

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

## RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

MARCO ANTONIO MACCIOLA RODRIGUES - CEPEL  
IONY PATRIOTA DE SIQUEIRA - TECNIX  
JULIO CESAR MARQUES DE LIMA - PUC-MG

### 1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Destaca-se a satisfação de comprovar o excelente nível técnico dos trinta e cinco Informes Técnicos aprovados para apresentação e debates nesta vigésima quinta edição do SNPTEE, no âmbito do Grupo V – GPC, em que a maioria dos Temas Preferenciais propostos recebeu contribuições. Houve uma forte concentração no primeiro tema (Sistemas Locais de Proteção, Automação, Controle e Medição), o que era esperado, já que o mesmo é bastante abrangente. Igualmente importante é a constatação da sintonia dos trabalhos apresentados com os atuais desafios do Setor Elétrico, no que diz respeito à Proteção, Controle, Automação e Medição de Sistemas Elétricos. Estas constatações apontam para ricas e produtivas sessões de apresentações e debates.

Merecem destaque os trabalhos no tema de aplicações da norma IEC 61850, que apresentam em sua maioria relatos práticos de uso da tecnologia, ao invés de propostas ou estudos, o que demonstra um aumento da maturidade das empresas.

Também no tema de sistemas de medição sincrofásorial pudemos observar relatos de implantações de PMUs em algumas empresas, assim como a aplicação de técnicas de análise de sinais de PMU a problemas importantes no sistema de potência. Isso revela os avanços que vem sendo obtidos na implantação de uma infraestrutura para o desenvolvimento de aplicações usando tecnologia de medição sincrofásorial, esforço conjunto do Operador Nacional do Sistema (ONS), das concessionárias de transmissão e de centros de pesquisa e universidades no país. A maturidade no domínio da aplicação desta tecnologia fica evidenciada pelo nível de detalhe apresentado nos trabalhos sobre o assunto.

Notamos a falta de trabalhos nos temas preferenciais 7 (Smart Grids), 10 (Aspectos técnicos e gerenciais da gestão de ativos e da manutenção nos sistemas de proteção, medição, controle e automação) e 11 (Desafios no treinamento e capacitação dos profissionais e gestores da área de proteção, controle medição e automação). No caso do tema de Smart Grids cabe ressaltar que uma parte dos trabalhos classificados no tema 4 (Aplicações da norma IEC 61850) poderia também ser considerado como Smart Grids. No caso do tema 10, a ausência pode ser justificada por ser esta a primeira edição do SNPTEE em que o tema de gestão de ativos e manutenção aparece no temário do GPC, em função da extinção do grupo GMI (Grupo de Estudo de Aspectos Técnicos e Gerenciais de Manutenção). A maior preocupação fica mesmo com a ausência do tema de treinamento e capacitação de profissionais, justo num momento em que o setor passa por grandes modificações estruturais e tecnológicas.

Outro aspecto importante foi a presença de apenas um trabalho no tema 9 (Automação da Medição), o que também não se justifica frente ao crescente volume de inovações tecnológicas na área de medição e comunicação de dados.

### 2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Os Informes Técnicos selecionados para discussão nesta sessão do GPC foram assim distribuídos entre os sete Temas Preferenciais propostos:

TP 1 - Sistemas locais de proteção, automação, controle e medição, incluindo elos CC a dois e multiterminais		12
TP 2 - Proteção sistêmica	2	
TP 3 - Esquemas especiais de proteção	4	
TP 4 - Aplicações da norma IEC 61850	6	
TP 5 - Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores	6	
TP 6 - Perturbações no sistema elétrico	2	
TP7 - Smart Grids	0	
TP 8 - Fontes de energia distribuída	2	
TP 9 - Automação da Medição	1	
TP10 - Aspectos técnicos e gerenciais da gestão de ativos e da manutenção nos sistemas de proteção, medição, controle e automação		0
TP11 - Desafios no treinamento e capacitação dos profissionais e gestores da área de proteção, controle medição e automação		0

Um grande número de trabalhos foi incluído no tema de "Sistemas locais de proteção, automação, controle e medição, incluindo elos CC a dois e multiterminais", o que era esperado, por englobar os assuntos associados mais diretamente à proteção, automação e medição, núcleo do GPC. Os principais tópicos abordados foram localização de falhas, modelagem e avaliação de sistemas de proteção, parametrização de IEDs de proteção, base de dados unificada para estudos de fluxo de potência e de curto circuito, proteção diferencial para linhas com compensação série, proteção de bancos de capacitores, barramentos e geradores, ajuste de RDPs e detecção de polaridade em TCs.

O Tema 2, que cuida de Proteção Sistêmica, atraiu 2 trabalhos, um sobre a avaliação das proteções de unidades geradores frente às oscilações de potência e outro relacionado à proteção de barramentos em subestações do SIN.

Já o tema 3 – Esquemas Especiais de Proteção, atraiu quatro artigos, com destaque para um trabalho voltado de detecção de falhas de alta impedância para sistemas de distribuição. Também houve trabalhos sobre estudos de SEPs para simulação eletromecânica, compensação de TCs e proteção de zona morta.

Aplicações da norma IEC 61850, tema 4, recebeu 6 artigos, tratando de temas como testes, redes de comunicação de dados, barramento de processo e projetos de modernização de proteções.

No tema 5, Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores, merece destaque a implantação e testes da infra-estrutura necessária para medição e comunicação de dados sincrofásoriais e o relato de algoritmos a aplicações utilizando esses dados. Outro ponto de destaque foi o relato sobre a infraestrutura de laboratórios especializados no teste dessas aplicações.

No tema 6 (Perturbações no sistema elétrico) merece destaque a análise de exemplos de perturbações de vulto no sistema nacional.

O tema 7 (SmartGrids), não recebeu diretamente contribuições, embora, entende-se que a abrangência do tema permite a classificação de trabalhos em outros temas como o caso de uso da tecnologia IEC 61850 ou mesmo a tecnologia de sincrofásores. De qualquer forma se evidencia ainda uma quantidade muito pequena de trabalhos voltados a sistemas elétricos de distribuição de energia.

O tema 8 (Fontes de energia distribuída) recebeu dois trabalhos relacionados à análise da conexão desse tipo de recurso energético sobre a proteções utilizadas no sistema de potência.

Automação da Medição, tema 9, recebeu apenas um trabalho, sobre as vantagens da utilização da infraestrutura de comunicação das empresas pelo CCEE. Esse é um tema que tradicionalmente recebe poucos trabalhos, apesar de ser conhecida a evolução tecnológica por que passa essa área.

No caso do tema 10 (Aspectos técnicos e gerenciais da gestão de ativos e da manutenção nos sistemas de proteção, medição, controle e automação), a ausência pode ser justificada por ser esta a primeira edição do SNPTEE em que o tema de gestão de ativos e manutenção aparece no temário do GPC, em função da extinção do grupo GMI (Grupo de Estudo de Aspectos Técnicos e Gerenciais de Manutenção).

