



Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência-GPC

INCLUSÃO DAS USINAS UHE GPS, UHE GNB, UHE GBM E UHE GJR NO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCROFASORIAL DA COPEL GET.

**GILMAR FRANCISCO KREFTA(1); CARLOS EDUARDO FERREIRA PIMENTEL(2);
Copel GET(1);GE Grid(2);**

RESUMO

No dia 01/06/2018 foi concluída a substituição dos registradores de perturbação (RDP) das usinas hidroelétricas Governador Parigot de Souza (UHE GPS), Governador Ney Braga (UHE GNB), Governador Bento Munhoz (UHE GBM) e Governador José Richa (UHE GJR) da Copel GeT. Com a substituição, além da monitoração usual das correntes e tensões geradas e tensões e correntes de excitação dos grupos geradores, também foi possível monitorar funções importantes como: rotação, abertura de distribuidor, abertura angular, sinal adicional (PSS), frequência e posição de operação ONS/COGT.

Neste artigo serão apresentadas as novas PMUs inseridas no SMSF da COPEL GeT e exemplo de uso.

PALAVRAS-CHAVE

PMU, Medição Sincronizada de Fasores, PDC, Sincrofasores, Desempenho de Geradores

1.0 - INTRODUÇÃO

Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores, também conhecidos como Medição Sincrofasorial ou, do inglês, WAMS (Wide Area Measurement Systems), são um tema estudado há mais de uma década em diversos trabalhos, tanto no exterior [1][2] quanto no Brasil [3][4], onde se tem em operação um SMSF conectado na baixa tensão das redes de distribuição em diversas universidades do país [5]. No Brasil, seu uso tem sido difundido principalmente nos últimos anos, após a publicação do Procedimento de Rede 11.8 – Sistema de Medição de Sincrofasores, onde são determinados os critérios para instalação e envio de dados das PMUs nas subestações dos agentes para a ONS (Operador Nacional do Sistema).

Um SMSF é formado basicamente por unidades de medição fasorial (do inglês, *Phasor Measurement Units - PMU*), sistemas de comunicação e um concentrador de dados fasoriais (do inglês, *Phasor Data Concentrator - PDC*). PMUs são equipamentos que fazem a aquisição sincronizada das grandezas analógicas, permitindo a um SMSF medir diretamente os ângulos de tensão e de corrente. Os sistemas de comunicação são os responsáveis pelo envio dos dados em tempo real das PMUs, instaladas nas subestações, até os PDCs, que podem estar na subestação ou no centro de controle. Por fim, PDCs são equipamentos que têm a capacidade de receber os dados das PMUs, organizá-los de forma cronológica e disponibilizar os dados recebidos de forma amigável ao usuário [6].

Com a função de medição sincrofasorial (PMU), inserida nos registradores de perturbação (RDP), foi possível enviar os sincrofasores de todas essas funções dos grupos geradores para o Sistema de Medição Sincrofasorial (SMSF). Os sincrofasores foram inseridos nos concentradores de dados (PDC), instalados no Centro de Operação da Geração e Transmissão (COGT) e agora compõem com as barras da rede básica conectadas no Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema que incrementa a observabilidade do sistema da Copel GeT a nível de grupo gerador,

quando de distúrbios ocorridos em qualquer parte do sistema elétrico nacional interligado, bem como se pode observar o desempenho individual de cada gerador frente a manobras de equipamentos no sistema. A inserção dos grupos geradores das usinas da Copel GT no SMSF da Copel GT, foi possível graças a expansão deste SMSF em mais 1500 pontos de sincrofasores, 200 pontos analógicos e 200 pontos digitais.

Muitos eventos no sistema elétrico não chegam a sensibilizar os RDPs devido a não especificidade destes equipamentos para estes tipos de monitoração e nestas situações a medição sincrofasorial cumpre com seu papel em registrar continuamente o desempenho do sistema elétrico. Assim, convencionalmente, a avaliação do desempenho dos grupos geradores frente a ocorrências de faltas e distúrbios no sistema elétrico só eram possíveis por meio de simulações de modelos matemáticos. Agora com o auxílio da medição sincrofasorial é possível registrar esses desempenhos com todas as variáveis embutidas e sem ter que se fazer simplificações baseados em modelos teóricos.

Citam-se como exemplos de uso das ferramentas para avaliar a performance dos geradores da Copel GT a resposta da corrente de excitação do gerador GR01 da UHE GJR e a resposta com retardo normal da abertura do distribuidor deste, quando da saída do elo de corrente contínua de Itaipu no dia 03/06/2018, onde foi possível mostrar a rampa da tomada de carga quando o GR01 assumiu a carga para compensar a saída do elo, bem como a avaliação da resposta da corrente de excitação do gerador GR01 da UHE GJR e a não resposta, já esperada, da abertura do distribuidor deste para uma falta eliminada em 3 ciclos na LT Ivaiporã/Foz no dia 12/06/2018.

