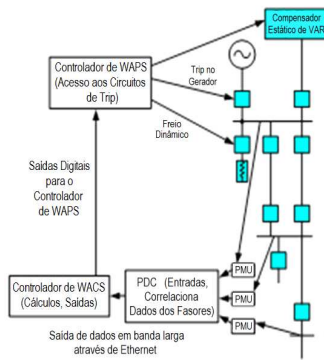


Fig. 1. Controle WACS/WAPS que usa um PDC e PMUs

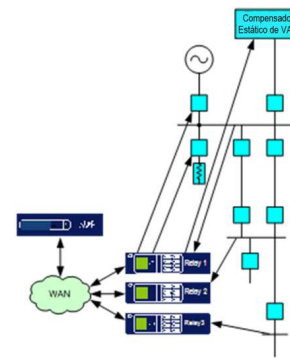


Fig. 2. O SIPS integrado que usa SVP e relés simplifica as aplicações em áreas amplas

2.0 - FUNCIONALIDADE BÁSICA DO SVP

O SVP recebe os sincrofasores e envia comandos para proteção, controle, automação e monitoramento em tempo real. O SVP inclui os seguintes componentes:

- Interface de Comunicação
- Alinhamento dos Tempos, Cliente e Servidor
- Sistema de Tempo de Execução ("Run-Time System" – RTS)

3.0 - DETECÇÃO DE OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA PARA EVITAR PERTURBAÇÕES NO SISTEMA

Esta seção descreve um SIPS que detecta oscilações de potência e condições de perda de sincronismo e ativa ações corretivas para evitar instabilidade do sistema de potência. O SIPS é formado por dois relés com recursos de controle e medição de sincrofasores e um SVP. Este SIPS é adequado para sistemas de potência formados por duas áreas.

3.1 SIPS para Sistemas de Potência Formados por Duas Áreas

Em um sistema de potência formado por duas áreas, o centro elétrico é o ponto que corresponde à metade da impedância total entre as duas fontes [2]. O centro elétrico do sistema pode ser na linha de transmissão ou em qualquer outra parte do sistema que corresponda à metade da impedância total. O SIPS proposto exige que o centro elétrico do sistema esteja entre os relés que coletam as medições dos sincrofasores. Esses relés também incluem recursos de lógicas programáveis para programar saídas e efetuar ações corretivas. A referência [7] descreve um SIPS para abertura por perda de sincronismo que processa 20 mensagens dos sincrofasores por segundo. Uma alternativa ao SIPS apresentado em [7] usa o SVP para coletar os dados dos sincrofasores de dois relés a 60 mensagens por segundo. Neste método, o SVP processa o elemento de Trip por Perda de Sincronismo do SIPS ("Out-Of-Step Tripping" – OOST) e envia comandos de ação corretiva para os relés que estão coletando as medições dos sincrofasores.

3.2 Elemento de Trip por Perda de Sincronismo (OOST)

O elemento OOST descrito em [7] usa os sincrofasores da tensão de sequência-positiva, adquiridos pelos relés de dois barramentos do sistema de potência, para calcular a diferença angular entre essas tensões δ_k . A variação de δ_k em relação ao tempo define a frequência de escorregamento S_{fk} , e a variação da frequência de escorregamento em relação ao tempo define a aceleração A_{fk} entre as duas áreas. O elemento OOST usa a frequência de escorregamento e a aceleração que o SVP calcula para identificar condições instáveis de operação. Se o ponto de operação permanecer fora da região estável por 150 ms, o elemento OOST é ativado para indicar esta condição de operação inaceitável.

3.3 Implementação do SIPS com OOST

Usamos o SVP para implementar o SIPS com OOST. Neste esquema, os relés enviam fasores das tensões do sistema para o SVP. O SVP usa o RTS para executar as lógicas e algoritmos do elemento OOST em tempo real. Após o alinhamento dos tempos, os fasores da tensão de sequência-positiva adquiridos pelos relés são disponibilizados para o RTS. O esquema OOST, mostrado na Fig. 3, inclui os seguintes blocos de funções:

- PMCU01: Relé da Área 1.
- PMCU02: Relé da Área 2.
- Diff: Cálculo da diferença angular.
- Slip_Calc: Cálculo da frequência de escorregamento.
- Acc_Calc: Cálculo da aceleração.
- Out_of_Step_Trip: Lógica e algoritmo da abertura por perda de sincronismo.