A maior preocupação fica mesmo com a ausência de trabalhos no tema 11 (Desafios no treinamento e capacitação dos profissionais e gestores da área de proteção, controle medição e automação), justo num momento em que o setor passa por grandes modificações estruturais e tecnológicas.

Para o seminário as apresentações foram agrupadas por temas de interesse, de forma a estimular uma discussão mais rica, ao congregarem plateias de interesse comum.

#### **2.1 454 - Sistemas locais de proteção, automação, controle e medição, incluindo elos CC a dois e multiterminais:**

- 11 - Avaliação de Diferentes Características de Proteção Diferencial para Linhas de Transmissão com Compensação Série
- 15 - Determinação de Padrões de Perturbações para auxílio à definição de Gatilhos de Registradores Oscilográficos de Período Dinâmico.
- 306 - Detecção de Falhas à Terra no Estator de Geradores Síncronos - Estudo de Caso da UHE Fontes Nova
- 394 - Localização de Falhas em Linhas de Transmissão em HVDC Baseadas na Teoria de Ondas Viajantes
- 818 - Base de Dados Unificada para Estudos de Fluxo de Potência e Curto-Circuito do Sistema Interligado Nacional
- 951 - Avaliação de Sistemas de Proteção Através da Ferramenta de Modelagem e Verificação Formal Estatística
- 965 - Impacto no Desempenho da Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos na Presença de um Compensador Síncrono Estático
- 1260 - AVALIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DA PROTEÇÃO ENTRE OS DIVERSOS TIPOS DE TOPOLOGIAS DE LIGAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES
- 1352 - Relé de Proteção com Localização de Falhas por Ondas Viajantes - Experiência na Linha de Transmissão Londrina-Assis 500kV
- 1374 - Proposta de Metodologia para Detecção de Inversão de Polaridade em TCs de Neutro Utilizando a Corrente de Inrush
- 1334 - Teste de Simulação em Tempo Real da Proteção Diferencial de uma Subestação em Barramento Triplo Seccionado da CHESF: Relatos, Experiência e Metodologia
- 1309 - Automação do Serviço de Parametrização de Esquemas Lógicos em Relés Digitais

#### **2.2 455 - Proteção sistêmica:**

- 157 - Adequações da proteção de barramentos e suas interfaces com o transformador de corrente em subestações existentes do sistema Interligado Nacional.
- 601 - AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE UNIDADES GERADORAS FRENTE AO FENÔMENO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA, ATRAVÉS DE TESTE NO SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL -RTDS

#### **2.3 456 - Esquemas especiais de proteção:**

- 496 - ESTUDO E SIMULAÇÃO DE PROTEÇÃO DE ZONA MORTA EM SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
- 666 - Um método baseado em tensão para detecção de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição
- 1031 - Modelagem de Sistemas Especiais de Proteção para Simulação de Casos de Estabilidade Eletromecânica no Programa Anatem
- 1153 - Estudo da performance da detecção e compensação da saturação de um TC de proteção em tempo real implementado em hardware.
- 1154 - Aspectos Práticos da Proteção de Transformadores de Excitação de Unidades Geradoras

#### **2.4 457 - Aplicações da norma IEC 61850:**

- 32 - Metodologia para teste de comunicação GOOSE implementada em uma planta industrial da Vale - Itabira/MG
- 195 - Solucionando Velhos Problemas em Redes IEC 61850 Através de Redes Definidas por Software
- 336 - Testes de Aceitação em Laboratório Virtual - (Subestações Full Digital - IEC 61850)
- 364 - Comunicação entre Subestações para Teleproteção via GOOSE em Linha de Transmissão da Rede Básica.
- 529 - Modernização da Proteção Diferencial de Barras 345 kV na Subestação Campinas Baseada na Norma IEC 61850
- 924 - Uso do barramento de processo na primeira subestação digital em 500 kV do mundo - Enel São Gonçalo - no estado da arte da norma IEC 61850.

#### **2.5 458 - Sistemas de Medição Sincrofasorial:**

- 334 - INCLUSÃO DAS USINAS UHE GPS, UHE GNB, UHE GBM E UHE GJR NO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRÓFASORIAL DA COPEL GET.
- 539 - SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL (RTDS) DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA DA CHESF: ESPECIFICAÇÕES, TOPOLOGIA DO SISTEMA, MODELAGEM, ENSAIOS E VALIDAÇÃO.
- 748 - IDENTIFICAÇÃO EM TEMPO REAL DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE GERADORES UTILIZANDO SINCRÓFASORES
- 846 - Novas Técnicas de Detecção de Oscilação de Potência baseadas em Medição Sincronizada de Fasores e Transformada de Wavelet
- 1017 - Influência e Redução de Impactos dos Erros de PMUs e de Redes de Comunicação em Aplicações Sincrofasoriais
- 1284 - A experiência da INTESA/Eletronorte na implantação de unidade de medição sincrofasorial (PMU) no COMC-LT7-03 e integração com os concentradores (PDC) do ONS - Dificuldade e soluções

#### **2.6 459 - Perturbações no sistema elétrico:**

- 575 - PROCESSO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO DE VULTO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - CASO EXEMPLO
- 712 - Proposta de Aceleração da Proteção de Falta à Terra Estator Através da Corrente de Sequência Negativa

#### **2.7 460 - Smart Grids:**

#### **2.8 461 - Fontes de energia distribuída (geração eólica e solar, sistemas de armazenamento de energia):**

- 555 - Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos de grande porte no Sistema Interligado Nacional
- 609 - Impactos Negativos das Fontes Conectadas Via Inversores em Relés de Proteção

#### **2.9 462 - Automação da Medição:**

- 1 - AUTOMAÇÃO DA COLETA DE DADOS DE MEDIÇÃO - APLICAÇÕES PARA FATURAMENTO E CONTABILIZAÇÃO DO MERCADO

#### **2.10 463 - Aspectos técnicos e gerenciais da gestão de ativos e da manutenção nos sistemas de proteção, medição, controle e automação:**

### 3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

#### 3.1 - Avaliação de Diferentes Características de Proteção Diferencial para Linhas de Transmissão com Compensação Série

DAVID RODRIGUES PARRINI(1); TATIANA MARIANO LESSA DE ASSIS(1); - UFRJ(1);

Esse informe técnico apresenta a avaliação de características de proteção diferencial em linhas de transmissão longas com compensação série. As características de restrição percentual, plano alfa e adaptativa de plano RA são exploradas quanto aos aspectos dos seus ajustes e vantagens em relação às filosofias tradicionais. O desempenho de tais características na proteção de um circuito real é analisado em comparação com o desempenho de relés de distância por meio de simulações computacionais. Nos resultados se verificam a alta seletividade e a imunidade aos fenômenos de inversão de tensão e de corrente, tipicamente observados quando da ocorrência de defeitos.