2.0 - SMSF EM OPERAÇÃO NA COPEL GET

Em meados de 2015, a Copel GeT iniciou a operação de seu SMSF, que integrou medições de todo o sistema em operação de 230 kV e 525 kV em uma configuração de PDCs redundantes instalados no centro de controle do sistema, em Curitiba, o que marcou a primeira iniciativa comercial de uso desses sistemas no Sistema Interligado Nacional (SIN) [6].

Inicialmente composto por 37 PMUs, embarcadas no hardware de Registrador de Perturbações previamente instalados nas subestações, o sistema atual foi expandido e está distribuído por todo o estado do Paraná, onde estão localizados a maior parte dos ativos de transmissão da companhia, além de compreender também as medições fora do estado, com as da UHE Colíder, medições de linhas de transmissão no estado de São Paulo e geração eólica de Cutia. Dois servidores PDC centrais, instalados no Centro de Operação da Copel GeT, recebem os dados das PMUs, onde cada PMU envia 2 fluxos de dados, um para cada PDC, individualmente. Neste sistema não há PDCs nas subestações, o que significa que as distâncias entre PMU e PDC são, só no estado do Paraná, maiores que 500 km. Atualmente, com o uso de dados fasoriais da Eólica de Cutia, essas distâncias são maiores que 3.000 km.

Após o início das operações, com os primeiros resultados, percebeu-se que os dados fasoriais, além das conhecidas medidas de ângulo, também ofereciam um incremento bastante significativo na compreensão e monitoramento da resposta das unidades geradoras frente a distúrbios sistêmicos, que ocorrem em geral fora do sistema operado pela empresa, pela sua alta resolução comparado com sistemas existentes e por suas medidas serem todas sincronizadas em uma mesma base de tempo.

Assim, a Copel GeT decidiu expandir sua base de dados para compreender não só as barras onde suas usinas estão conectadas, mas também os dados das unidades geradoras, como as grandezas elétricas no lado de baixa do transformador elevador, grandezas mecânicas, como a posição do distribuidor, e até e o sinal digital que indica se a operação da máquina está sendo realizada pela Copel ou pelo ONS. Assim, inserção dos grupos geradores das usinas da Copel GT no SMSF da Copel GT foi possível graças a expansão deste SMSF em mais 1500 pontos de sincrofasores, 200 pontos analógicos e 200 pontos digitais.

A primeira usina a ser inserida no SMSF foi Governador Parigot de Souza (GPS) e em seguida foram incluídas as UHEs do rio Iguaçu, totalizando um total de 4.436 MW monitorados só com as unidades geradoras hidráulicas. Por fim, a usina Eólica de Cutia foi inserida, onde observa-se distâncias maiores de que 3.000 km entre PMU e PDC.

A seguir é mostrada na figura1, como exemplo, a tela principal do software PDC utilizado na Copel GeT.

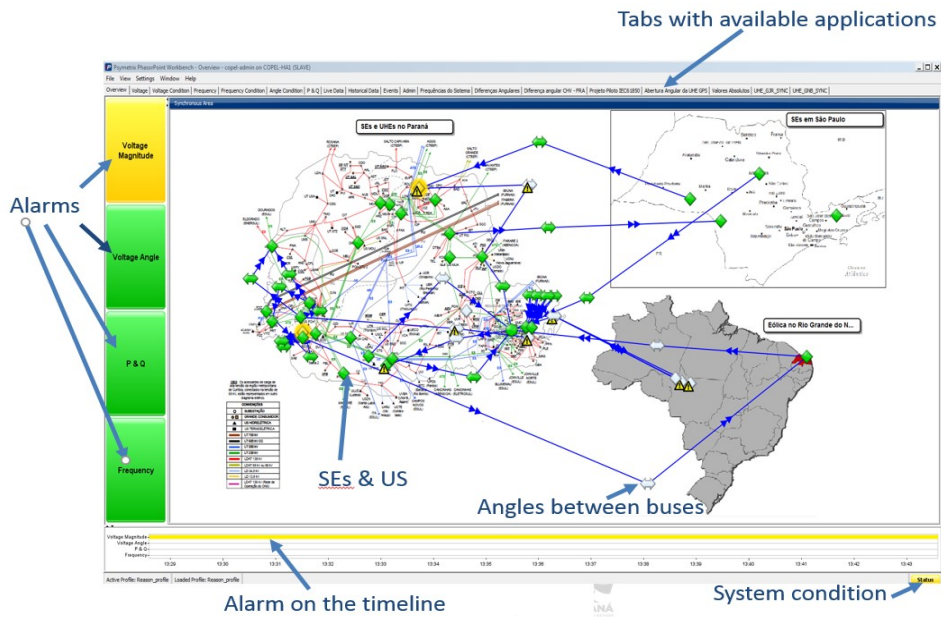


FIGURA 1. Tela de monitoramento em tempo real do SMSF da Copel Get.