- TRIP: Comando para envio de ação corretiva.

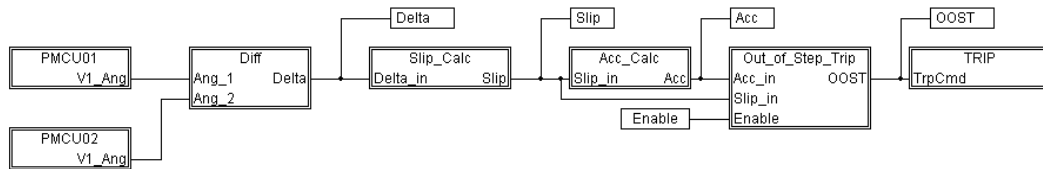


Fig. 3. Implementação do esquema OOST usando o SVP

3.4 Desempenho do SIPS com OOST

O sistema da Fig. 4 mostra dois geradores de uma área do sistema de potência e um terceiro gerador de outra área representando o resto do sistema de potência. Neste sistema, o centro elétrico encontra-se na linha de transmissão que conecta os barramentos N2 e N3. A Fig. 7 mostra também os principais componentes do SIPS e a localização dos relés que coletam as medições dos sincrofasores. O Relé 1 está na barra N1 do gerador. O Relé 2 está na barra N5 do gerador. Esta localização dos relés garante que o centro elétrico do sistema de potência esteja entre os dois relés. Nesta aplicação, os relés enviam mensagens dos sincrofasores via Ethernet para o SVP a uma taxa de 60 mensagens por segundo. O SIPS detecta oscilações de potência instáveis e rejeita o gerador de 396 MVA para manter a estabilidade do sistema. Este sistema de potência foi modelado no Simulador Digital em Tempo Real ("Real Time Digital Simulator" – RTDS®) para analisar o desempenho do esquema OOST em tempo real.

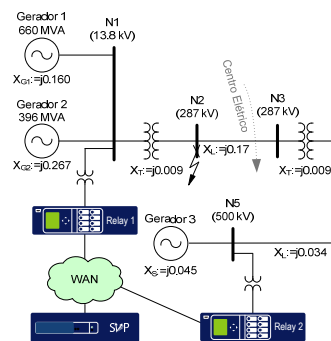


Fig. 4. Modelo do sistema para análise do desempenho do esquema OOST em tempo real

O sistema de potência descrito acima é submetido a uma falta temporária na barra N2, a qual provoca variações no ângulo, aceleração e velocidade da máquina. Assumimos que a falta temporária é extinta automaticamente. Se o tempo de eliminação da falta ultrapassar 6.9 ciclos, que é o tempo crítico de eliminação, o sistema se torna instável.

3.4.1 Cálculos da Diferença Angular

As Fig. 5, 6 e 7 mostram as capturas das telas dos cálculos da diferença angular para os três cenários. No primeiro cenário, o sistema retorna às condições iniciais estáveis de operação em aproximadamente 13 segundos. No segundo cenário, a diferença angular entre os dois barramentos monitorados aumenta além de 180 graus após aproximadamente 5.7 segundos, e o sistema se torna instável. No terceiro cenário, a diferença angular começa a aumentar, o esquema OOST detecta que o ponto de operação está fora de sua característica, e o SVP envia o comando de abertura aproximadamente 0.9 segundo após a eliminação da falta para rejeitar o Gerador 2 e manter a estabilidade do sistema. Neste caso, a diferença angular final corresponde às novas condições de operação com o Gerador 2 fora de serviço.

