

# Usando a Diferença Angular dos Fasores Sincronizados para Proteção e Controle de Áreas Abrangentes do Sistema

Enrique Martínez and Nicolás Juárez  
*Comisión Federal de Electricidad*

Armando Guzmán, Greg Zweigle, e Jean León  
*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Publicado no  
SEL *Journal of Reliable Power*, Volume 2, Number 2, maio de 2011

Apresentado previamente na  
DistribuTECH Conference, fevereiro de 2007

Originalmente apresentado na  
33rd Annual Western Protective Relay Conference, outubro de 2006

Traduzido para o português em fevereiro de 2017

# Usando a Diferença Angular dos Fasores Sincronizados para Proteção e Controle de Áreas Abrangentes do Sistema

Enrique Martínez and Nicolás Juárez, *Comisión Federal de Electricidad, México*  
Armando Guzmán, Greg Zweigle, e Jean León, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

**Resumo**—A perda de geração ou carga causada por faltas no sistema de potência provoca alterações na frequência e/ou tensões do sistema de potência. Essas variações dependem da robustez do sistema de potência e da capacidade de os esquemas de regulação responderem a essas mudanças. Além disso, cada sistema de potência tem um comportamento dinâmico exclusivo que depende de fatores como topologia do sistema de transmissão, localização das cargas, capacidade de geração, tipo de geração, etc. O controle automático de geração (CAG) tem um papel importante na manutenção do equilíbrio carga-geração do sistema. Esse equilíbrio pode ser perdido subitamente em função de contingências do sistema. A perda do equilíbrio pode resultar em variações das magnitudes da tensão e frequência, e dos ângulos de tensão, de acordo com a quantidade de carga/geração perdida. A empresa concessionária de energia elétrica do México, “Comisión Federal de Electricidad” (CFE), implementou diversos esquemas de proteção em áreas abrangentes do sistema, para minimizar as alterações na frequência e/ou tensões do sistema de potência e evitar perturbações de grande porte durante contingências severas ou múltiplas. Alguns desses esquemas podem usar a diferença angular dos fasores sincronizados (“synchrophasors”) como informação essencial para elevar as margens de estabilidade admissíveis do sistema. Neste artigo, apresentamos um exemplo de um esquema de rejeição de geração nos sistemas de transmissão de 400 kV, onde a CFE está avaliando o uso da diferença angular através das medições fasoriais sincronizadas para melhorar a confiabilidade dos esquemas de rejeição de geração existentes.

## I. INTRODUÇÃO

A Comisión Federal de Electricidad (CFE) usa Esquemas de Proteção de Sistemas (“System Protection Schemes” – SPSs) tradicionais tais como esquemas de rejeição de cargas por subtensão e subfrequência para manter a estabilidade do sistema de potência. Esses esquemas são conhecidos como Esquemas Automáticos de Rejeição de Cargas (“Automatic Load Shedding Schemes” – ALSSs). Adicionalmente, a rejeição de cargas através de comandos de transferência direta de trip pode ocorrer quando houver perda de geração. Os SPSs que rejeitam geração em função da perda de linhas de transmissão, barramentos ou cargas são conhecidos como Esquemas Automáticos de Rejeição de Geração (“Automatic Generation Shedding Schemes” – AGSSs); esses esquemas são também usados normalmente na CFE. A CFE usa a rejeição de geração como último recurso para manter o equilíbrio carga-geração do sistema de potência ao mesmo tempo em que preserva as tensões e a frequência do sistema dentro de limites admissíveis de operação ([1] [2]). A rejeição

de geração também ajuda a preservar os limites de transmissão de links críticos sem ultrapassar os limites térmicos dos transformadores e das linhas de transmissão.

SPSs existentes têm minimizado a rejeição de cargas durante perturbações no sistema, porém eles também têm um impacto negativo em função do stress adicional térmico, mecânico e elétrico dos equipamentos. AGSSs, em particular, causam um stress significativo nos geradores; esse stress reduz a vida do gerador. Sob essas circunstâncias, a usina requer dissipação rápida de energia, o que é difícil de ser obtido.

A rejeição de geração e/ou cargas remotas com sucesso depende principalmente da confiabilidade dos canais de comunicação. Esses esquemas monitoram a topologia do sistema para se “auto-ativar” e para selecionar os geradores a serem desligados. Um SPS com poucos componentes e comunicação confiável vai minimizar as operações incorretas do esquema.

## II. SISTEMA DE MONITORAÇÃO DE ÁREAS ABRANGENTES DA CFE

A CFE possui um sistema de monitoração de áreas abrangentes do sistema (“Wide-Area Monitoring System” – WAMS) em serviço desde 1998. O sistema consiste de Unidades de Medição Fasorial (“Phasor Measurement Units” – PMUs) e Concentradores de Dados Fasoriais (“Phasor Data Concentrators” – PDCs) estrategicamente localizados. Ele mede tensões, correntes e frequências em tempo real, e armazena os dados para análise pós-perturbação. A localização e os recursos dos equipamentos dependem dos requisitos de informações de cada usuário e do nível da aplicação. Os níveis das aplicações das PMUs e PDCs incluem o seguinte:

- Sistema nacional interligado.
- Escritórios regionais de gerenciamento da transmissão.
- Centros de controle regionais.
- Linhas de transmissão entre áreas de controle.
- Usinas e subestações de ampla capacidade, estrategicamente localizadas.

A monitoração em tempo real das PMUs ajuda na detecção de variações na magnitude da tensão, ângulo de tensão, frequência ou fluxos de potência no instante em que ocorrem. Por exemplo, usando os dados das PMUs, o operador pode ficar ciente de variações nessas grandezas quando houver

perda de uma linha de transmissão de um sistema com caminhos paralelos de transmissão. Essas informações não estão disponíveis para o operador nos sistemas tradicionais de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA).

O WAMS da CFE integra diferentes modelos e marcas de PMUs. Nas aplicações de PMUs tradicionais, Controladores Lógicos Programáveis (“Programmable Logic Controllers” – PLCs) efetuam as funções de controle requeridas pelos Esquemas de Proteção de Áreas Abrangentes (“Wide-Area Protection Schemes” – WAPSs). Entretanto, relés de proteção atuais incluem recursos de medição sincronizada e funções de controle integradas. Logo, além das funções de proteção, esses relés podem efetuar as tarefas das PMUs/PLCs tradicionais. Denominamos esses relés PMcus (“Phasor Measurement and Control Units” – Unidades de Medição e Controle Fasorial). A CFE está instalando esses relés para executar ações de controle baseadas nas diferenças dos ângulos de tensão calculados em diferentes pontos do sistema de potência. O sucesso dessas aplicações depende da capacidade de os relés e sistemas de comunicação executarem essas tarefas ([3] [4] [5]).

### III. REJEIÇÃO AUTOMÁTICA DE GERAÇÃO USANDO MEDIÇÕES SINCRONIZADAS

A transferência de potência ativa,  $P$ , entre duas barras do sistema conectadas através de uma reatância,  $X_L$ , é determinada pela diferença dos ângulos de fase,  $\delta$ , magnitudes das tensões nas barras,  $E_A$  e  $E_B$ , e reatância,  $X_L$  (ver Fig. 1). Observe que o ângulo na Barra B é 0. As duas barras trocam potência ativa de acordo com a Equação (1).

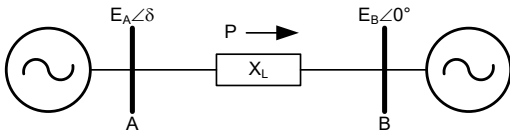


Fig. 1.  $\delta$ ,  $E_A$ ,  $E_B$ , e  $X_L$  Determinam a Transferência de Potência Ativa,  $P$ , Entre a Barra A e a Barra B.

$$P = \frac{E_A \cdot E_B}{X_L} \cdot \sin \delta \quad (1)$$

Durante condições de operação no estado de regime, as magnitudes das tensões nas barras do sistema estão próximas de 1 pu. Isto é, a capacidade de transferência de potência ativa depende principalmente da diferença dos ângulos de fase,  $\delta$ , e da reatância do link de transmissão,  $X_L$ .  $X_L$  depende do número de linhas e transformadores em serviço entre as duas barras. Quando ocorre a perda de linhas de transmissão durante uma perturbação no sistema,  $X_L$  aumenta e a diferença angular também aumenta para manter a mesma quantidade de troca de potência ativa entre as duas barras. A Fig. 2 ilustra a capacidade de transferência de potência ativa e o ponto de operação da transferência de potência ativa como uma função da diferença angular durante condições normais de operação e após a perda dos links de transmissão em função de uma perturbação no sistema. Observe que o aumento da impedância entre as barras do sistema reduz a capacidade máxima de transferência de potência do sistema.