Perguntas e respostas:

A) O trabalho demonstra a limitada de seletividade da proteção de distância e a performance superior das demais características em circuitos com compensação série. Os autores já fizeram uma comparação entre estas (restrição percentual, plano alfa e R- $\lambda$ mbda)?

Foram feitas comparações entre as três características, onde a característica de plano alfa obteve desempenho superior em termos de seletividade e velocidade e a de restrição percentual teve desempenho similar.

B) As simulações se restringiram a faltas simples ou foi considerado o comportamento durante oscilações de potência?

Se restringiram a faltas simples. Entretanto, pesquisas futuras deverão incluir a avaliação dessas proteções na presença de oscilações de potência estáveis e instáveis.

C) Os casos simulados são suficientes para afirmar que a aplicação da proteção diferencial é mais adequada aos circuitos com compensação série? Os autores identificaram alguma outra situação onde essa aplicação poderia apresentar desempenho insatisfatório?

A proteção diferencial oferece diversas vantagens sobre a proteção de distância, exploradas no IT. Entre possíveis desvantagens, estão a dependência do canal de comunicação, a sensibilidade a atrasos de comunicação, sobretudo em circuitos longos, e a influência de erros associados aos transformadores de corrente. Se aplicadas em circuitos de alta tensão e longas distâncias, pode ser necessária a compensação da corrente de charging. Esses pontos devem ser explorados em pesquisas futuras

#### 3.2 - Determinação de Padrões de Perturbações para auxílio à definição de Gatilhos de Registradores Oscilográficos de Período Dinâmico.

JONAS ROBERTO PESENTE(1); RODRIGO DE ANDRADE RAMOS(2); MIGUEL MORETO(3); ISABELA AGUIAR DIAS(4); - IB(1); USP(2); UFS(3); FPTI(4);

Este trabalho propõe um método para classificação de registros de longo termo orientado à identificação de padrões que possam ser empregados na definição dos gatilhos de registradores de perturbações, considerando ainda as condições operacionais mais prováveis obtidas de dados históricos do sistema analisado. Ao contrário do usual, onde uma abordagem determinística de simulação de um conjunto de condições pré-determinadas, variando a posição e a resistência das faltas, o processo de decisão é aqui fundamentado em uma árvore de decisão que foi treinada levando em consideração um conjunto de condições iniciais prováveis e parâmetros de perturbações. Isto faz o classificador mais preciso na identificação dos formatos de registros mais comuns para classes de perturbações particulares, resultando em um compromisso apropriado entre o número de registros sendo gerados e a sensibilidade do classificador para uma classe de eventos específica. A base de dados de treinamento foi gerada por um conjunto extenso de simulações, gerados aleatoriamente através do método de Monte Carlo, até que um valor-alvo para o intervalo de confiança das variáveis de classificação tenha sido alcançado. A estrutura proposta resulta em valores absolutos e taxas de variação de grandezas que conduzem a uma classificação de alto grau de precisão e podem ser diretamente utilizadas na definição dos valores para disparo de registradores de perturbações.

Perguntas e respostas:

A) Os autores pretendem estender o trabalho para utilização de dados de PMU?

Sim, existe a intenção de adaptar as rotinas desenvolvidas para a identificação de fenômenos de interesse no fluxo contínuo de dados de medição sincronizada de fasores.

B) Os resultados apresentados foram para simulações. Já se conseguiu fazer um levantamento usando registros de eventos reais?

Sim. Foi feito um estudo comparativo que será levado à apresentação mostrando a consistência dos resultados obtidos das simulações e dos eventos registrados no banco de dados de Itaipu.

C) Qual o tempo de treinamento da árvore de decisões? A complexidade do treinamento cresce linearmente ou exponencialmente com a complexidade do sistema simulado?

O tempo de treinamento é da ordem de centenas de milissegundos considerando um processador Intel i7 de clock 2,2GHz, 8 núcleos, e 8 GB de memória RAM. O tempo de treinamento se mantém estável com o aumento da complexidade do sistema elétrico, já que o treinamento é fundamentado nas respostas (trajetórias) das grandezas físicas. Contabilizando o tempo de simulação (por exemplo, execução do Anatem) como tempo interno ao treinamento, há crescimento aproximadamente linear de tempo de simulação com a complexidade do sistema, e praticamente todo o tempo dispensado corresponde à simulação do sistema elétrico e não ao treinamento.

#### 3.3 - Detecção de Faltas à Terra no Estator de Geradores Síncronos - Estudo de Caso da UHE Fontes Nova

SAVIO TELLES DA SILVA(1); PAULO SILVA LIMA(2); ALEX ARAÚJO NORA DE SOUZA(1); LUÍS CLAUDIO REZENDE PAIVA(1); RENATO STAVARENGO(2); - LIGHT ENERGIA(1); SEL(2);

Este trabalho apresenta os conceitos e avalia os benefícios de um novo método para proteção contra faltas à terra no estator de máquinas síncronas aterradas por alta impedância. O sistema de proteção aqui avaliado inclui não só a proteção para faltas à terra, mas também o monitoramento completo do sistema de aterramento e possibilita monitoramento contínuo, podendo ser aplicado para alarme ou desligamento da unidade geradora em condições de falha à terra ou baixa isolamento. A avaliação é feita com base na aplicação deste sistema para proteção e monitoramento das unidades geradoras (UGs) da UHE Fontes Nova da Light Energia.

Perguntas e respostas:

A) Os autores podem informar em termos de custo ou HH quanto o sistema de proteção simplificou o processo de comissionamento, em comparação com os outros métodos de proteção?

B) Os alarmes de função 64s estão ligados no supervisorio? Já foram detectadas atuações?

C) Qual a justificativa para escolhas das frequências de 18, 24 Hz, 36 Hz e 48 Hz para injeção de corrente?

#### 3.4 - Localização de Faltas em Linhas de Transmissão em HVDC Baseadas na Teoria de Ondas Viajantes

PEDRO CAMPOS FERNANDES(1); TIAGO DA ROCHA HONORATO(2); KLEBER MELO E SILVA(3); FELIPE VIGOLVINO LOPES(4); - UnB(1); UnB(2); UnB(3); UnB(4);

Propõe-se no presente artigo uma metodologia offline de localização de faltas baseada na teoria de ondas viajantes (OVs) para sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC). Na metodologia proposta, utiliza-se uma ferramenta computacional que permite aplicação de formulações independentes dos parâmetros da linha monitorada (comprimento e velocidade de propagação) e da sincronização dos dados locais e remotos. Os resultados da metodologia proposta em casos de faltas polo-terra e polo-polo simuladas no bipolo do Rio Madeira apresentam precisão de centenas de metros, demonstrando que a solução é promissora para localização de faltas em linhas HVDC, mesmo quando apresentam comprimento muito extenso.