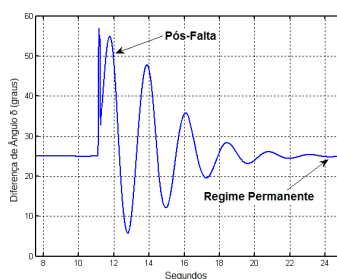


Fig. 5. Cálculos da diferença angular para condições de operação estáveis

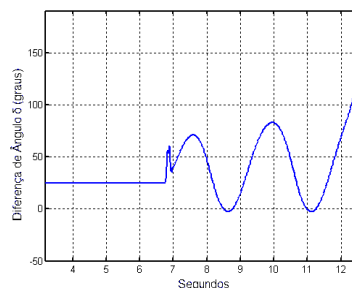


Fig. 6. Cálculos da diferença angular para condições de operação instáveis sem ação corretiva

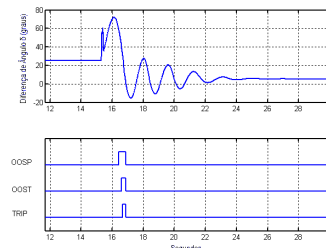


Fig. 7. Cálculos da diferença angular para condições de operação instáveis e ação corretiva para manter a estabilidade do sistema

3.4.2 Trajetórias da Frequência de Escorregamento e Diferença Angular no Plano da Frequência de Escorregamento-Fase

As Fig. 8, 9 e 10 mostram as trajetórias da frequência de escorregamento e diferença angular no plano da frequência de escorregamento-fase para os três cenários. A Fig. 8 mostra a trajetória da frequência de escorregamento e diferença angular após a eliminação da falta para o primeiro cenário. Neste caso, o ponto de operação retorna à condição de operação estável inicial. A Fig. 9 mostra que o ponto de operação aumenta sem restrição após duas oscilações no segundo cenário. A Fig. 10 mostra duas trajetórias para o terceiro cenário: a trajetória antes da ação corretiva e a trajetória depois da ação corretiva. Observe que a diferença angular não aumenta além de 73 graus, embora o sistema esteja próximo de se tornar instável.

Essas trajetórias no plano da frequência de escorregamento-fase não permitem que o esquema identifique a condição de operação inaceitável.

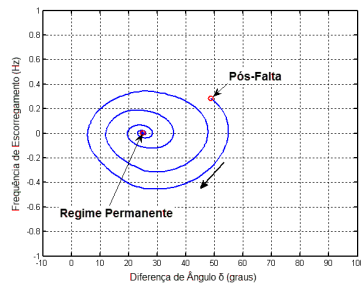


Fig. 8. Trajetória da frequência de escorregamento e diferença angular para condições de operação estáveis

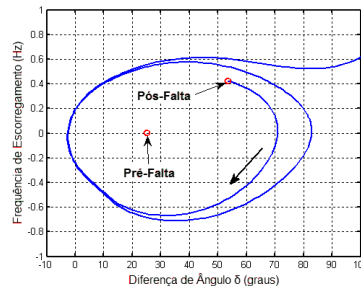


Fig. 9. Trajetória da frequência de escorregamento e diferença angular para condições de operação instáveis

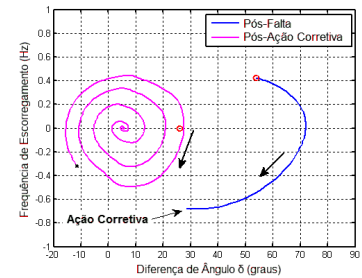


Fig. 10. Trajetórias da frequência de escorregamento e diferença angular antes e após a abertura do gerador de 396 MVA

3.4.3 Trajetórias da Aceleração e Frequência de Escorregamento no Plano de Aceleração-Frequência de Escorregamento

As Fig. 11, 12 e 13 mostram as trajetórias da aceleração e frequência de escorregamento e a característica do elemento OOST no plano aceleração-frequência de escorregamento para os três cenários. No primeiro cenário, a Fig. 14 mostra que o ponto de operação permanece dentro da região estável da característica do elemento OOST. No segundo cenário, a Fig. 15 mostra que o ponto de operação entra na região instável de cada uma das oscilações e em seguida aumenta sem restrição após a segunda oscilação.