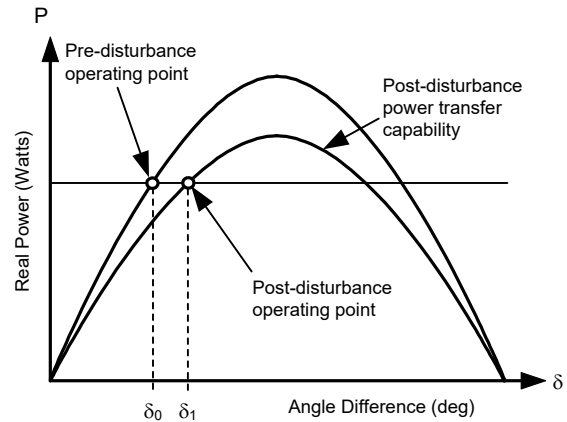


Fig. 2. A Capacidade de Transferência de Potência Ativa Depende Principalmente da Diferença Angular,  $\delta$ , ou da Reatância do Link de Transmissão,  $X_L$ , Quando  $E_A$  e  $E_B$  São Valores Próximos dos Nominiais.

Nos links de transmissão com diversas linhas e subestações intermediárias, os AGSSs existentes monitoram a topologia e a capacidade de transferência de potência do sistema através de detectores de linha aberta para que possam se auto-ativar, selecionar geradores a serem desligados ou ativar comandos de abertura. Os detectores de linha aberta são baseados nos sinais dos contatos auxiliares dos disjuntores (52A ou 52B), elementos de subcorrente e/ou mínima potência ativa. Normalmente, esses AGSSs usam informações de ambas as extremidades de cada linha de transmissão para determinar se a linha está aberta. O número de detectores de linha aberta que o sistema requer é duas vezes o número de linhas de transmissão existentes no esquema. Por exemplo, o sistema com seis linhas de transmissão detalhado na Fig. 3 requer 12 detectores de linha aberta (dois por linha) e diversos canais de comunicação para acomodar contingências duplas. Para a maioria dos AGSSs, contingências duplas de interesse ocorrem quando da perda simultânea de duas linhas paralelas. Observe que o sistema de potência é normalmente projetado para suportar somente contingências simples.

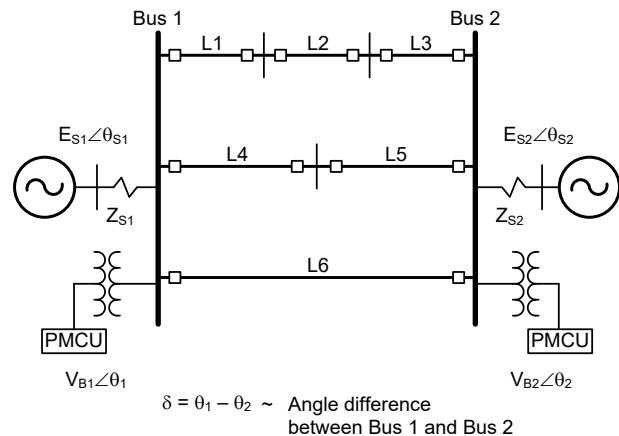


Fig. 3. Sistema de Potência com Seis Linhas de Transmissão Requer Informações dos Ângulos de Tensão para Simplificar o SPS.

Se o esquema usar as informações da diferença dos ângulos,  $\delta$ , entre a Barra 1 e a Barra 2, ao invés dos sinais dos contatos auxiliares para detectar uma condição de contingência dupla, o esquema somente requer os dois sinais

que contêm as informações dos ângulos de tensão das barras e um canal de comunicação. Com essas informações, o SPS tem menos pontos de falha e é mais confiável.

A Fig. 3 mostra as localizações das PMCUs para monitorar a diferença dos ângulos de tensão entre a Barra 1 e a Barra 2, e detectar instantaneamente variações na impedância do sistema de transmissão. Com essas informações da diferença dos ângulos, o SPS pode entrar em ação instantaneamente.

As informações da diferença angular entre as duas barras podem gerar as seguintes tarefas:

- Ativar um AGSS
- Trip de geradores
- Supervisionar os AGSSs atuais para aumentar a segurança

Por essas razões, propusemos um AGSS baseado na diferença dos ângulos da tensão de seqüência-positiva entre duas barras, considerando diferentes pontos do sistema de potência.

#### IV. DESAFIOS DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO REGIONAIS

Existem diversos SPSs em serviço na região sudeste do México, pois a maior parte da carga do sistema nacional está localizada no centro do país e 4,820 MW de geração hidrolétrica estão instalados no sudeste do país (ver Fig. 4). A distância entre a região de carga pesada e a região com

maior capacidade de geração é 2,000 km. O Complexo Hidroelétrico Grijalva River está detalhado na Fig. 5.

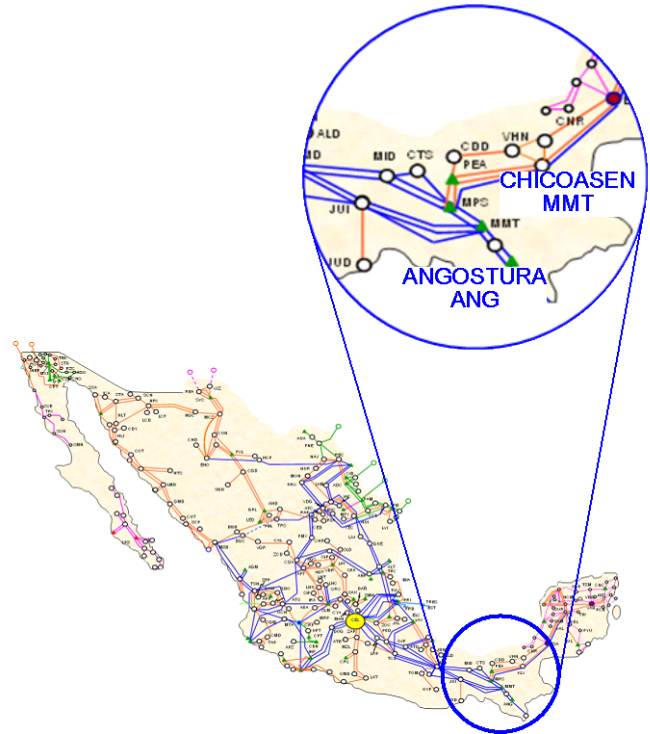


Fig. 4. Sistema de Transmissão do México e Localização do Sistema AGSS.

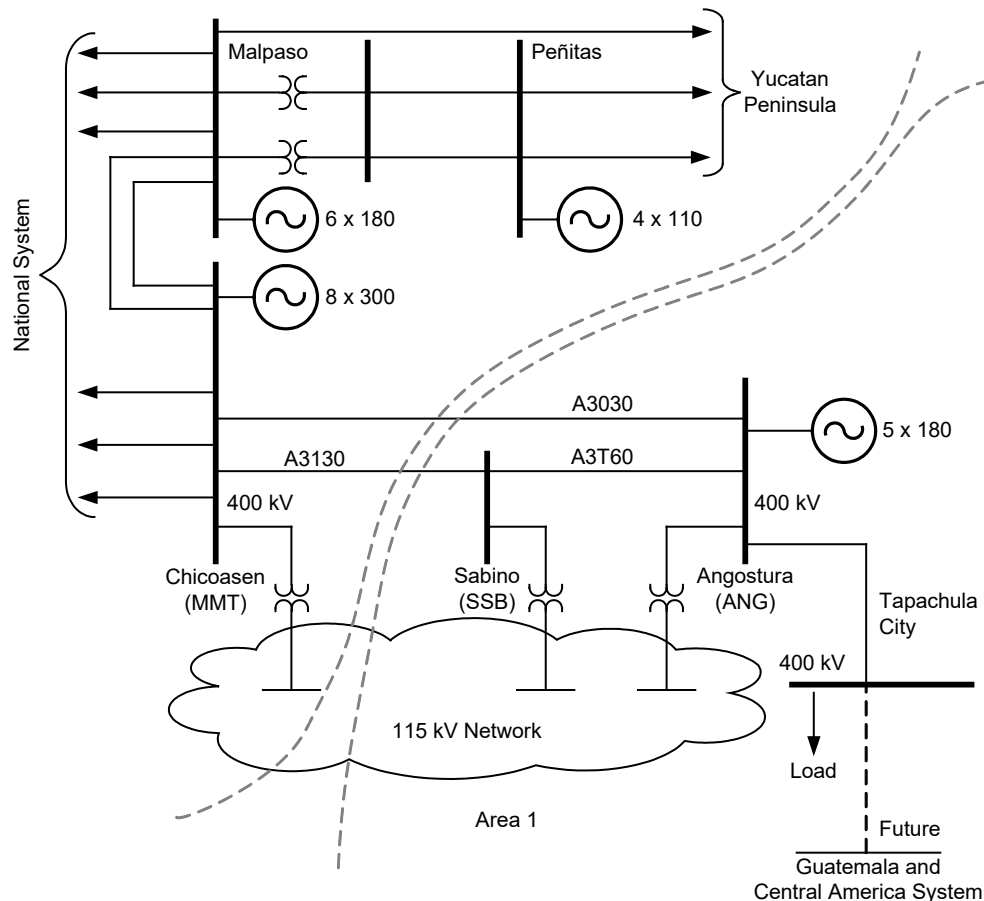


Fig. 5. Complexo Hidroelétrico Grijalva River, Link de Transmissão Chicoasen–Angostura com Sistema 115 kV Paralelo e Link Futuro para América Central.