3.0 - EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DAS PMU INSTALADAS NAS UHE

3.1 Evento de 03/06/18 – Saída do elo CC de Itaipu visto na UHE GJR

Como exemplo de aplicação do uso de dados das PMUs instaladas nas usinas, as figuras 2 e 3 abaixo mostram, na sequência, a resposta da corrente de excitação do gerador GR01 da UHE GJR e a resposta com retardo normal da abertura do distribuidor deste quando da saída do elo de corrente contínua de Itaipu, Foz/Ibiúna 600kV no dia 03/06/2018 às 23:31.

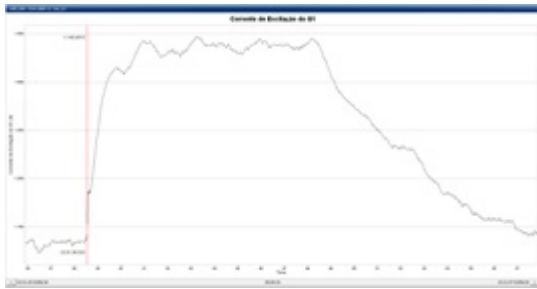


FIGURA 2. Corrente de excitação do gerador GR01 da UHE GJR no dia 03/06/2018 às 23:31h.

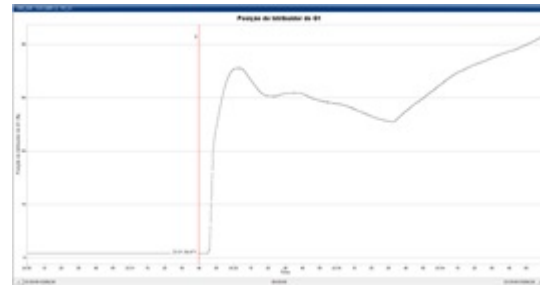


FIGURA 3. Abertura do distribuidor do gerador GR01 da UHE GJR no dia 03/06/2018 às 23:31h.

Abaixo nas figuras 4, 5, 6 e 7, são mostradas a resposta da corrente de excitação do gerador GR01 da UHE GJR e a não resposta normal da abertura do distribuidor deste para uma falta eliminada em 3 ciclos na LT Ivaiporã/Foz no dia 12/06/2018 às 11:45h, além do comportamento deste mesmo gerador em termos de potência ativa para o curto-circuito, em que se nota no início a saída da potência ativa nos três ciclos iniciais para a eliminação do defeito e o amortecimento da oscilação mecânica na sequência.

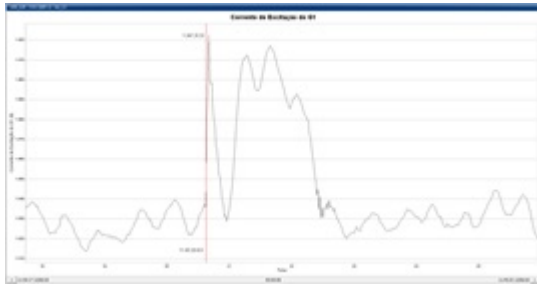


FIGURA 4. Corrente de excitação do gerador GR01 da UHE GJR.

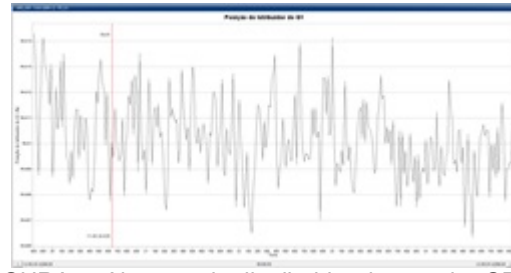


FIGURA 5. Abertura do distribuidor do gerador GR01 da UHE GJR.

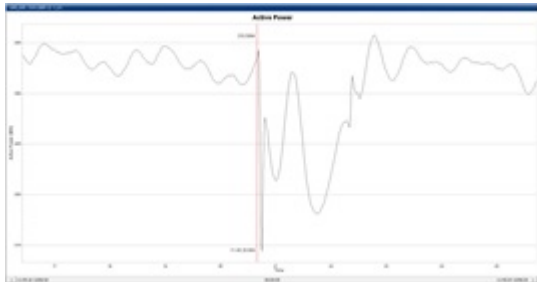


FIGURA 6. Resposta do gerador GR01 da UHE GJR em termos de potência ativa para o curto-circuito.

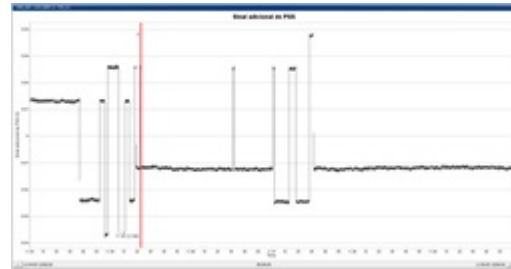


FIGURA 7. Sinal do PSS da GR01.