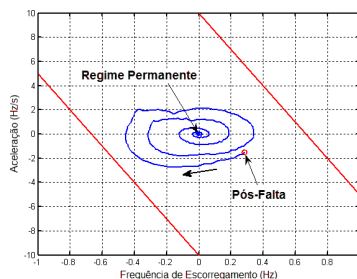


Fig. 11. Trajetória da aceleração e frequência de escorregamento para condições de operação estáveis

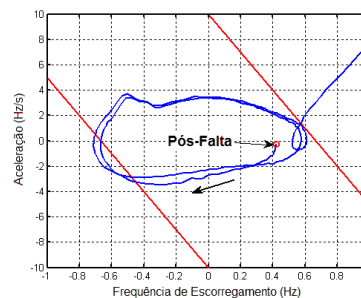


Fig. 12. Trajetória da aceleração e frequência de escorregamento para condições de operação instáveis

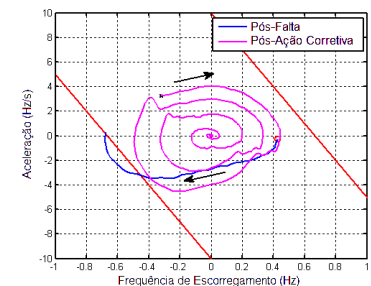


Fig. 13. Trajetórias da aceleração e frequência de escorregamento antes e após a abertura do gerador de 396 MVA

4.0 - OSCILAÇÃO ENTRE ÁREAS DO SISTEMA DE POTÊNCIA E MITIGAÇÃO

4.1 Oscilações do Sistema de Potência e MA

O SVP usa os blocos da função MA incorporada e equações lógicas de programação flexíveis para detectar oscilações instáveis entre áreas e automaticamente iniciar ações corretivas. As perturbações no sistema de potência, tais como abertura de linhas e queda de geração, provocam oscilações locais e entre áreas do sistema de potência. Usualmente, os modos de oscilação local variam em frequência de 0.7 a 2.0 Hz [9]. A oscilação entre áreas, que geralmente se refere a um grupo de geradores de uma área oscilando contra um grupo de geradores de outra área, normalmente varia em frequência de 0.1 a 0.8 Hz [9]. A oscilação local envolve alguns geradores dentro de uma parcela pequena de um sistema de potência e tem impacto reduzido no sistema de potência global. As oscilações entre áreas restringem a quantidade de potência que pode ser transferida através de algumas partes das redes de energia interligadas. Sem ações corretivas apropriadas, a oscilação entre áreas pode resultar em

separações no sistema de potência ou blackouts de grande porte. O método tradicional para evitar uma oscilação entre áreas envolve a análise modal dos resultados das simulações dinâmicas do sistema de potência no estágio de planejamento. A imprecisão do modelo dinâmico do sistema de potência e o número de contingências de condições de operação disponíveis para efetuar esta análise limitam este método tradicional.

4.2 Exemplo de SIPS Baseado em MA

Usamos um RTDS para simular as dinâmicas do sistema de potência. Dois relés medem as correntes e tensões em tempo real em ambos os lados da interligação. Os relés enviam as medições dos sincrofasores (tensão e corrente) para o SVP via Ethernet a uma taxa de 30 mensagens por segundo de acordo com o protocolo IEEE C37.118 [12]. O SVP alinha internamente as medições dos sincrofasores dos relés em função das estampas de tempo das medições, calcula a medição da potência ativa de cada relé e, em seguida, introduz essas medições da potência ativa nos dois blocos independentes da função MA.

Os blocos da função MA acomodam diversas taxas de transmissão de mensagens dos sincrofasores. Se a taxa das mensagens de entrada do sincrofasor exceder o ajuste da taxa de dados de MA, o bloco da função MA reduz a taxa de amostragem ("downsample") das medições antes do cálculo da análise modal. O número de amostras de dados de MA equivale à taxa de dados multiplicada pela janela de observação. O ajuste da janela de escorregamento especifica o número de novas amostras necessárias para cada intervalo de processamento de MA. O bloco da função MA calcula os modos de oscilação a cada dois segundos (janela de observação multiplicada pela janela de escorregamento e então dividida por 100).

Sob condições de regime, a Área 1 exporta cerca de 425 MW para a Área 2 através das linhas de transmissão de interligação. A redução da saída de potência ativa do Gerador 1 de 708 MW para 705 MW provoca a oscilação crescente. Sem qualquer ação corretiva, o sistema vai eventualmente entrar em colapso. Para manter a estabilidade do sistema de potência, o SIPS, que foi implementado para este teste para o propósito de demonstração, liga os estabilizadores do sistema de potência do Gerador 1 e Gerador 3. Vinte segundos após o esquema ter ativado o sinal de alarme, o SVP envia automaticamente um comando de ação corretiva através dos relés para o RTDS para ligar os estabilizadores do sistema de potência. Com os estabilizadores ligados, o sistema retorna às condições estáveis de operação aproximadamente 20 segundos após a ação corretiva.