Um dos AGSSs em serviço na Usina Hidroelétrica Angostura monitora a perda do link de transmissão entre Chicoasen e Angostura. Durante condições normais, Angostura pode gerar até  $5 \cdot 180 = 900$  MW enquanto a carga total da região de Tapachula e South Chiapas não ultrapassa 100 MW. A potência excedente da região flui de Angostura para Chicoasen e desta para o resto do sistema. Se houver perda de duas linhas paralelas de 400 kV entre Angostura e Chicoasen, ambas as áreas permanecem conectadas através do sistema de 115 kV, com as seguintes conseqüências:

- A impedância de transferência entre as usinas de Angostura e Chicoasen aumenta, causando a aceleração das máquinas de Angostura. Essa aceleração pode levar a uma instabilidade angular.
- O sistema de 115 kV fica sobrecarregado até que a proteção de sobrecarga do transformador ou da linha atue. Quando isso ocorre, a área de Angostura e Tapachula (Área 1) forma um sistema isolado do resto do sistema.

Para algumas condições de operação e falta, essa dupla contingência pode levar a um blackout na cidade de Tapachula e sul do Estado de Chiapas. Os resultados de simulações seguintes mostram as diferenças angulares entre Angostura e Chicoasen para contingências simples (perda de uma linha de interligação) e dupla (perda de duas linhas de interligação) nesse link, com geração máxima em Angostura e Chicoasen, se não houver nenhuma atuação de proteção ou se não forem efetuadas ações de controle via AGSS.

A Fig. 6, Fig. 7, Fig. 8 e a Tabela I mostram os resultados das simulações PSS/E<sup>TM</sup> para condições de regime e transitórias, considerando contingências simples e duplas.

TABELA I  
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES NAS CONDIÇÕES DE REGIME E TRANSITÓRIAS  
PARA CONTINGÊNCIAS SIMPLES E DUPLAS

Caso	Dif. Ang. Pré-falta $\delta$	Contingência	$\delta$ no Trip da Linha	Comentários Adicionais
1	3.38°	Simples Chicoasen-Angostura	6.1°	$\delta$ máx. dur oscilação 8.7°
2	3.38°	Simples Angostura-Sabino	5.25°	$\delta$ máx. dur oscilação 6.56°
3	3.38°	Simples Chicoasen-Sabino	4.11°	$\delta$ máx. dur oscilação 4.56°
4	3.38°	Dupla Chicoasen-Angostura e Sabino-Angostura	14.69°	Sem trip do AGSS, o sistema perde a estabilidade
5	3.38°	Dupla Chicoasen-Angostura e Sabino-Angostura	14.69°	AGSS desliga geração após 100 ms, $\delta$ no trip do AGSS 27.28°
6	3.38°	Dupla Chicoasen-Angostura e Chicoasen-Sabino	10.72°	AGSS desliga geração após 200 ms, $\delta$ no trip do AGSS 25.55°

Baseando-se nos resultados seguintes, um valor limite de diferença angular de 10 graus pode detectar contingências duplas e não operar para contingências simples. Esse limite pode ser usado no AGSS para desligar parte da geração de Angostura.

A partir dos resultados mostrados na Tabela I, a perda de uma linha de 400 kV desse link não causa problemas de estabilidade (Fig. 6). Entretanto, se houver perda de duas linhas paralelas, simultaneamente ou em seqüência, o sistema perde a estabilidade em função das limitações da transferência de potência no sistema de 115 kV (Fig. 7).

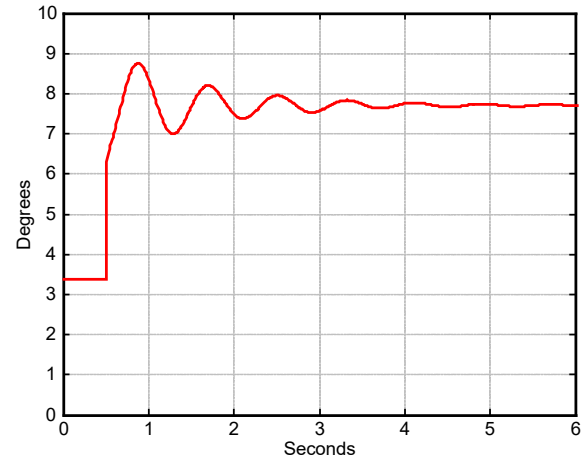


Fig. 6. Diferença Angular Entre Angostura e Chicoasen para uma Contingência Simples Sem Ação de Proteção do AGSS (Caso 1).

A Fig. 7 mostra a diferença angular entre Angostura e Chicoasen para a simulação de uma contingência dupla e Chicoasen para a simulação sem ação do AGSS. A Fig. 8 mostra a diferença angular entre essas barras quando o AGSS desliga a geração 100 ms após a ocorrência de uma contingência dupla. Nesse caso, o sistema permanece estável.

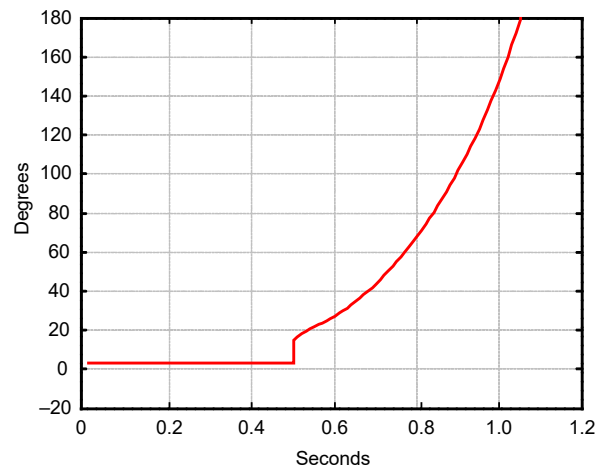


Fig. 7. Diferença Angular Entre Angostura e Chicoasen para uma Condição de Contingência Dupla: As Linhas Chicoasen-Angostura e Angostura-Sabino Abrem Sem Ações de Controle (Caso 4).

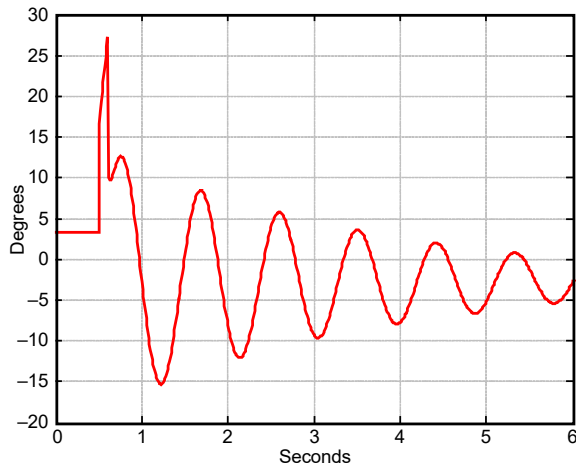


Fig. 8. Diferença Angular Entre Angostura e Chicoasen para uma Contingência Dupla com Trip do AGSS Após 100 ms (Caso 5).

V. ESQUEMA AUTOMÁTICO DE REJEIÇÃO DE GERAÇÃO INICIAL

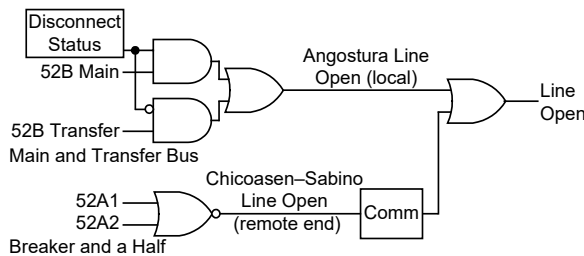


Fig. 9. Lógica do AGSS Existente em Angostura.