Perguntas e respostas:

A) Quando se usa a metodologia de modo terra não visível, se utiliza a reflexão de polaridade oposta no terminal local. O que caracteriza o terminal local, a sua proximidade da falta ou o fato de ser o lado retificador?

Terminal local é caracterizado apenas como referência adotada para o cálculo da formulação, já que a distância calculada é referenciada a um dos terminais. Portanto, o terminal local pode ser caracterizado tanto como sendo o retificador quanto o inversor. Para o artigo em questão, o terminal local é o lado retificador do bipolo.

B) Seria viável uma metodologia que além de não necessitar da sincronização entre os terminais, como essa apresentada, também não necessitasse de comunicação, ou seja, que utilizasse informação de apenas um terminal?

Como a metodologia apresentada é offline, não seria necessária comunicação entre os terminais, mas apenas da coleta das oscilografias. No caso de utilização de medições de apenas um dos terminais, seria necessário investigar outros tipos de algoritmos que utilizam apenas dados de um terminal. As características presentes nas terminações de alguns dos bipolos aliadas a técnica de uso de uma janela de tempo para localização de ondas viajantes, apresentada no artigo, aliadas a outras técnicas de localização de um terminal têm sido estudadas para desenvolver um algoritmo capaz de usar dados apenas de um terminal.

C) Que dificuldades os autores poderiam destacar para a realização de uma localização de faltas on-line, automática?

Para o cálculo online, é essencial que os terminais troquem informações assim que uma falta for detectada na linha de transmissão. Além disso, também é necessário utilizar hardware e software capazes de processar as informações automaticamente, com um tempo de latência que não prejudique a precisão do algoritmo de localização de faltas.

#### 3.5 - Base de Dados Unificada para Estudos de Fluxo de Potência e Curto-Circuito do Sistema Interligado Nacional

FLAVIO RODRIGO DE MIRANDA ALVES(1); SERGIO PORTO ROMÉRO(1); LUIZ ANTONIO ALVES DE OLIVEIRA(1); JUAN IGNÁCIO PATRÍCIO ROSSI GONZALEZ(1); LEONARDO PINTO DE ALMEIDA(1); ADRIANO DE ANDRADE BARBOSA(2); FLÁVIO ANTÔNIO FARINA PAZO BLANCO(2); DANIEL SINDER(2); - CEPEL(1); ONS(2);

Em 2016 o ONS-Operador Nacional do Sistema Elétrico encomendou ao CEPEL-Centro de Pesquisas de Energia Elétrica o desenvolvimento de uma ferramenta para unificação e administração de dados de fluxo de potência e curto-circuito. Essa ferramenta, denominada SIGER-Sistema de Gestão de Dados de Redes Elétricas, foi desenvolvida com o principal objetivo de garantir a integridade e a unicidade dos dados utilizados em estudos de fluxo de potência e curto-circuito. Esse trabalho descreve os conceitos básicos do SIGER, as premissas adotadas no projeto, as principais funcionalidades implementadas e sua integração com os programas ANAFAS e ANAREDE, desenvolvidos pelo CEPEL.

Perguntas e respostas:

A) Considerando a importação de dados das bases de dados de fluxo de potência e de curto-circuito, como foram tratadas eventuais diferenças/inconsistências em dados pertencentes a um mesmo período e equipamento da rede?

O SIGER importa um conjunto de dados (fluxo de potência ou curto-circuito) de cada vez. Dados de Linha de Transmissão e de Transformador, sejam estes dados de fluxo de potência ou de curto-circuito, receberão um tag de estado do dado, que pode ser Típico, Projeto Básico ou Como Construído. Importações complementares também receberão um tag de estado do dado, conferido pelo administrador. Se o estado dos dados importados for de maior confiança (ex:dados importados com tag de ?Projeto Básico? contra dados da base com tag de ?Típico?) os dados da base serão sobrescritos. Essas alterações também podem ser feitas manualmente, pelo administrador, atuando sobre equipamentos específicos.

B) Existe a intenção de consistir dados entre o SIGER e a base técnica do ONS?

A carga complementar de dados é feita utilizando arquivos nos formatos dos programas Anarede e Anafas. Durante o desenvolvimento do termo de referência do projeto, foi prevista a exportação de dados da BDT, no formato Anarede, para posterior importação pelo SIGER. A BDT não dispõe de dados de sequência zero, o que inviabiliza, por enquanto a atualização da base do SIGER em termos de curto-circuito. É importante notar que o SIGER não toma conhecimento da origem dos dados que estão no arquivo de importação. Assim, qualquer atualização da base do SIGER é possível, desde que sejam gerados arquivos nos formatos adequados. Não foi prevista exportação de dados para a BDT, uma vez que essa base, em princípio, tem dados mais confiáveis que a base de dados do SIGER.

C) O aplicativo pode ser utilizado por outros agentes do setor ou está conformado para utilização apenas pelo ONS?

O projeto foi concebido como um produto do Cepel, a exemplo dos programas de análise de redes já consagrados e disponibilizados para o setor elétrico brasileiro. Não há qualquer impedimento para a utilização por outros agentes.

### 3.6 - Avaliação de Sistemas de Proteção Através da Ferramenta de Modelagem e Verificação Formal Estatística

FELIPE CRESTANI DOS SANTOS(1); GUILHERME DE OLIVEIRA KUNZ(2); JONAS ROBERTO PESENTE(3); - FPTI(1);UNIOESTE(2);IB(3);

Este informe técnico tem por objetivo a avaliação do emprego da técnica de modelagem e Verificação Formal Estatística como ferramenta de suporte ao projeto, simulação, validação e implementação de sistemas de proteção. A metodologia avaliada é apresentada e aplicada em um sistema de proteção teste baseado em redes Ethernet, evidenciando os principais benefícios que a abordagem baseada em Verificação Formal Estatística pode proporcionar para o processo de projeto e análise de sistemas de proteção, principalmente no sentido de comprovar se a estratégia atende ao comportamento determinístico temporal esperado.

Perguntas e respostas:

A) Além dos Autômatos Temporizados Híbridos, que outro formalismo pode ser utilizado para verificação formal de sistemas de proteção, e quais as vantagens deste método?

Uma abstração natural dos sistemas de proteção é um sistema a eventos discretos. Então diversos são os formalismos que poderiam ser empregados, como autômatos de estados finitos, redes de petri, Grafset, Sistemas Condição/Evento, etc. As abordagens tipicamente mais utilizadas são autômatos e redes de petri. No contexto deste informe técnico, a principal limitação é que as abordagens clássicas não permitem a representação de grandezas contínuas, além da característica não determinística imposta pelas redes de comunicação empregadas nas subestações digitais.

B) Que outra ferramenta de modelagem e verificação formal pode ser utilizada na análise de sistemas de proteção, além da UPPAAL STRATEGO, e quais as vantagens desta ferramenta?