5.0 - PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUÍDA

5.1 Exemplo de Aplicação da Proteção Diferencial de Barras

Para medir o tempo total de eliminação da falta do BDPS para faltas internas e a segurança para faltas externas, modelamos as faltas F1 interna e F2 externa em uma subestação com barramento duplo e barramento de transferência, conforme ilustrado pela Fig. 14.

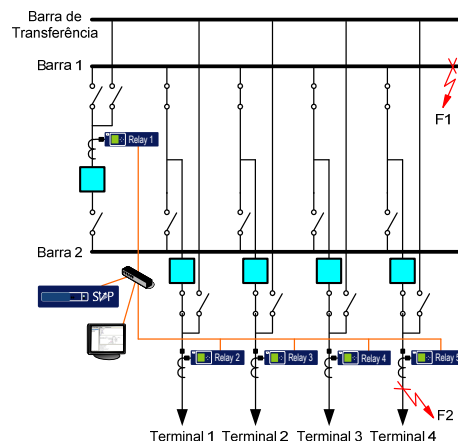


Fig. 14. Proteção de barras distribuída para barramento duplo e barramento de transferência com múltiplos terminais

Na nossa configuração de testes, o RTDS gera os sinais de corrente, emula o comportamento dos TCs e rastreia o estado dos disjuntores e chaves seccionadoras. O simulador alimenta as correntes dos terminais monitorados através de uma interface para testes com níveis baixos de tensão. As saídas de controle do simulador são conectadas às entradas do relé para fornecer o estado dos disjuntores e chaves seccionadoras.

Quando o SVP detecta uma falta na barra, ele envia uma mensagem GOOSE para o relé de trip. O relé então envia sinais de trip para os disjuntores correspondentes, dentro do simulador, para eliminar a falta. Antes de eliminar a falta, o simulador introduz um retardo de 33 ms para emular o tempo de operação do disjuntor.

O oscilograma da Fig. 15 mostra as correntes de cada um dos terminais de barra para a falta interna F1. Os disjuntores dos Terminais 1, 2, 3 e 4 eliminam a falta dois ciclos após terem recebido o comando de trip. Neste caso, o tempo de operação total é menor do que 85 ms. O oscilograma da Fig. 16 mostra as correntes dos Terminais 1, 2, 3 e 4 para a falta F2. A falta F2 é no Terminal 4, fora da zona de proteção do diferencial. A corrente de falta provoca a saturação do TC do Terminal 4, porém isso não causa a operação incorreta do esquema diferencial. Observe que o SVP não ativa o comando de trip para os relés.

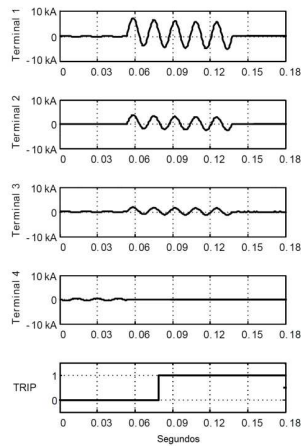


Fig. 15. O sistema de proteção diferencial de barras distribuída elimina uma falta interna à barra em menos de 85 ms

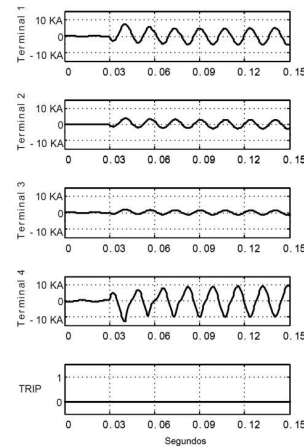


Fig. 16. O sistema de proteção diferencial de barras distribuída não opera para uma falta externa com saturação do transformador de corrente

6.0 - IDENTIFICAÇÃO DE ERROS DE MEDIÇÃO E SUPERVISÃO DA MEDIÇÃO

O CP verifica automaticamente a Lei das Correntes de Kirchhoff ("Kirchhoff's Current Law" – KCL) e refina as medições das correntes. O SVP pode também usar os sincrofasores de subestações adjacentes para supervisionar medições de tensão de localidades remotas.