O esquema AGSS existente foi comissionado antes da instalação da nova subestação intermediária Sabino (ver Fig. 5). Em Angostura, o esquema usa somente sinais locais dos contatos auxiliares dos disjuntores e chaves seccionadoras para detectar qualquer dupla contingência nesse link de transmissão. Uma vez que o arranjo dos barramentos inclui barras principal e de transferência, o esquema existente monitora o estado dos disjuntores e seccionadoras para determinar se a linha está conectada ao seu próprio disjuntor ou ao disjuntor de transferência. Esse requisito adicional torna o esquema mais complexo e menos confiável. Com a nova

subestação intermediária Sabino, a lógica do AGSS tem de ser alterada para incluir a detecção de linha aberta para cada terminal das três linhas desse link.

A detecção de linha aberta pode ser obtida através da medição da corrente da linha, com o objetivo de melhorar a segurança e evitar detecção falsa de linha aberta provocada por sinais incorretos dos contatos auxiliares dos disjuntores. Um problema no uso de correntes é a possibilidade de que uma condição de linha aberta em uma extremidade de uma linha de transmissão produza elevada corrente capacitiva na extremidade remota. Elementos de mínima potência ativa podem detectar uma condição de linha aberta usando informações de somente uma das extremidades da linha de transmissão, uma vez que a condição de linha aberta produz principalmente potência reativa. A CFE pode adicionar elementos de mínima potência ativa para melhorar a lógica de detecção de linha aberta (ver Fig. 10). Essa lógica modificada ainda requer três sinais de detecção de linha aberta para tomar a decisão de trip.

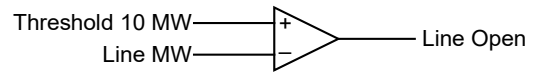


Fig. 10. Lógica do AGSS de Angostura com Supervisão de Mínima Potência Ativa. Essa lógica não requer informações dos contatos auxiliares do disjuntor.

A Fig. 11 mostra a lógica para ativar o AGSS de Angostura. Esse esquema é ativado quando o fluxo de potência ativa entre Angostura e Chicoasen for maior do que 180 MW. O esquema é desativado quando o fluxo de potência for menor do que 170 MW. Essa histerese de 10 MW evita a operação intermitente dessa parte da lógica quando a potência estiver oscilando muito próxima de seu valor limite de ativação. Uma vez que o esquema tenha sido ativado, ele somente espera por um comando da lógica de detecção de linha aberta numa condição de dupla contingência para dar trip nos geradores selecionados. Todos os geradores de Angostura são desligados, com exceção daquele selecionado pelo Controlador Lógico Programável (PLC) da usina. O gerador que permanece em serviço alimenta a carga da cidade de Tapachula.

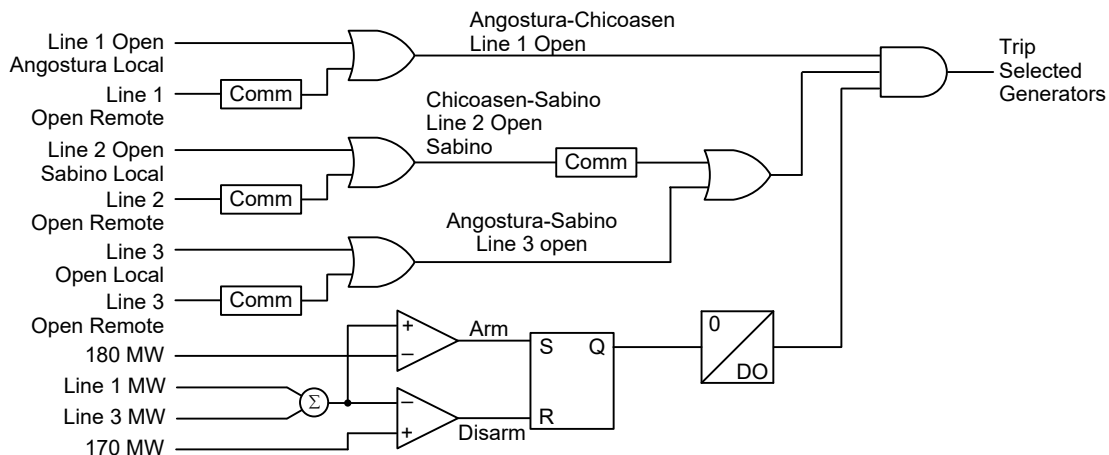


Fig. 11. Lógica para Ativar o AGSS e Desligar os Geradores de Angostura.

O esquema detalhado na Fig. 11 efetua o serviço; entretanto, a experiência da CFE mostra que esse tipo de esquema requer melhorias na segurança e confiabilidade. A confiabilidade do esquema pode ser melhorada usando grandezas tais como a diferença angular entre as barras do sistema.

## VI. ESQUEMA AUTOMÁTICO DE REJEIÇÃO DE GERAÇÃO INICIAL

Um novo AGSS proposto pode usar as informações da diferença dos ângulos para tomar decisões de trip ou ser usado para supervisionar esquemas existentes. Para essa aplicação, consideramos que as subestações Chicoasen, Sabino e Angostura são diretamente interligadas através de linhas de transmissão. Por esse motivo, a diferença angular varia instantaneamente nessas barras quando ocorre a perda de um dos links de 400 kV. A Fig. 12 mostra a lógica do AGSS melhorado, baseado na diferença angular. Com as informações adicionadas da diferença angular, a lógica do esquema é simplificada e depende somente de um canal de comunicação.

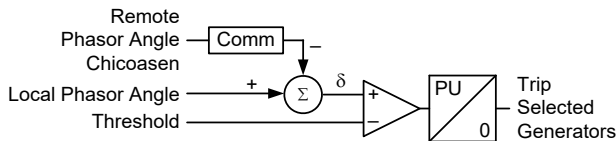


Fig. 12. Lógica do AGSS Melhorado de Angostura, Baseado nos Ângulos.

A diferença angular tem de ser comparada com um valor limite. Se ela indicar que houve perda do link de 400 kV entre Chicoasen e Angostura em função de uma condição de dupla contingência, o esquema rejeita geração. Uma temporização intencional pode ser incluída em algumas aplicações para evitar o trip de geradores ou a ativação do AGSS durante condições de falta ou transitórios. Essa aplicação não requer tal temporização. O Apêndice A descreve uma implementação detalhada de um sistema de controle sincronizado em tempo real.

Estudos de estabilidade e fluxo de carga (Tabela I) determinaram o seguinte:

- Diferença angular máxima para condições em que não há necessidade de rejeitar geração. Contingências em outros links, tal como o sistema em paralelo de 115 kV, devem ser consideradas para garantir que ocorra a transferência máxima de potência entre essas duas usinas hidroelétricas.
- Diferença angular mínima para condições em que o sistema requer rejeição de geração. Nesse caso, Chicoasen e Angostura são conectadas somente através do sistema de 115 kV.

Contingências em outros pontos do sistema de potência que afetam os ângulos das tensões das barras na região de interesse precisam ser consideradas.

A CFE instalou o esquema proposto com monitoração remota contínua para observar o desempenho do AGSS e a medição em tempo real da diferença angular durante diferentes condições de operação do sistema e diferentes contingências. As medições foram validadas através de um

modelo preciso do sistema de potência que inclui o seguinte: dinâmica dos geradores, estabilizadores do sistema de potência, reguladores automáticos de tensão, dinâmica dos reguladores e cargas do sistema. A seguir, apresentaremos os resultados dos testes e modelagem.

Duas PMCUs foram instaladas, uma em Chicoasen e a outra em Angostura. Cada uma das PMCUs é conectada para monitorar a tensão na barra correspondente e as correntes das duas linhas. As PMCUs são interconectadas através de um cabo multiplexer de fibra-óptica com interface assíncrona EIA-232 (V.24) a 19,200 bauds.

Usamos somente o protocolo serial Fast Message [6] para esse teste. Outra porta serial é conectada através de um conversor serial-para-Ethernet e transmite dados fasoriais sincronizados para sistemas de monitoração remotos localizados nos escritórios regionais e central da CFE.

Em 26 de agosto de 2006, abrimos e fechamos as linhas de transmissão A3030, A3130, e A3T60 com condições de carregamento normal do sistema. Durante essas operações de abertura e fechamento, coletamos medições fasoriais sincronizadas a uma taxa de 20 mensagens por segundo. A medição da maior diferença angular entre Chicoasen e Angostura, para uma contingência simples, ocorreu quando a Linha A3030 foi aberta na subestação Chicoasen (MMT). A Fig. 13 mostra o sistema em estudo e a diferença angular entre Chicoasen e Angostura (ANG) para essas condições. A Fig. 14 mostra as tensões medidas em ambos os barramentos para as mesmas condições de operação.