3.1 Evento de 02/12/18 – Explosão de bucha do TR4 da UHE GJR

3.1.1 Dados da Unidade Geradora 4

A unidade geradora GR04 da UHE GJR possui uma capacidade de geração nominal de 345 MVA, a uma queda líquida de 65,5 m, conforme mostrado na figura 8. A operação das unidades geradores da UHE GJR está sujeita às restrições mecânicas e elétricas da unidade, que são mostradas na curva de capacidade da figura 9. Da curva, nota-se que a potência ativa máxima é limitada em 310 MW pela turbina, a potência mínima de geração contínua é de 235 MW, e que a faixa entre 210 MW e 235 MW é permitida somente por períodos reduzidos de tempo, por questões de vibração e cavitação. A seguir são mostrados os dados nominais da GR04 bem como sua curva de capacidade.

Geradora		Turbina	
Vnomial	16kV	Tipo	Francis
Vmáx	16,8kV	Queda	65,5m
Vexc nom	380Vcc	Velocidade	90rpm
Iexc nom	2291Vcc	Potência	315MW
Iexc min	1300Vcc	Rotação	90rpm
Snom	345MVA		
Wnom	310MW		
FP	0,9		

FIGURA 8. Principais características da turbina e gerador da UHE GJR.

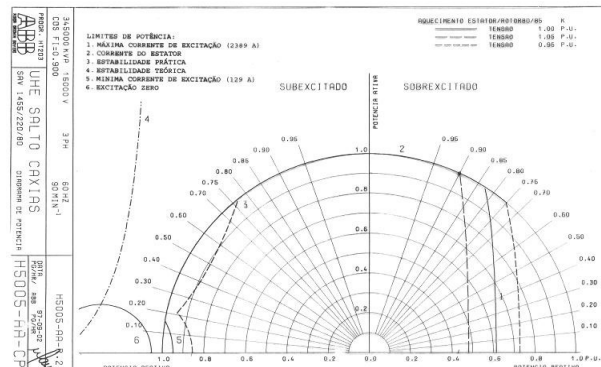


FIGURA 9. Curva de capacidade.

Além disso, em condições normais de operação, a rampa de carga admissível na GR04 é:

- Entre 0 e 210 MW: rampa de 75 MW/min;
- Entre 210 MW e a potência máxima: rampa de 31 MW/min.

3.1.2 Análise do evento – explosão da bucha do TR4

No dia 02 de dezembro de 2018, as 15:29 h, houve uma falha na bucha do lado de alta do transformador elevador da GR04 – o TR4 – o que ocasionou um curto-circuito da fase C para a terra. No momento da falha, a GR04 estava operando como compensador síncrono subexcitado, e a frequência do sistema estava estável com valores próximos de 60.027 Hz. Pelo SMSF, verificou-se que a operação do SIN estava correta, sem oscilações ou valores fora dos valores de operação, o que foi posteriormente confirmado pela análise dos registros do RDP instalado na unidade. Assim, a equipe de estudos e análise de eventos concluiu que houve uma falha na isolamento da fase C do TR4 que ocasionou a falta. As figuras a seguir mostram os registros retirados do PDC, bem como o registro do RDP, no momento da falha do isolador, onde pode-se avaliar o desempenho da GR04 frente a falta no TR4.

As figuras 10 e 11 a seguir, extraídas do PDC, mostram a tensão de sequência positiva da GR04 no período anterior e posterior à falta – onde a barra vermelha indica o momento quando houve o curto circuito que ocasionou a explosão da bucha da fase C do TR4, e a frequência de operação da GR04, no período anterior e posterior ao evento. Do gráfico, nota-se que a frequência antes da falta estava estável dentro dos limites operativos, em torno de 60,027 Hz. Além disso, percebe-se que a GR04, que estava operando como compensador síncrono, estava com tensão de 14,8 kV, acima da mínima tensão de operação de 14,4 kV, indicando que o comportamento antes da falha estava dentro dos limites operacionais.

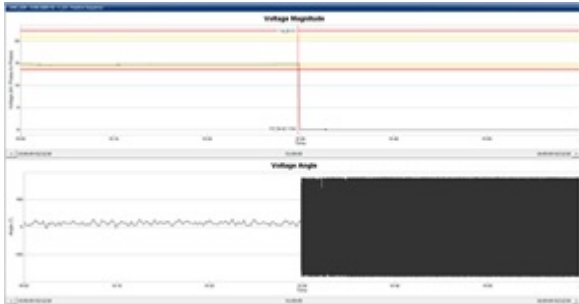


FIGURA 10. Tensão de sequência positiva no GR04.