6.1 Verificação da KCL

O processador de correntes computa a soma das correntes (KCL) que chegam a cada grupo de nós de correntes numa base por fase. Quando todas as correntes que chegam a um grupo de nós estiverem disponíveis para verificação da KCL, o CP compara a soma das correntes com o limite de KCL fornecido pelo usuário, KCL_thre . Se a magnitude da soma das medições for menor do que o limite de KCL fornecido pelo usuário, o CP ajusta o indicador KCL_OK para todas as correntes de fase envolvidas e refina os valores de medição. Caso contrário, pelo menos uma das medições é ruim e não ocorre nenhum refinamento. Considere a Fig. 17, onde A1, A2 e A3 são as medições das correntes da fase A nos três ramos que chegam ao Nó 1.

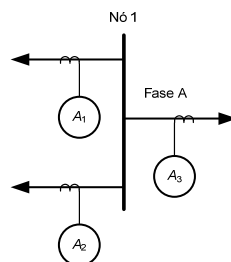


Fig. 17. Medições de corrente para refinamento das medições das correntes

A equação (9) apresenta a condição de soma para nosso exemplo. Para refinar essas medições, encontramos \hat{I}_1 , \hat{I}_2 e \hat{I}_3 através da minimização do erro global, ϵ , que (10) define. As correntes \hat{I}_1 , \hat{I}_2 e \hat{I}_3 são as medições das correntes refinadas.

$$|\sum_{i=1}^n A_i| > KCL_thre \quad (9)$$

$$\varepsilon = |\sum_{i=1}^n \hat{I}_i| + |\hat{I}_1 - A_1| + |\hat{I}_2 - A_2| + |\hat{I}_3 - A_3| \quad (10)$$

6.2 Refinamento das Medições das Correntes

Para obter a solução do problema de minimização em (10), reescrevemos (10) na forma matricial. Portanto, o problema passa a ser encontrar valores para \hat{I}_1 , \hat{I}_2 e \hat{I}_3 que minimizem (11).

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \\ \hat{I}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ A_1 \\ A_2 \\ A_3 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Usando a pseudo-inversa [14] [15] da matriz, podemos derivar as estimativas de corrente para \hat{I}_1 , \hat{I}_2 e \hat{I}_3 a partir de (12).

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \\ \hat{I}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3/4 & -1/4 & -1/4 \\ -1/4 & 3/4 & -1/4 \\ -1/4 & -1/4 & 3/4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ A_3 \end{bmatrix} \quad (12)$$

A equação (13) é uma maneira alternativa, na forma algébrica, para derivar as estimativas das correntes.

$$\hat{I}_i = A_i - \sum_{j=1}^n \frac{A_j}{n+1} \quad (13)$$

onde:

n é o número de correntes que alcançam o nó.

A_i é a medição de corrente do ramo i .

\hat{I}_i é a estimativa de medição de corrente do ramo i .

6.3 Supervisão da Medição Remota

O SVP pode reunir e processar os dados de diferentes subestações; logo, ele pode supervisionar as medições locais e remotas redundantes. O SVP usa a tensão de barra local, a impedância da linha de transmissão entre os barramentos local e remoto e a corrente da linha de transmissão entre esses barramentos para supervisionar a medição da tensão remota. A Fig. 18 mostra os principais componentes desse esquema de supervisão de tensão. O Relé 1 e o Relé 2 reúnem os dados das subestações local e remota. O Relé 1 envia a tensão local V_L_Meas e a corrente da linha de transmissão I_L_Meas para o SVP. O Relé 2 envia a tensão remota V_R_Meas para o SVP. O SVP também requer os parâmetros da linha de transmissão para calcular a tensão remota. Usamos o modelo pi para representar a linha de transmissão.