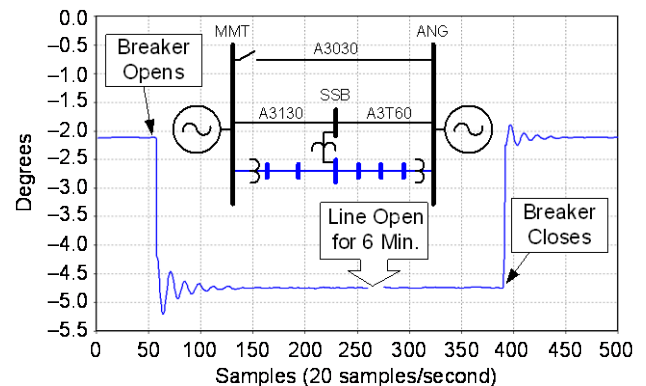


Fig. 13. Diferença Angular Entre Chicoasen (MMT) e Angostura (ANG), Medida Quando a Linha A3030 Abre e Fecha. Seis Minutos de Dados Durante a Condição Aberta Não Estão Mostrados para Encurtar o Gráfico.

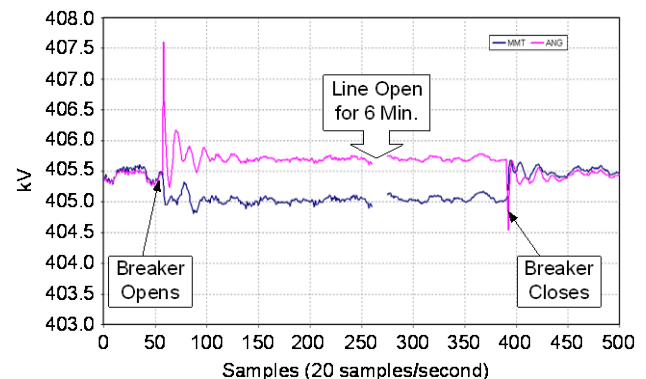


Fig. 14. Tensões nas Barras de Chicoasen (MMT) e Angostura (ANG) Medidas Durante a Operação de Abrir e Fechar a Linha A3030.

Fizemos simulações dinâmicas do sistema para emular as condições de operação do sistema existentes durante os testes de 26 de agosto e validar tanto as medições quanto os modelos do sistema. A Fig. 15 mostra os resultados da simulação dos cálculos da diferença angular entre Chicoasen e Angostura para três casos: Trip de Chicoasen-Sabino, Trip de Angostura-Sabino e Trip de Chicoasen-Angostura. A partir da Tabela II, podemos observar que esses resultados são compatíveis com as medições dentro de uma faixa de um quarto de um grau. Esses resultados validam o modelo e as medições.

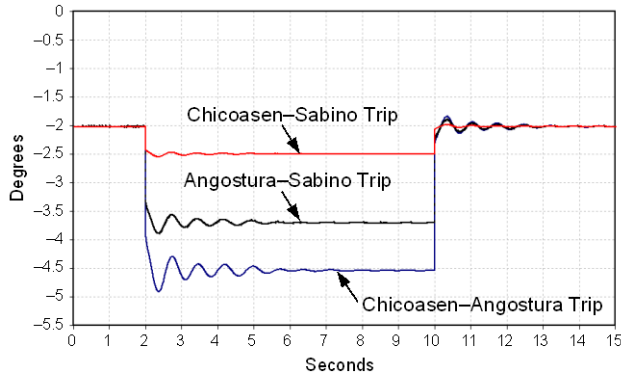


Fig. 15. Resultados da Simulação Mostrando a Diferença Angular Entre Chicoasen e Angostura para Três Diferentes Contingências Simples com Condições de Carga e Geração Similares às Condições Existentes Durante os Testes de Campo de 26 de Agosto.

TABELA II  
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E MEDIÇÕES. CONDIÇÕES INICIAIS E DIFERENÇA ANGULAR MÁXIMA QUANDO A LINHA A3030 ABRE E FECHA

	Ângulo Inicial em Regime	Ângulo Máximo Durante Oscilação
Simulação	-2.01°	-4.91°
Medição	-2.13°	-5.20°

Alguns objetivos adicionais dos testes efetuados no campo estão indicados abaixo:

- Teste do desempenho dos canais de comunicação e interfaces de comunicação.
- Teste da lógica de cálculo da diferença angular e medição dos tempos de operação do esquema para diferentes valores limite dos ângulos.

Efetuamos a programação de quatro elementos de diferença angular para testar a lógica do elemento de diferença angular e medir o tempo de operação do esquema. Ajustamos a diferença angular em 3, 4, 5 e 10 graus, respectivamente. O registro oscilográfico, mostrado na Fig. 16, foi obtido diretamente da PMCU localizada em Chicoasen durante a abertura da linha MMT-A3030-ANG. O oscilograma mostra a corrente de ambas as linhas e a tensão na barra de Chicoasen. Os canais digitais FOP01 e FP03 representam os elementos de diferença angular ajustados em 3 e 4 graus. Eles operaram em 92 ms. Após a variação angular inicial instantânea, as máquinas de Angostura aceleram, a diferença angular aumenta e o elemento de diferença angular (ajustado em 5 graus (FP04)) opera após 292 ms.

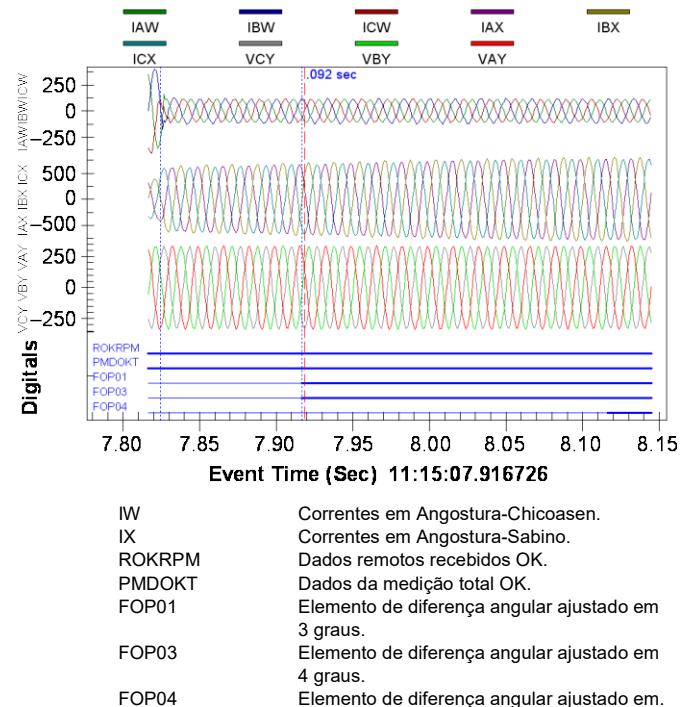


Fig. 16. Registro Oscilográfico da PMCU Localizada em Chicoasen, Mostrando as Correntes das Linhas, Tensão em Chicoasen e Operação dos Elementos de Diferença Angular.

```
SER
LOCAL PMCU ANGOSTURA Date: 2006/08/24 Time: 13:29:20.311
PPI Y DEMO FASORES DIFERENCIA ANGULAR

# DATE TIME ELEMENT STATE
34 2000/08/25 10:59:11.205 Settings changed Class P 3

Line trip
33 2000/08/25 11:15:07.916 FOP03_4deg Asserted
32 2000/08/25 11:15:07.916 FOP01_3deg Asserted
31 2000/08/25 11:15:08.115 FOP04_5deg Asserted
30 2000/08/25 11:15:08.365 FOP04_5deg Deasserted

Line close
22 2000/08/25 11:21:23.913 FOP03_4deg Deasserted
21 2000/08/25 11:21:23.913 FOP01_3deg Deasserted
```

Fig. 17. Registros do SER da Operação do Elemento de Diferença Angular Durante Um dos Testes Executados em 26 de Agosto de 2006.



O Registrador Sequencial de Eventos (“Sequential Events Recorder” – SER) da PMCU propicia a verificação da operação dos elementos digitais. A partir dos registros do SER (mostrados na Fig. 17), podemos observar o instante em que uma oscilação no sistema disparou o elemento de diferença angular ajustado para 5 graus, em 250 ms. A Fig. 17 também mostra que o elemento ajustado em 4 graus permanece ativado até que a linha feche, seis minutos depois.

A Tabela III resume os tempos de operação registrados do elemento de diferença angular ajustado em 3 graus para operações adicionais de abertura e fechamento.