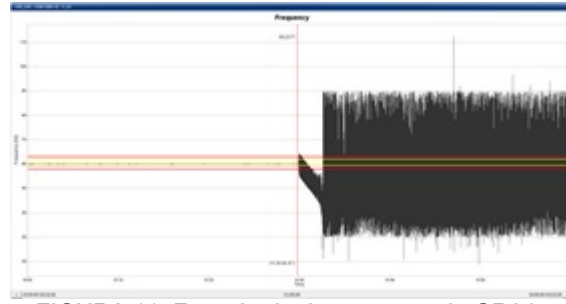


FIGURA 11. Frequência de operação da GR04.

Abaixo nas figuras 12 e 13, mostra-se as correntes medidas nos lados de alta e baixa do TR4. Dos gráficos, nota-se que os valores de corrente estão abaixo da nominal, que é de 12.448,11 A para o lado de baixa e de 370,58 A para o lado de alta no tape 537,5 kV, que era o tape selecionado no momento do evento. Das correntes pode-se notar também que o sistema estava em operação normal, dentro dos limites de operação, antes do evento. Após a falta, nota-se que a corrente foi a zero abruptamente, indicando que houve abertura do disjuntor da unidade.

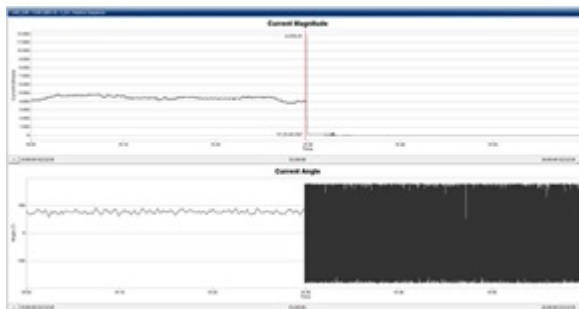


FIGURA 12. Corrente no lado de baixa do TR4.

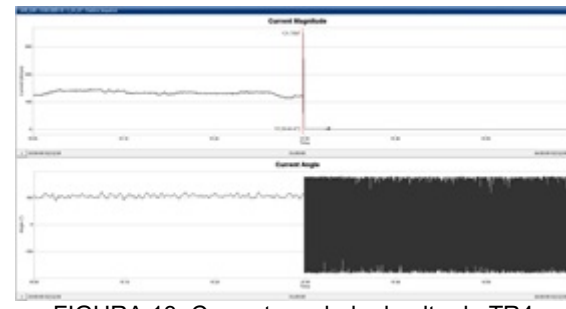


FIGURA 13. Corrente no lado de alta do TR4.

As figuras 14 e 15 a seguir, mostram a potência ativa e reativa medidas pelo SMSF na GR04, onde pode-se observar o comportamento da GR04 como compensador síncrono. Comparando os valores observados em ambas as potências no período prévio à falta no TR4 com os valores da curva de capacidade, é possível concluir que o gerador estava operando dentro da faixa operativa.

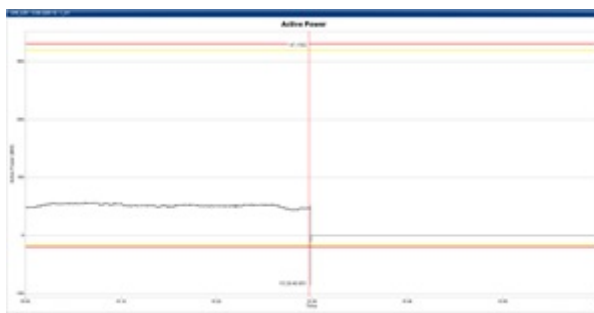


FIGURA 14. Potência Ativa na GR04 no período do evento.



FIGURA 15. Potência Reativa na GR04 no período do evento.

A seguir nas figuras 16 e 17, são mostradas tensão e corrente de excitação no período em análise. Enquanto no gráfico da tensão percebe-se que esta se mantém estável em torno de 100 V, a corrente se mantém relativamente estável em um valor próximo de 700 A, que é um valor abaixo do mínimo operacional de 1308 A, sendo a corrente nominal de excitação de 2291 A. Apesar do valor ser abaixo do mínimo operacional, pela curva de capacidade pode-se inferir que o valor está acima da mínima excitação permitida na máquina, de 129 A, e portanto pode-se concluir que o gerador estava operando dentro de seus limites operativos.

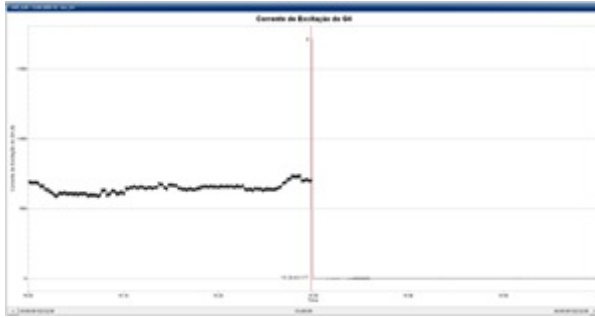


FIGURA 16. Corrente de excitação da GR04.