No âmbito de sistemas híbridos, existem outras ferramentas como Hytech, Hycomp e Prism. Optou-se pelo Uppal Stratego pelos seguintes motivos: i) Formalismo de base, autômatos temporizados, é implementado através de sua representação gráfica, tornando a construção dos modelos mais intuitiva; ii) O Uppal agrega ferramentas para modelagem, simulação e verificação formal em um mesmo ambiente, reduzindo o risco de erros de análise ocasionadas pela transição entre formalismos para ambientes diferentes; iii) O Uppaal é uma ferramenta consolidada na área (desde 1995) e está em constante atualização por parte de seus desenvolvedores.

C) Na visão dos autores, quais as maiores dificuldades de utilização da verificação formal de sistemas de proteção pelo setor elétrico, e o que iniciativas seriam necessárias para contornar estas dificuldades?

Esta ferramenta de análise é mais difundida na área da Ciência da Computação. Com a digitalização das subestações de energia elétrica, novas ferramentas deverão ser utilizadas de forma a garantir o desempenho dos sistemas de proteção, tanto em nível de projeto, quanto em nível de operação e validação da atuação dos relés de proteção.

### 3.7 - Impacto no Desempenho da Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos na Presença de um Compensador Síncrono Estático

MAIRON GALLAS(1); ADRIANO PERES DE MORAIS(1); ALDAIR WONTROBA(1); GHENDY CARDOSO JUNIOR(1); - UFSM(1);

Este trabalho traz uma avaliação do impacto no desempenho de quatro diferentes métodos de proteção contra perda de excitação em geradores síncronos na presença de um STATCOM. Com o objetivo de identificar o desempenho de cada método, simulações com perda de 60% da tensão de excitação do campo foram realizadas no sistema IEEE 9 Barras. Com isso foi possível perceber que três dos métodos sofrem uma maior influência na detecção da perda de excitação na presença do STATCOM, tornando-os mais lentos ou algumas vezes não conseguindo detectar o problema, enquanto um dos métodos não sofre grande influência.

Perguntas e respostas:

A) Os autores tentaram entender porque o método de Amini teve desempenho tão ruim, sendo também baseado no princípio da derivada de grandezas, como o de Mahamedi?

B) Os autores acham importante fazer um levantamento dos STATCOMs instalados no Brasil e das funções de PE adotadas nas máquinas síncronas sob sua influência?

C) Em relação aos métodos estudados, todos estão disponíveis nos relés comerciais?

**Comentário:**

### 3.8 - AVALIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DA PROTEÇÃO ENTRE OS DIVERSOS TIPOS DE TOPOLOGIAS DE LIGAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

EVANDRO MARCOS VACILOTO(1); RICARDO CARVALHO CAMPOS(2); MARCELO RICARDO DE MORAES(3); LEANDRO SOUZA SILVA(4); - GE Grid(1);GE Grid(2);GE Grid(3);GE Grid(4);

Bancos de capacitores são equipamentos de grande relevância para o sistema elétrico de potência e a indisponibilidade destes pode ocasionar prejuízos consideráveis, visto que os mesmos são componentes fundamentais para compensação reativa e filtragem de harmônicos do sistema. O principal componente deste equipamento são propriamente as unidades capacitivas e existem basicamente três tipos de tecnologias para proteção destas: Fusível interno (FI), fusível externo (FE) e fuseless. A proteção do banco de capacitores está relacionada com a proteção das unidades e alguns esquemas de proteção são frequentemente utilizados, como exemplo dupla estrela e ponte H. O artigo visa analisar os diversos tipos de proteção, comparando a sensibilidade frente à queima de elementos internos das unidades capacitivas, discutindo aspectos como: compensação de desequilíbrio devido a queima de elementos em ramos paralelos, queima de elementos em um mesmo grupo paralelo e principalmente a variação e instabilidade da corrente de desequilíbrio frente a influências externas aos bancos de capacitores, como por exemplo, fatores ambientais.

Perguntas e respostas:

A) Como exatamente é feito o balanceamento das capacitâncias de um banco de capacitores durante a montagem do conjunto?

O balanceamento é realizado através do posicionamento das unidades capacitivas com base nos valores de capacitâncias medidas durante o ensaio de rotina. Sempre visando a equalização entre os dois lados do banco.

B) O coeficiente de variação térmica (k) da eq. (1) é dado do fabricante ou precisa ser ensaiado?

O coeficiente de variação térmica deve ser obtido através de ensaio, pois o mesmo é dependente dos materiais utilizado durante a fabricação. Sabe-se que todos os fabricantes utilizam praticante os mesmos materiais, portanto o coeficiente é similar para todos.

C) A aplicação dos conceitos apresentados no IT já foi feita em alguma aplicação real? Existem estatísticas de melhoria no desempenho das proteções de banco de capacitores que os aplicaram?

As metodologias de mitigação não foram implantadas efetivamente, no entanto temos casos reais onde a variação da corrente de desequilíbrio é significativa. Como forma resolução foram realizados novos ajustes, com valores superiores aos iniciais para garantir a não atuação indevida de alarme e trip.

### 3.9 - Relé de Proteção com Localização de Falhas por Ondas Viajantes - Experiência na Linha de Transmissão Londrina-Assis 500kV

PAULO SILVA LIMA(1); Waldemar Pereira Mathias Neto(2); Ricardo da Veiga(2); FLAVIO F. VOSGERAU(2); Andrei Coelho(3); RAFAEL ARGACHOF CERNEV(4); - SEL(1);Cepel GET(2);SEL(3);SEL(4);

O trabalho tem como objetivo analisar a performance da localização de falhas por ondas viajantes em um relé de proteção diferencial na linha de transmissão Londrina-Assis Circuito 2. O trabalho inicia com uma revisão das vantagens e limitações dos principais métodos de localização de falhas disponíveis, sejam baseados em impedância ou em ondas viajantes. As características e requisitos da implementação do método de localização por ondas viajantes em um relé de proteção são revisados e a aplicação na linha em

questão é apresentada. São avaliados diversos casos de localização reportados pelo relé para faltas na linha e os resultados dos diversos métodos são comparados com o local real do defeito. O trabalho avalia os critérios para ajuste, possibilidade de localização no caso de religamento sob faltas e o uso do diagrama de Bewley-Lattice para avaliar a qualidade do resultado.

Perguntas e respostas:

A) Foi avaliado o desempenho do método, usando canais de corrente, quando a linha está pouco carregada? Nesse caso, como se poderia estimar quando a opção de utilizar os canais de tensão passa a ser vantajosa?

1 - A localização de faltas por ondas viajantes, seja por corrente ou tensão, não tem nenhuma relação com o carregamento da linha, uma vez que os sinais transitórios são gerados pela falta, no ponto da falta. As ondas viajantes, seja de corrente ou tensão, são diretamente proporcionais ao grau de tensão provocado pela falta.