TABELA III  
TEMPOS DE OPERAÇÃO DO ELEMENTO DE DIFERENÇA ANGULAR

Linha	Condição de Operação	Tempo de Operação (ms)
Chicoasen–Angostura	Trip do Disjuntor de Chicoasen 11:15:07	92
Chicoasen–Angostura	Trip do Disjuntor de Angostura 11:29:14	82
Angostura–Sabino	Trip do Disjuntor de Angostura 11:58:53	75

O tempo de operação do elemento de diferença angular inclui o atraso na medição da PMCU, atraso do canal de comunicação e a latência em função da taxa de mensagens. Nesse caso, 20 mensagens por segundo introduzem uma temporização de até 50 ms. Se a taxa de mensagens variar para 10 mensagens por segundo, o tempo total de operação do esquema vai aumentar para até 150 ms. Os resultados da simulação mostram que o tempo de trip de 150 ms é adequado o suficiente para evitar problemas de estabilidade nessa área.

## VII. CONCLUSÕES

- A CFE decidiu avaliar o uso da diferença angular nesse AGSS específico por três razões principais: esse esquema é um dos mais simples AGSSs do sistema, existem canais de comunicação rápidos disponíveis nas subestações e existe a necessidade de acomodar futuras alterações no sistema da região, tal como a interconexão com o sistema da Guatemala e América Central.
- O uso de PMCUs vai reduzir o tempo de operação e melhorar a confiabilidade se comparado com os AGSSs tradicionais baseados nas medições tradicionais, PLCs separados e diversos canais de comunicação remotos.
- As medições das diferenças angulares de fasores sincronizados fornecem informações confiáveis para detecção de alterações na topologia do sistema com requisitos mínimos de comunicação.
- Canais de comunicação rápidos e PMCUs disponíveis permitem que o AGSS baseado na diferença angular opere em menos de 200 ms.

- A taxa de mensagens das medições sincronizadas afeta o tempo de operação do AGSS. Taxas de mensagens de 10 ou 20 mensagens por segundo são bastante adequadas para evitar problemas transitórios de estabilidade na região.
- As PMCUs atuais têm capacidade de enviar até 60 fasores sincronizados de tensão e corrente por segundo. Essa taxa de mensagens requer uma largura da faixa do canal de comunicação que, no momento, não está disponível nessas subestações. Por essa razão, a CFE decidiu usar somente tensões a 20 amostras por segundo (um fasor a cada 50 ms), para limitar o tamanho do registro e os requisitos da largura da faixa. A CFE gostaria de enviar tensões e correntes para cálculo da potência a partir das medições dos fasores sincronizados, usando os valores calculados como um sinal permissivo, porém as larguras das faixas do cartão multiplexer precisam ser trocadas.
- A decisão de trip do AGSS pode ser efetuada rapidamente, em menos de 100 ms, se houver uma variação instantânea na diferença angular. Outras variáveis podem ser usadas para melhorar a segurança do esquema, tal como a variação da diferença angular em relação ao tempo.
- Registros das medições da diferença angular para contingências de linhas simples validam as medições e os modelos das simulações. O AGSS tem de operar somente quando houver perda de duas linhas paralelas e os estudos devem considerar contingências duplas seqüenciais ou simultâneas.
- A futura interconexão com o sistema da América Central vai alterar o fluxo de potência da região. Precisaremos analisar todas as possíveis condições de operação do sistema modificado para projetar corretamente o AGSS.

## VIII. APÊNDICE A

### SISTEMA DE CONTROLE EM TEMPO REAL DOS SYNCHROPHASORS

O sistema de controle em tempo real dos synchrophasors, mostrado na Fig. 18, inclui uma PMCU local e duas PMCUs remotas que trocam comandos e medições sincronizadas através do sistema de comunicação para aplicações de proteção, monitoração e controle em tempo real. As PMCUs correspondem às que estão descritas em ([7] [8]). As PMCUs transmitem e recebem mensagens de comando e mensagens de medições sincronizadas em conformidade com a Norma *IEEE C37.118-2005* [9] e protocolos Fast Message. As PMCUs possuem portas de comunicação EIA-232 e Ethernet. A PMCU local recebe e decodifica essas mensagens de acordo com o tipo de comunicação e protocolos entre os dispositivos. Após a PMCU ter decodificado as mensagens, os dados locais são reamostrados para compatibilizar com a taxa dos dados recebidos. Em seguida, a PMCU alinha as mensagens remotas (ex.,  $t_{STAMP}$ ,  $V_{RPMR}$ ,  $V_{RPMI}$ ) e locais (ex.,  $t_{STAMP}$ ,  $V_{LPMR}$ ,  $V_{LPMI}$ ) de acordo com a estampa de tempo comum,  $t_{STAMP}$ , gerando grandezas locais (ex.,  $t_{STAMP}$ ,  $V_{DPMR}$ ,  $V_{DPMI}$ ). Essas grandezas

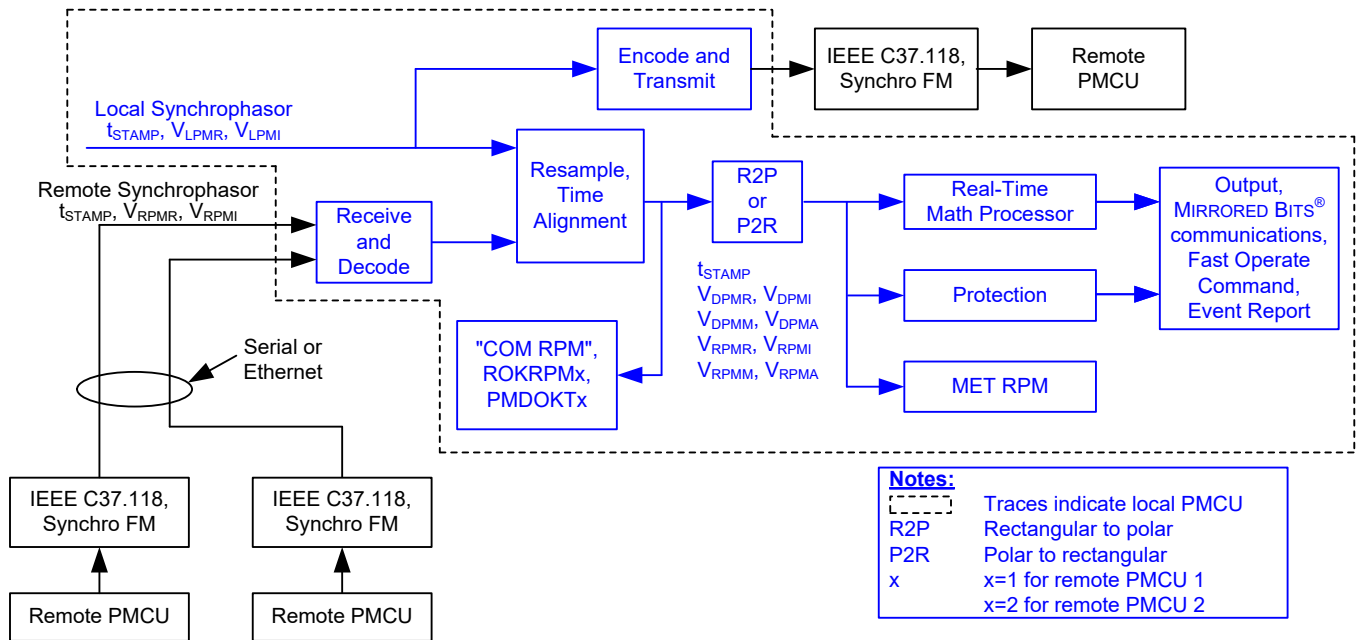


Fig. 18. Controle em Tempo Real dos Synchrophasors Através de um Dispositivo Local e Dois Dispositivos Remotos.

locais e remotas correspondem aos valores do sistema de potência num instante que é igual ao retardo do tempo de aquisição mais a latência do canal. A Tabela IV ilustra um exemplo de grandezas locais e remotas disponíveis na PMCU local, após a decodificação e alinhamento dos tempos. Essas grandezas são disponibilizadas para o Processador Matemático em Tempo Real (“Real-Time Math Processor”), algoritmos internos das proteções e medição dos synchrophasors (MET RPM). O Processador Matemático em Tempo Real executa as operações aritméticas e lógicas para implementar esquemas de controle e proteção usando os dados dos synchrophasors.

TABELA IV  
DADOS DO SYNCHROPHASOR APÓS DECODIFICAÇÃO E ALINHAMENTO

Qtidade	Descrição
$V_{1_{RPMR}}$	Parte real da tensão de seqüência-positiva remota.
$V_{1_{RPMI}}$	Parte imaginária da tensão de seqüência-positiva remota.
$V_{1_{RPMM}}$	Magnitude da tensão de seqüência-positiva remota.
$V_{1_{RPMA}}$	Ângulo da tensão de seqüência-positiva remota.
$V_{1_{DPMR}}$	Parte real da tensão de seqüência-positiva local.
$V_{1_{DPMI}}$	Parte imaginária da tensão de seqüência-positiva local.
$V_{1_{DPMM}}$	Magnitude da tensão de seqüência-positiva local.
$V_{1_{DPMA}}$	Ângulo da tensão de seqüência-positiva local.