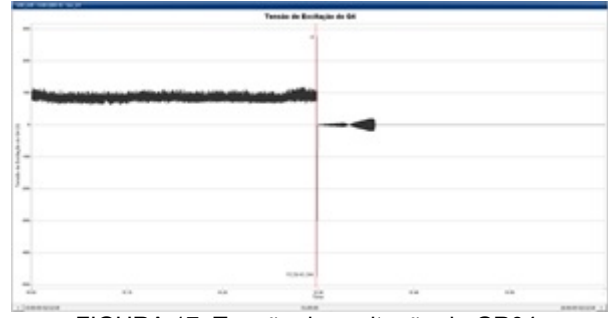


FIGURA 17. Tensão de excitação da GR04.

As figuras 18 e 19 a seguir mostram a abertura do distribuidor no período em análise e a velocidade de rotação da GR04, onde pode-se verificar que a máquina estava operando de maneira estável e com rotação perto do valor nominal de 90 RPM, conforme esperado, indicando que a operação da unidade estava estável e dentro de seus limites antes do evento no TR4. Além disso, percebe-se que o distribuidor permaneceu fechado, antes pela operação como compensador, e após pela atuação da proteção da unidade.

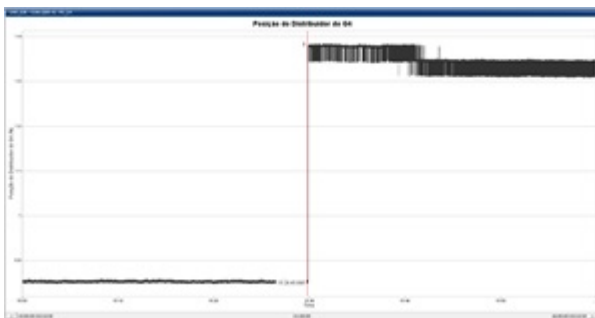


FIGURA 18. Abertura do distribuidor em % no período do evento.

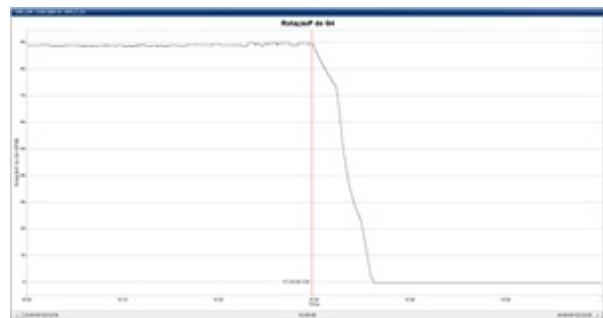


FIGURA 19. Velocidade de rotação do rotor da GR04 no período em análise.

As figuras 20 e 21 seguintes, mostram o sinal adicional proveniente do PSS (Power System Stabilizer), onde se nota que o mesmo estava ativo e em operação no período em análise, conforme esperado, e o sinal digital que indica se a operação da unidade é realizada pela Copel GeT ou pelo ONS, onde, pelo valor, pode-se concluir que a operação da máquina no período do evento estava sob responsabilidade da Copel GeT.

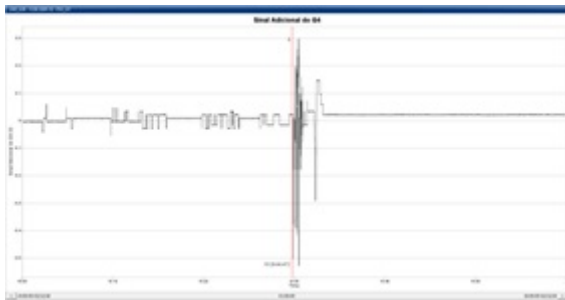


FIGURA 20. Sinal do PSS da GR04 no período do evento.

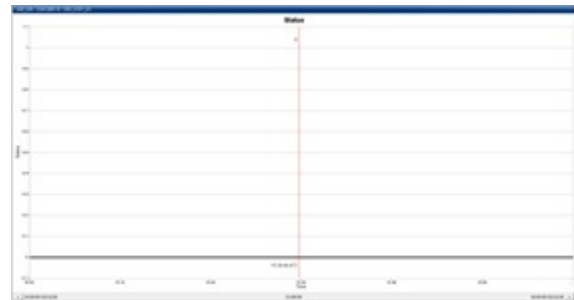


FIGURA 21. Sinal digital que indica se a operação da GR04 é pela Copel GeT (0) ou ONS (1).