B) A função de detecção de faltas do relé diferencial é bloqueada quando a função e proteção diferencial não enxerga uma falta?

2- O usuário pode configurar quais as condições irão habilitar o cálculo da localização por ondas viajantes. Normalmente a localização é habilitada para qualquer condição de falta interna na linha (87L OU 21\_Zona1 OU disparo por teleproteção). Porém, fica a cargo do usuário a decisão de quando o IED deve localizar por ondas viajantes.

C) Existe experiência da SEL usando o método de ondas viajantes para faltas de alta impedância?

3- Quanto maior a impedância de falta menor serão as descontinuidades nas correntes e tesões e, portanto, menores serão as magnitudes das ondas viajantes de corrente e tensão. É possível calcular qual será a cobertura do método para resistência de falta utilizando a tensão pré-falta, impedância características da linha e sensibilidade da entrada de corrente do IED.

### 3.10 - Proposta de Metodologia para Detecção de Inversão de Polaridade em TCs de Neutro Utilizando a Corrente de Inrush

JOSYLAINE ELINARIA GONCALVES(1); Aurélio Luiz Magalhães Coelho(2); MARCOS BAETA MIRANDA(3); LORENA ARAÚJO DOS SANTOS(4); - UNIFEI - Campus Itabira(1);UNIFEI - Campus Itabira(2);PITAGORAS(3);IFMG(4);

O comissionamento da polaridade do transformador de corrente (TC) da bucha de neutro de um transformador ou autotransformador de potência não é uma tarefa tão simples, pois, em condição de carga equilibrada não há corrente de neutro passando por este TC. Estes TCs de neutro são comumente utilizados no esquema de proteção diferencial dos transformadores ou autotransformadores e inversões de polaridade podem ocasionar atuações incorretas do sistema de proteção. Neste sentido, o objetivo deste trabalho consiste em apresentar uma metodologia para o comissionamento da polaridade de TCs de neutro, durante a energização do autotransformador, utilizando a corrente de inrush.

Perguntas e respostas:

A) A empresa em questão costuma gerar e guardar oscilografias das energizações dos transformadores de potência? Em caso positivo, seria possível uma extensa verificação desse erro de polaridade? Os autores pensam em realizar esse procedimento?

De forma geral, as concessionárias e transmissoras de energia costumam ter sistemas de monitoramento de linhas, equipamentos e barras. O uso de RDPS (Registadores Digitais de Perturbações) é, inclusive, previsto no Procedimento de Rede do ONS (Submódulo 2.6). Deste modo, ao menos no Sistema Interligado Nacional o uso de registradores é comumente utilizado. Assim, grande parte das concessionárias possuem registros de perturbações e possibilidade de obtenção de registros oscilográfico de energização. Há concessionárias que possuem históricos de energizações em sua base de dados. Nesse caso, é possível verificar se há erro de polaridade nos TCs de ground dos respectivos transformadores. Os autores pretendem, futuramente, utilizar da base de dados de alguma concessionária para validar o método proposto.

B) Existe uma estatísticas de erros de atuação da proteção 87N que valorize o trabalho?

O ONS divulga anualmente um Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos Sistemas de Proteção e dos Relés de Proteção de todo o Sistema Interligado (Linhas e equipamentos). Neste relatório consta o número de atuações incorretas do sistema de proteção, O ONS não especifica a exata cauda da atuação. Atuações incorretas da função 87N devido a erro de polaridade são geralmente classificadas no grupo de causas "Humanas" e causa "Polaridade Invertida de TC", "Erro de montagem" ou associado. Em 2017, 68,2% das atuações incorretas em transformadores foram classificadas no grupo de causas "Humanas". As causas específicas não foram listadas, apenas a causa de maior frequência: 8 de 15 atuações incorretas (53,3%) na Rede Básica e 8 de 17 das atuações incorretas (47,1%) na Rede de Operação devido a "Erro de Ajuste". Deste modo, de forma geral, não é possível saber exatamente quantas atuações incorretas foram devido a erros de polaridade de TCs. Mas de forma particular cada concessionária e transmissora tem ciência dessas atuações mediante a registros internos. Porém, é preciso lembrar que, na incerteza da correta instalação dos TCs de ground, é comum deixar a função 87N desabilitada. Deste modo, muitos erros de atuação não ocorrem justamente porque essas funções não estão habilitadas. Esse "possíveis" erros de atuação não são contabilizados e acabam não entrando na estatística de erros de atuação de proteção da função 87N

C) A última figura do trabalho faz parecer que a detecção da polaridade da inversão é bem fácil de obter? Podem haver casos em que não é assim? Foi pensado algum tipo de filtragem para realçar o 2o harmônico nesses sinais?

Sim, o método proposto é simples pois apoia-se nos recursos tecnológicos advindos da tecnologia de medições digitais. Lembrando que o método proposto é capaz de fornecer um meio de detecção de polaridade de autotransformadores e sistemas que satisfazem os requisitos descritos no trabalho. Para outros casos é necessário um novo equacionamento que leve em conta o fechamento do transformador e sua defasagem. Em essência, a metodologia permanece a mesma: comparar a corrente de neutro medida da corrente de neutro calculada a partir das medições de corrente de fase. A análise consistirá simplesmente em avaliar a diferença angular entre essas correntes. A princípio cogitou-se a necessidade de se projetar um filtro para os harmônicos a fim de se trabalhar apenas com a componente fundamental da corrente. No decorrer do trabalho os autores julgaram desnecessária tal ação, uma vez que os harmônicos não interferem na análise comparativa entre a corrente de ground e a corrente 3I0, medida a partir do somatório das correntes de fase.

### 3.11 - Teste de Simulação em Tempo Real da Proteção Diferencial de uma Subestação em Barramento Triplo Seccionado da CHESF: Relatos, Experiência e Metodologia

Roberto Dias(1); EDUARDO ALBERTO DE SOUZA LOPES FILHO(2); Paulo Ricardo Lopes de Navarro Coutinho(2); ALCINDO JOSÉ DE SOUZA CAMPOS(2); FÁBIO PONTES CAMPANHA(2); Saulo Soares Santos(3); ARTUR BOHNEN PIARDI(4); GUILHERME LOURO JUSTINO(4); BRUNO ALENCAR ARAES(5); RODRIGO BUENO OTTO(4); - ESC Engenharia(1);CHESF(2);ESC Engenharia(3);FPTI(4);Siemens (5);

Este trabalho apresenta os relatos, experiências e a metodologia empregada em um teste de simulação em tempo real, realizado sobre um sistema de proteção de barras a ser instalado na subestação Paulo Afonso da CHESF, com arranjo de barras triplas seccionadas. A complexidade do arranjo, capaz de apresentar-se, pela combinação de seus disjuntores de seccionamento de barras e de interligação, sob 32 configurações possíveis, exigiu, mesmo tratando-se de IED já consolidado no mercado, a realização de testes que confirmassem a capacidade de atendimento às exigências dos PR do ONS, referente aos requisitos mínimos para proteção de barramentos da rede básica, assim como a garantia de seletividade da proteção para essas diversas configurações possíveis, considerando a importância que a instalação desempenha em significativa parte do escoamento da geração Nordeste.