#### A. Diagnósticos da Sincronização e dos Canais de Comunicação

A PMCU inclui diagnósticos de sincronização e dos canais de comunicação para determinar as condições de funcionamento dos sistemas de controle em tempo real através de fasores sincronizados. Os diagnósticos incluem *Relay Word bits* para notificar o estado da sincronização das PMCUs, estado dos canais de comunicação e um relatório dos canais de comunicação que também inclui as medições de latência e o conteúdo do pacote de dados recebido.

#### 1) Relay Word Bit PMDOK

O *Relay Word bit* PMDOK, referente a “Dados de Medição Fasorial OK” (“Phasor Measurement Data Okay”), indica que a PMCU e os synchrophasors estão ativados.

#### 2) Relay Word Bit TSOK

O *Relay Word bit* TSOK, referente à “Sincronização de Tempo OK” (“Time Synchronization Okay”), indica que avariação (“jitter”) da sincronização de tempo da PMCU é melhor do que 500 ns.

#### 3) Relay Word Bit ROKRPM

O *Relay Word bit* ROKRPM, referente à “Medição Fasorial Remota, Dados Recebidos OK” (“Received Data Okay, Remote Phasor Measurement”), indica que todas as seguintes condições foram atendidas:

- A PMCU local está recebendo dados.
- A mensagem de dados recebida foi verificada e está correta.
- A mensagem é recebida em um tempo menor do que 1/3 de Segundo.
- O *Relay Word bit* PMDOK da PMCU remota é 1.
- O *Relay Word bit* TSOK da PMCU remota é 1.

#### 4) Relay Word Bit PMDOKT

O *Relay Word bit* PMDOKT, referente a “Dados Totais da Medição Fasorial OK” (“Total Phasor Measurement Data Okay”), é ativado quando todas as condições seguintes forem verdadeiras:

- *Relay Word bit* ROKRPM está ativado.
  - *Relay Word bit* TSOK da PMCU local está ativado.
  - *Relay Word bit* PMDOK da PMCU local está ativado
- Este bit está incluído para propiciar segurança para os dados dos synchrophasors. Os dados dos synchrophasors são válidos somente quando  $PMDOKT = 1$ .

5) *Relatório dos Canais de Comunicação*

A PMCU inclui um Relatório dos Canais de Comunicação que fornece as seguintes informações:

- Configuração das mensagens de synchrophasors remotos.
- Estado dos synchrophasors remotos.
- Atraso no canal de comunicação.
- Data e hora do último pacote de dados recebido.

O relatório parcial está mostrado na Fig. 19. O atraso na comunicação é calculado da seguinte forma:

$$\text{Atraso} = \text{Estampa de Tempo Atual do Synch} - \text{Local Estampa de Tempo Recebida do Synch Remoto} \quad (2)$$

A PMCU calcula o atraso médio usando um filtro de resposta ao impulso infinito (IIR) de primeira ordem com uma constante de tempo de 16 segundos.

6) *Mensagens Solicitadas do Synchrophasor*

As PMCUs respondem ao comando METER RPM reportando as medições fasoriais sincronizadas simultâneas das extremidades local e remota. Podemos usar esse comando para obter visualizações instantâneas (“snapshots”) dos dados dos synchrophasors locais e remotos e comparar as medições dos synchrophasors ao longo do sistema de potência. A Fig. 20 mostra algumas das informações que esse relatório fornece. Por exemplo, o relatório mostra as tensões de seqüência- positiva local e remota. Nesse exemplo, a diferença angular entre as tensões local e remota é de aproximadamente 15 graus.

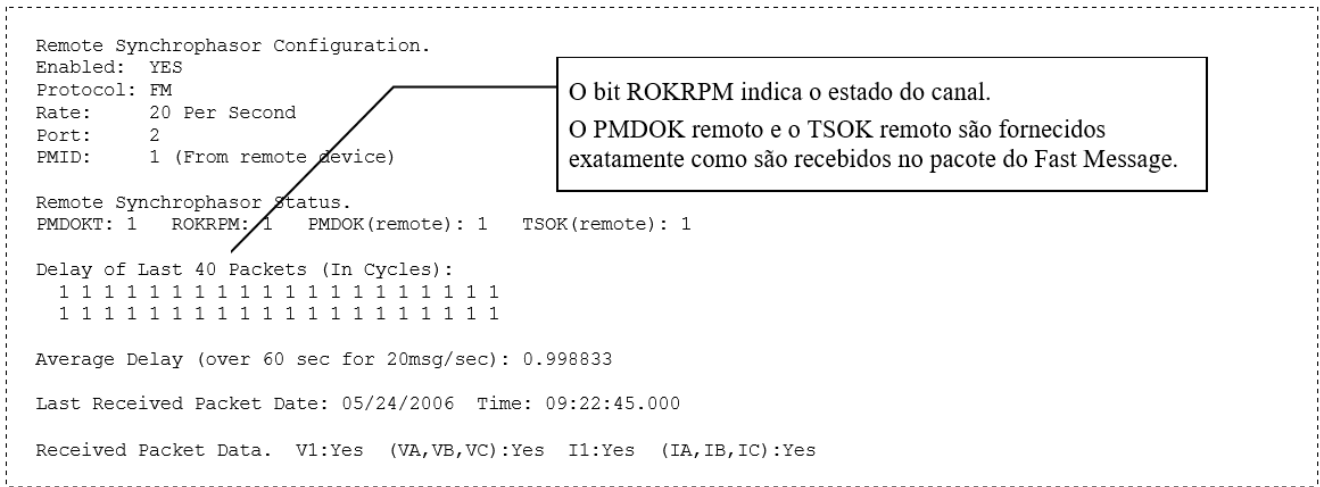


Fig. 19. Relatório dos Canais de Comunicação Incluindo o Estado do Canal do Synchrophasor Remoto, Informações do Atraso do Canal e Configuração do Pacote de Dados Remotos.

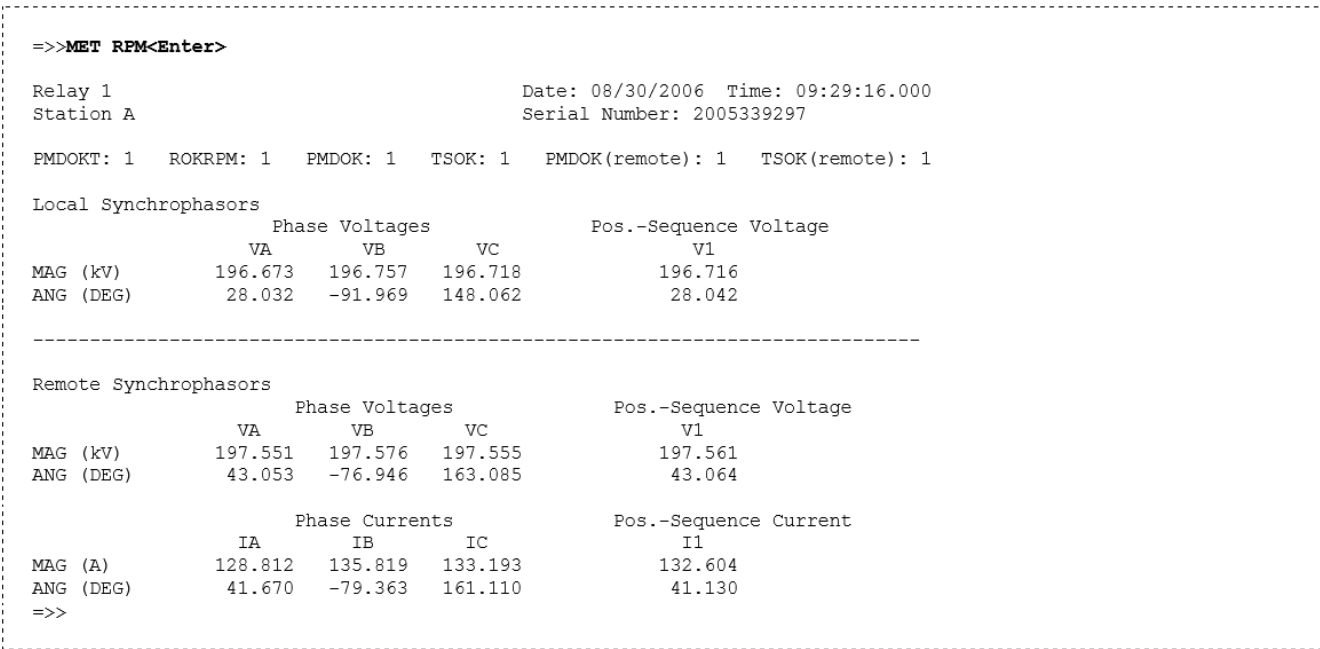


Fig. 20. Relatório Solicitado da Medição Fasorial Sincronizada Incluindo Dados Locais e Remotos.