Pelos registros das grandezas elétricas e mecânicas apresentados acima, pode-se inferir que a máquina estava em operação normal quando do evento no TR4, ou seja, não há indícios de que a GR04 estava operando fora dos limites operativos e que poderiam causar a falha na isolação da fase C do TR4. Por outro lado, para averiguar se o SIN influenciou de alguma maneira na falha da isolação verificada, verificou-se os gráficos no PDC que mostram as medições na barra da SE Salto Caxias (SE SCX), para compreender como estavam o comportamento da tensão e frequência no momento do evento.

Os gráficos das figuras 22 e 23 abaixo, mostram a magnitude e o ângulo de sequência positiva na barra 525 kV da SE SCX e o comportamento da frequência do sistema medida na SE SCX. Pelo gráfico de magnitude de sequência positiva de tensão, pode-se inferir que não houve um distúrbio sistêmico que justificasse o evento no TR4, uma vez que o comportamento de tensão é estável no período. Ademais, pelo comportamento do ângulo da sequência positiva de tensão, conclui-se que não houve alterações ou eventos no sistema antes da falha de isolação do TR4.

Pelo comportamento da frequência, estável em todo o período, conclui-se que não houve eventos no SIN no período em análise.

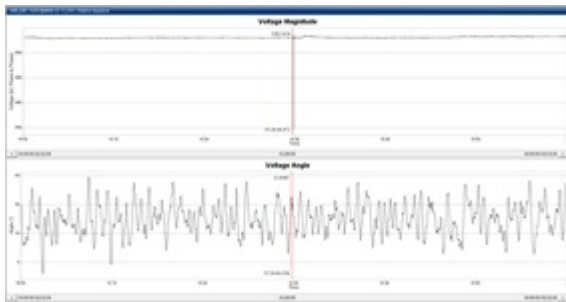


FIGURA 22. Tensão de sequência positiva na SE SCX 525 kV.

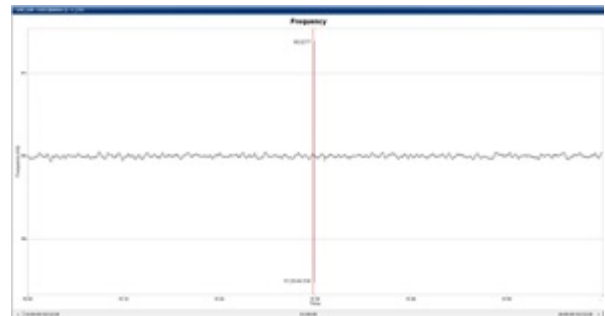


FIGURA 23. Frequência do SIN medida na SE SCX 525 kV.

A seguir é mostrado na figura 24 o registro de oscilografia extraído do RDP da SE Cascavel Oeste (SE CVO), que se conecta à SE SCX 525 kV e à SE Ivaiporã (SE IVP) 525 kV. Do registro, nota-se que o evento foi percebido nessa SE e causou a abertura da linha entre as SE CVO e IVP após 2,5 ciclos. Também referente ao evento é mostrado o registro de oscilografia da UHE GJR na figura 25, onde se nota que, apesar do defeito ser eliminado em 2,5 ciclos, o magnetismo remanescente da GR04 e TR4 continuou alimentando a corrente de falta por aproximadamente 3 segundos.

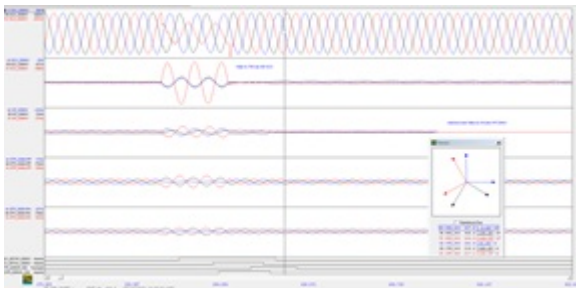


FIGURA 24. Registro de oscilografia do evento extraído do RDP da SE CVO 525 kV.

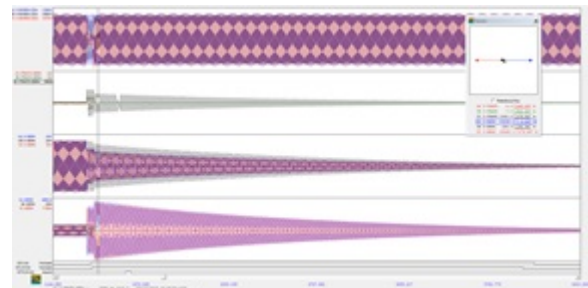


FIGURA 25. Registro de oscilografia do evento extraído do RDP da UHE GJR.

Por fim, é mostrado na figura 26 a abaixo, a última retomada de carga verificada na GR04 antes da ocorrência no TR4. Pelo gráfico, nota-se que a retomada de carga do dia 01 de dezembro seguiu a rampa de aproximadamente 64,26 MW/min, valor este abaixo do máximo permitido pela GR04 de 75 MW/min, indicando que a última retomada de carga dessa UG ocorreu sem violação de seus limites de operação.