Perguntas e respostas:

A) Os tempos de atuação superiores a 160 ms apresentados na Figura 10 referem-se a que casos?

Todos os tempo de atuação médios superiores a 160 ms têm em comum atuações que envolveram intertrips. O tempo de intertrip foi parametrizado no DIGSI, ao longo de todo RTDS, em 150 ms, por ausência de estudo de graduação definitivo. Deste modo, essa parcela constante acabou influenciando no cálculo da média, deixando os tempo finais superiores a 160 ms. Descontar? esses 150 ms dos tempos de atuação > 160 ms, dão uma ideia razoável de que, em média, a atuação chegou no máximo a 46 ms (intervalo tipicamente constituído pelos algoritmos adaptáveis 1-de-1, 2-de-2 ou de Fourier, além do tempo de delay da binária de saída). Sendo assim, estima-se que um valor médio razoável para compor a graduação definitiva do tempo de intertrip de 87B em questão, poderia ser 54 ms, de modo que, adicionado aos 46 ms médios atinja um tempo final médio de 100 ms, tolerância máxima, definido no PR do ONS, para extinção de defeitos internos em barras.

B) Os autores podem explicitar a quantidade de amplificadores (saídas analógicas) utilizadas para conexão de todos os relés diferenciais, e também qual a disponibilidade total do RTDS do PTI?

Na abordagem monofásica foram 32 canais de corrente monofásicos; na abordagem trifásica 42 canais de corrente monofásicos. No laboratório temos um total de 42 canais de corrente de corrente monofásicos a disposição para ensaios. Portanto, na abordagem trifásica utilizamos nossa capacidade total em termos de representação de sinais de corrente.

C) Qual o tempo total despendido entre o planejamento dos testes, montagem, execução e análise dos resultados? Quantos profissionais foram envolvidos?

Cerca de 3,5 meses: 2 meses de modelagem e validação, 1 semana para montagem e desmontagem, 3 semanas para execução e 2 para a análise dos resultados.

### 3.12 - Automação do Serviço de Parametrização de Esquemas Lógicos em Relés Digitais

Paulo Ricardo Lopes de Navarro Coutinho(1); Saulo Soares Santos(2); Phillipe Finco(3); Luiz Pestana(4); Hugo Caldas(5); Roberto Dias(6); Pedro maciel(7); - CHESF(1); ESC Engenharia(2);ESC Engenharia(3);ESC Engenharia(4);ESC Engenharia(5);ESC Engenharia(6);ESC Engenharia(7);

Este artigo tem o objetivo de demonstrar uma forma de parametrizar automaticamente relés digitais através da ferramenta computacional Engineering Base (EB) da AUCOTEC. Por meio do método proposto, constata-se uma melhoria nos processos de engenharia, decorrente de uma atuação mais eficaz dos engenheiros de projetos, traduzida por uma redução substancial nas horas de programação de lógicas no Intelligent Electronic Device (IED) e redução das chances de erros humanos, devido ao emprego da automatização do processo. A partir do desenvolvimento dos projetos lógicos na plataforma de engenharia EB e utilizando-se de um script, pode-se gerar cerca de 80% do trabalho de parametrização e lógicas de relés digitais, restando apenas a configuração dos ajustes de proteção, controle e supervisão.

Perguntas e respostas:

A) O IT finaliza com a afirmação "...para quando os modelos digitais dos IED's de mercado se tornarem realmente interoperáveis". Gostaria que comentasse um pouco mais sobre isto, contextualizando com a solução de trabalho proposta. Já foi testado em projeto aplicado a campo?

B) A entrada de dados nos softwares de parametrização dos diferentes fabricantes é sempre feita por arquivos TXT ou existem fabricantes que utilizam arquivos com formatação binária? Nesse caso como se procederia a criação do driver entre a EB e o programa do fabricante?

C) É fato conhecido a diferente abordagem das parametrizações dos relés por cada fabricante, dificultando em muito a criação de ferramentas como a apresentada. A ferramenta Engineering Base da AUTOTEC já foi testada na modelagem de relés de outros fabricantes?

### 3.13 - Adequações da proteção de barramentos e suas interfaces com o transformador de corrente em subestações existentes do sistema Interligado Nacional.

JULIANA KELLY CASTRO DE SÁ(1); - TRACTEBEL(1);

Este artigo apresenta estudos de casos onde a proteção de barramentos em subestações existentes do SIN é adequada corretamente e casos onde uma adequação não é possível sendo necessário a substituição da proteção de barramentos. Para essa proteção ser efetiva não basta apenas estar bem parametrizada, os transformadores de corrente devem apresentar relações de transformação e classes de exatidão em sua correta definição para que o sistema fique imune aos diferentes níveis de saturação dos transformadores de corrente. Atualmente houve uma reformulação dos requisitos mínimos do ONS para a proteção de barras que serão consideradas neste artigo.

Perguntas e respostas:

A) Na seção 2.1.2 - Imunidade à Saturação existe a afirmação "...Muitas vezes são instalados novos vãos na subestação e os TC's existentes não sofrem uma avaliação das novas características do sistema para suportar os novos níveis de curto circuito". Não existe um trabalho de verificação e/ou aprovação do projeto por parte do dono da instalação acessada?

Normalmente é realizado pelas concessionárias essa verificação dos novos níveis de curto-circuito. Também cito no artigo que a subestação é projetada para níveis de curtos-circuitos futuros e muitas vezes não é necessário essa verificação.

B) Existe algum histórico de atuação indevida da proteção diferencial de barra devido à saturação do TC decorrente do fluxo remanescente, o que justificaria a aplicação de TCs do tipo TPY?

Sabe-se que o TC do tipo TPY diminui o fluxo remanescente, impedindo que no religamento permaneça alto valor de fluxo evitando que o TC alcance o estado de saturação rapidamente em comparado a um TC sem o GAP.

C) No caso em que é necessário a substituição da proteção existente ou mesmo a substituição dos TCs, quem arca com esses custos?

O Acessante é responsável por toda a adequação devido a entrada do seu novo vão.