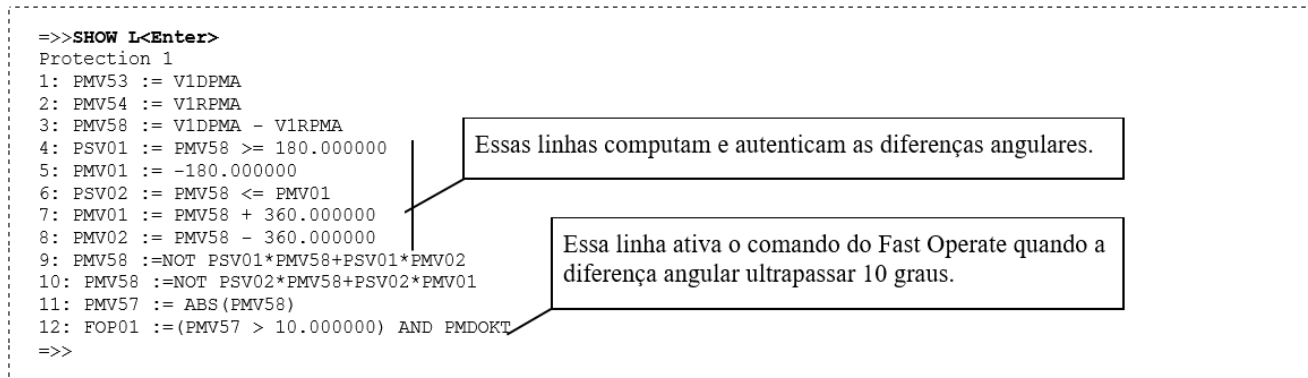


Fig. 21. Lógica para Detectar Quando a Diferença Angular da Tensão de Seqüência-Positiva Entre a Subestação Local e a Remota Ultrapassar 10 Graus.

### B. Cálculos da Diferença Angular dos Synchrophasors

Um exemplo de aplicação do controle em tempo real dos synchrophasors é calcular a tensão de seqüência-positiva de ambas as extremidades da linha de transmissão e detectar quando a diferença angular ultrapassa um valor limite predefinido. A Fig. 21 mostra a programação que gera a lógica de detecção de diferenças angulares maiores do que 10 graus. A última linha ativa um comando do Fast Operate quando a PMCU detecta essa condição. O bit PMDOKT supervisiona o comando para evitar operações incorretas quando as medições sincronizadas não estiverem disponíveis.

### IX. REFERÊNCIAS

- [1] L. H. Fink e K. Carlsen, "Operating Under Stress and Strain," *IEEE Spectrum*, Vol. 15, pp. 48–53, março de 1978.
- [2] A. Guzmán, "Power System Reliability Using Multifunction Protective Relays," *Power Transmission and Distribution*, pp. 56–58, junho/julho de 2004.
- [3] E. Martinez M. e J. J. López M., "Application of Phasor Measurement Units in the Adaptive Protection of Interconnected Systems," *Power Systems and Communication Systems Infrastructures for the Future*, Beijing, People's Republic of China, 23–27 de setembro, 2002.
- [4] V. Centeno, J. de la Ree, A. G. Phadke, G. Michel, R. J. Murphy, e R. O. Burnett, Jr., "Adaptive out-of-step relaying using phasor measurement techniques," *Computer Applications in Power*, IEEE, Vol. 6, No. 4, pp. 12–17 de outubro, 1993.
- [5] K. C. Behrendt, "Relay-to-Relay Digital Logic Communication for Line Protection, Monitoring, and Control," 51st Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Georgia, 30 de abril–2 de maio, 1997.
- [6] C. Anderson, B. Fearn, A. Guzmán, e R. Moxley, "Using SEL-421 Relay in Basic Synchrophasor Applications," *SEL Application Guide AG2002-08*.
- [7] G. Benmouyal, E. O. Schweitzer, III, e A. Guzmán, "Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electrical Power Systems," *proceedings of the Western Protective Relay Conference*, Spokane, Washington, 22–24 de outubro, 2002.

- [8] E. O. Schweitzer, III, L. S. Anderson, A. Guzmán-Casillas, G. C. Zweigle, e G. Benmouyal, "Protective Relay With Synchronized Phasor Measurement Capability for Use in Electric Power Systems," US Patent 6,662,124, 18 de janeiro, 2005.
- [9] *IEEE Synchrophasors for Power Systems*, IEEE Standard C37.118-2005.

### X. BIOGRAFIAS

**Enrique Martínez** recebeu seu MSEE do "Polytechnic Institute of Belarus", em 1986. Ele trabalha na "Federal Electricity Commission" (a empresa concessionária de energia elétrica do México) desde 1986. Inicialmente, trabalhou como engenheiro com foco em Projeto e Análise de Sistemas de Potência na Unidade de Engenharia Avançada da CFE e como consultor para a "National Water Commission". De 1995 a 1998, Sr. Martínez trabalhou na Divisão de Coordenação de Projetos de Transmissão da CFE como especialista em proteção de linhas de transmissão e subestações. De 1998 a 2005, ele foi o chefe do Departamento Nacional de Estudos de Estabilidade de Sistemas de Potência da CFE. Desde 2005, ele é o Gerente Adjunto de Análise de Sistemas da Divisão Nacional de Proteção da CFE.

**Nicolas Erasmo Juarez Tobias** recebeu seu BSEE do "Saltillo Technological Institute", em 1982. De 1983 a 1984, Sr. Juarez trabalhou no departamento de eletricidade da usina de processamento de cana de açúcar de Tambaca. Ele entrou na "Federal Electricity Commission" (a empresa concessionária de energia elétrica do México) em 1985. De 1986 a 1992, ele foi o chefe do departamento de proteção da usina hidroelétrica Penitas. Desde 1992, ele é o Chefe do Departamento de Análise de Sistemas da Região de Transmissão Sudeste da CFE.

**Armando Guzmán** recebeu seu BSEE com distinção da "Guadalajara Autonomous University" (UAG), México, em 1979. Recebeu um diploma em engenharia de fibra-óptica do "Monterrey Institute of Technology and Advanced Studies" (ITESM), México, em 1990, e seu MSEE da "University of Idaho", USA, em 2002. Ele trabalhou como supervisor regional do Departamento de Proteção da Região de Transmissão Oeste da "Federal Electricity Commission" (a empresa concessionária de energia elétrica do México) em Guadalajara, México, por 13 anos. Foi professor de proteção de sistemas de potência na UAG. Desde 1993, ele trabalha na Schweitzer Engineering Laboratories, em Pullman, Washington, onde é o atual Gerente de Engenharia de Pesquisas. Detém diversas patentes em medição e proteção de sistemas de potência. É membro sênior do IEEE e autor e co-autor de diversos artigos técnicos.

**Greg Zweigle** graduou com um BS em Física em 1988 e um MS em Engenharia Elétrica em 1991 na “Washington State University”. Atualmente, ele é Engenheiro Sênior de Pesquisas na Schweitzer Engineering Laboratories, em Pullman, Washington. Detém patentes nas áreas de processamento de sinais e compressão de dados. É membro do IEEE e do ACS.

**Jean León Eternod** é engenheiro de aplicação sênior da Schweitzer Engineering Laboratories, na cidade do México. Antes de ingressar na SEL em 1998, ele trabalhou para o Escritório de Estudos de Sistemas de Potência da “Comisión Federal de Electricidad” no gerenciamento corporativo de proteção e controle. Na CFE, de 1991 a 1998, ele trabalhou com esquemas de proteção de sistemas de áreas abrangentes, estudos de abertura e religamento monopolares, e validação de base de dados para curto-circuito, fluxo de carga e simulação dinâmica. Recebeu seu BSEE da “National Autonomous University of Mexico” (UNAM), onde também concluiu o trabalho do curso de pós-graduação em sistemas de potência. Foi treinado em simulação de sistemas de potência na “Power Technologies, Inc”. É autor de diversos artigos técnicos para apresentação em seminários como IEEE, Monterrey’s Iberoamerican Protections Symposium, AMIME Rotating Machinery Conference, WPRC e Texas A&M Protective Relay Conferences, nas áreas de proteção, simulação e aplicações de medição fasorial sincronizada de sistemas de potência.