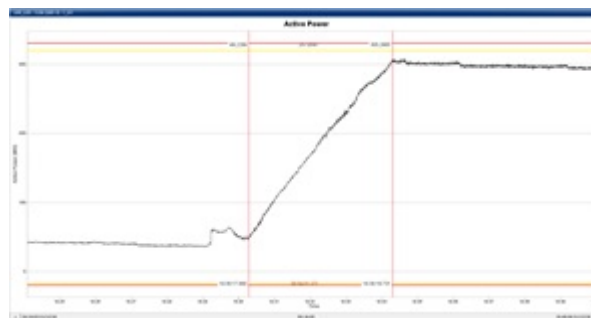


FIGURA 26. Rampa da última retomada de carga na GR04 antes da ocorrência no TR4.

4.0 - CONCLUSÃO

Este artigo apresentou as novas PMUs inseridas no SMSF em operação na Copel GeT bem como mostrou estudos de casos como exemplos da utilização dos novos dados na análise de ocorrências no sistema operado pela companhia. As telas de monitoramento disponíveis no SMSF com exemplos em tempo real das novas PMUs foram mostradas, bem como foi detalhado o uso dos dados sincrofasoriais em um caso real de ocorrência no sistema operado pela Copel GeT.

A primeira conclusão que pode-se avaliar neste artigo é que, apesar da grande vantagem na utilização de ângulos para a operação de sistemas elétricos, o que atualmente só é possível com a utilização de sistemas SMSF, há

diversos benefícios extras que transmissoras podem obter com estes sistemas, mesmo quando elas não têm autonomia para operar o sistema da maneira a qual a transmissora entenda ser a melhor para a companhia, como é o caso do SIN.

Adicionalmente, o monitoramento de grandezas mecânicas e digitais, além das tradicionais elétricas, em máquinas geradoras permite com que companhias que tenham ativos de geração tenham uma ferramenta única para operar em tempo real e realizar análise de distúrbios e eventos aos quais suas máquinas são submetidas, permitindo cruzar eventos sistêmicos com seus efeitos mecânicos, que potencialmente prejudicam a unidade geradora ou diminui sua vida útil. Até então, as companhias necessitavam de diversas medidas em diferentes sistemas e protocolos de comunicação, em menor resolução, para ter esses dados, além de ter observabilidade limitada à uma SE próxima, sem poder cruzar os dados de maneira cronológica como o SMSF permite.

Por fim, com os exemplos mostrados, verificou-se que, somente com os dados de medição do PDC, foi possível concluir que a falha na bucha da fase C do TR4 foi causada exclusivamente por falha no isolador, sem nenhuma evidência do mesmo ter sido submetido a condições adversas de operação, tanto pelo SIN quanto pela máquina conectada à ele.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A. Akke, D. Karlsson, "Phasor Measurement Applications in Scandinavia" in Proc. 2002 Transmission and Distribution Conference and Exhibition – IEEE Asia Pacific, pp. 480-484.
- (2) C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, J. Coroas, "Phasor Data Requirments; Real Time WideArea Monitoring, Control and Protection," Consortium for Electricity Realiability Technology Solutions (CERTS)., Tech. Report., Jan. 2005.
- (3) Decker, I. C.; Silva, A. S.; Agostini, M. N. et al. Experience and applications of phasor measurements to the Brazilian interconnected power system. In: European Transactions on Electrical Power, Volume 21, Issue 4, May 2011.
- (4) Agostini, M. N.; Zimath, S.; Alves Jr., J. R. E. et al. Testing Agreement PMU IEEE Standard C37.118.1-2011. In: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE. Brasília, DF, Outubro de 2013.
- (5) MedFasee project. (2019) [Online]. Available: <http://www.medfasee.ufsc.br/>.
- (6) Krefta, G. F.; Rodrigues, R.; Pimentel, C. E. F. et al. O. Implementação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores no Sistema 230/525 kV da Copel GT. XIII Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC. Brasília, DF, Outubro de 2016.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Gilmar Francisco Krefta

Nascido em Curitiba, PR. Graduação em Engenharia Elétrica pela UTFPR em 1985. Especialização em Tecnologia Digital em 1998 pela UTFPR. Mestrado em Sistemas de Energia pela UFPR em 2008. Exerce a função de Engenheiro de Operação do Sistema na Copel G&T desde 1988.



Carlos Eduardo Ferreira Pimentel

Nascido em Guarapuava, PR. Graduação em Engenharia Elétrica pela UTFPR em 2011. Possui 8 anos de experiência no setor elétrico e atualmente exerce a função de Engenheiro de Aplicação de Serviços na GE Grid Solutions – Reason Product Line.