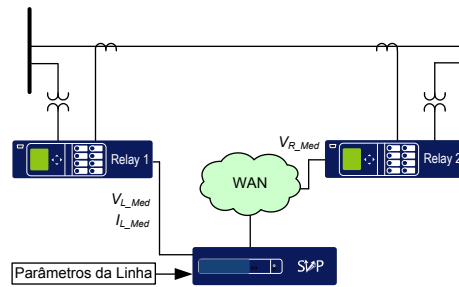


Fig. 18. Esquema para supervisão das medições da tensão remota

Usamos (14) para expressar a tensão remota em termos da corrente e tensão local.

$$V_R = V_L - Z \left(I_L - \frac{r}{z} \cdot V_L \right) \quad (14)$$

onde:

Z é a impedância da linha de transmissão.

Y é a admitância da linha de transmissão.

Substituímos as medições de tensão e corrente (V_{L_Meas} e I_{L_Meas}) para calcular a tensão na extremidade remota de acordo com (15).

$$\hat{V}_R = V_{L_Meas} - Z \left(I_{L_Meas} - \frac{Y}{2} V_{L_Meas} \right) \quad (15)$$

O SVP monitora a grandeza de erros que (16) define para determinar os erros de medição.

$$\varepsilon_V = \left| \hat{V}_R - V_{R_Meas} \right| \quad (16)$$

Implementamos (16) na lógica programável do SVP para monitorar o erro de medição. Esta lógica ativa o alarme da tensão remota se o erro exceder um valor limite especificado pelo usuário.

7.0 - CONCLUSÃO

O Processador de Vetores do Sincrofasor (SVP) efetua a aquisição das medições dos sincrofasores dos relés localizados em diferentes áreas geográficas para executar as aplicações dos sincrofasores. As aplicações do SVP incluem esquemas de controle de loops fechados para detecção e mitigação das condições de oscilações de potência instáveis, oscilações de potência instáveis entre áreas e supervisão das medições remotas.

As simulações digitais em tempo real do esquema de detecção de oscilação de potência mostram o benefício da utilização da aceleração entre duas áreas do sistema de potência para identificar condições de operação fora de sincronismo antes de o sistema se tornar instável.

O SVP fornece blocos de funções configuráveis para análise modal (MA). Os usuários podem então desenvolver lógicas de decisão e controle baseadas nos resultados de MA. Os resultados dos testes demonstram que o esquema pode detectar antecipadamente oscilações instáveis entre áreas e iniciar ações corretivas automáticas para mitigar as oscilações instáveis.

Nas aplicações de subestações, o SVP e os relés com recursos dos sincrofasores podem fornecer proteção diferencial de barras distribuída para proteger arranjos de barramentos complexos com até 64 alimentadores. Esta proteção diferencial detecta faltas na barra em menos de três ciclos.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. O. Schweitzer, III and D. E. Whitehead, "Real Time Power System Control Using Synchrophasors," in 2007 34th Annual Western Protective Relay Conference Proceedings.
- [2] A. Guzmán, D. Tziouvaras, E. O. Schweitzer III, and K. E. Martin, "Local and Wide-Area Network Protection Systems Improve Power System Reliability," in 2004 31st Annual Western Protective Relay Conference Proceedings.
- [3] Communication Networks and Systems in Substations, IEC Standard 61850.
- [4] D. Woodward, "SEL-421 Relay Fast Messages," SEL Application Guide (AG2002-14), 2002. Available: <http://www.selinc.com/aglist.htm>.
- [5] K. C. Behrendt, "Relay-to-Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring, and Control," in 1997 51st Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference Proceedings.
- [6] G. Benmouyal, E. O. Schweitzer, III, and A. Guzmán, "Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electric Power Systems," in 2002 29th Annual Western Protective Relay Conference Proceedings.
- [7] A. Guzmán, V. Mynam, and G. Zweigle, "Backup Transmission Line Protection for Ground Faults and Power Swing Detection Using Synchrophasors," in 2007 34th Annual Western Protective Relay Conference Proceedings.
- [8] E. O. Schweitzer, III, T. T. Newton, and R. A. Baker, "Power Swing Relay Also Records Disturbances," in 1986 13th Annual Western Protective Relay Conference Proceedings.
- [9] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur, "A Fundamental Study of Inter-area Oscillations in Power Systems", IEEE Trans. Power Systems, vol. 6, no. 3, August 1991, pp. 914–921.
- [10] S. L. Marple, Digital Spectral Analysis with Applications, Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall Inc., 1987, p. 304.(3) NNN - Nonono no Nononononononono, XXXX