### 3.14 - AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE UNIDADES GERADORAS FRENTE AO FENÔMENO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA, ATRAVÉS DE TESTE NO SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL -RTDS

TATIANA MARIA TAVARES DE SOUZA ALVES(1); ANTÔNIO CARLOS DA ROCHA DUARTE(2); DENISE BORGES DE OLIVEIRA(3); IGOR DE SIQUEIRA CARDOSO(4); ANDREI FERNANDES COELHO(5); ALEX DE CASTRO(6); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);ONS(4);SEL(5);ONS(6);

Este trabalho apresenta a análise de desempenho de funções de proteção de unidades geradoras frente a fenômenos de oscilação de potência. Para isso, foi utilizado um relé de proteção de geradores, SEL-700G, com funções básicas ajustadas com filosofias usuais, e também foram testados dois algoritmos da função de perda de sincronismo - PPS, uma com Blinder Simples e outra com Blinder duplo. Essas funções foram testadas utilizando o sistema Acre-Rondônia, modelado de forma adequada, no simulador digital em tempo real - RTDS. Foram simulados casos de oscilações estáveis e instáveis, com intuito de se avaliar o comportamento das proteções do gerador.

Perguntas e respostas:

A) Qual o motivo da utilização dos ajustes de temporização da função ANSI 40, informadas no artigo, diferentes dos tempos usualmente empregados, em especial a temporização da Zona 1 que normalmente é ajustada com tempo instantâneo?

Os ajustes aplicados no trabalho foram aplicados a partir da prática usual e recomendações do relatório de filosofia de proteção de unidades geradoras, do ONS. Onde é recomendado temporizações intencionais para a função 40, zonas 1 e 2, para evitar atuações incorretas durante oscilação de potência.

B) Considerando que a identificação de centro elétrico dentro da usina demandou a simulação de contingências fora dos critérios usualmente empregados, quais são os indicativos a serem observados no processo de decisão para a execução dos mesmos?

Para a avaliação da possibilidade de formação de centro elétrico na usina deve ser realizado um estudo a partir dos equivalentes de curto-circuito do sistema. Para o caso analisado no trabalho, a tendência natural, considerando a rede completa e contingências dentro dos critérios de estudo, o centro elétrico da oscilação tende a ser formado no sistema de transmissão, logo para que fosse possível fazer a análise proposta: avaliação das funções de proteção das UGs para oscilações, inclusive com centro elétrico dentro da usina, foi necessário a realização de contingências fora dos critérios para obter as condições sistêmicas desejadas.

C) Considerando que os dois algoritmos testados para a função ANSI 78, blinder simples e blinder duplo, apresentaram desempenho satisfatório, existe algum detalhe ou facilidade que pode ser considerado pelo usuário na escolha de um dos dois algoritmos para a aplicação?

O método com um Blinder possui ajustes mais simples quando comparado ao método de Blinder Duplo, já que não é necessário o conhecimento das velocidades das impedâncias características dos fenômenos para ajuste de temporizador. Também se mostrou um método seguro, já que a sua atuação depende que a impedância atravessa o eixo das reatâncias (X), no diagrama RX, para que haja a atuação do mesmo. Isso garante a sua atuação apenas para oscilações instáveis, já que nas oscilações estáveis a impedância retorna ao novo ponto de operação pelo mesmo lado do referido diagrama.

### 3.15 - ESTUDO E SIMULAÇÃO DE PROTEÇÃO DE ZONA MORTA EM SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

RODRIGO NIEDERAUER DA SILVA(1); - CEEE-GT(1);

Este trabalho apresenta a resposta da proteção para curtos-circuitos em zona morta de proteção, região entre o DJ e o TP na LT CIN C1 na SE NSR, onde faltas nesse ponto são eliminadas por retaguarda remota, através do relé de distância em tempos de segunda zona, não atendendo o procedimento de rede do ONS e a portaria do MME em tempos atuais. Dessa forma será avaliada faltas nessa zona, através da modelagem da LT no software ATPDraw, e posterior modelagem do relé de proteção de zona morta, demonstrando os benefícios da inclusão dessa proteção e servindo de base para estudos e simulações.

Perguntas e respostas:

A) Considerando as vantagens da aplicação da função EFP, a CEEE-GT exige na especificação técnica para aquisição de IEDs com função principal 87B a presença dessa função de proteção?

Sim, a CEEE-GT exige este requisito a fim de atender os procedimentos de rede do ONS, que conforme o submódulo 2.6, no qual trata dos Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e registro de perturbações, onde estabelece no subitem 6.2.1.7, alínea (d) que os sistemas de proteção devem ter funções e lógicas de proteção para detecção de faltas em eventuais zonas mortas.

B) Quais os critérios utilizados pela CEEE-GT para ajudar da função EFP?

Como a CEEE-GT opta por utilizar TC no lado da LT, dessa forma protegendo a barra e também a extensão da LT através das funções 21, 67, 87L, 50/51, entre outras, acaba existindo inevitavelmente a zona morta entre o TC e o DJ, nesse caso após a abertura do DJ quando em falta nessa zona pelo relé 87B, a lógica de proteção EFP irá enviar o TDD para a extremidade da LT eliminando o defeito.

C) Que critérios devem ser observados pelos responsáveis por desenvolver o projeto do arranjo do barramento da SE no que diz respeito ao posicionamento dos TCs e suas consequências quanto ao estabelecimento de zonas mortas?

Idealmente seria colocar TCs em ambos os lados do DJ na LT, pois o TC do lado da barra protegeria a LT e o TC do lado da linha protegeria a Barra, eliminando ponto de zona morta, mas analisando a viabilidade econômica desse tipo de arranjo, deve-se priorizar o TC no lado da LT, dessa forma garantindo a proteção da Barra pela sua importância e garantindo da mesma forma a proteção da zona morta pela configurando lógica EFP nos relés 87B.

### 3.16 - Um método baseado em tensão para detecção de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição

IGOR KURSANCEW KHAIRALLA(1); MIGUEL MORETO(2); ARLAN LUIZ BETTIOL(3); DOUGLAS BARBONAGLIA SATHLER FIGUEIREDO(3); - CELESC(1);UFSC(2);A VERO DOMINO(3);

Este trabalho aborda a detecção de faltas de alta impedância em redes elétricas de distribuição com base em um método de detecção através de sinais de tensão, que utiliza a transformada de Park para agregação dos sinais das três fases em apenas um sinal (tensão de eixo direto) e posterior análise de transitório com a transformada wavelet. A partir deste ponto, o sinal em destaque é avaliado por um algoritmo adaptativo, o qual é responsável por determinar se há ou não a ocorrência de falta de alta impedância, diferenciando-a principalmente dos transitórios envolvendo os aspectos de qualidade de energia elétrica.

Perguntas e respostas:

A) No entendimento dos autores qual deve ser a dificuldade para aplicar o método proposto para outros níveis de tensão?

Como o método implementado utiliza a transformada Park, wavelet e um algoritmo adaptativo, sem critérios e características da rede elétrica em análise, este pode ser implementado em qualquer nível de tensão e/ou rede elétrica.

B) Foi verificado se com a variação do modelo de falta ( $V_n$ ,  $V_p$ ,  $R_f$  e  $L_f$ ) o algoritmo mantém essa assertividade relatada no trabalho?

No estudo proposto não foi analisada esta situação, apenas utilizado este modelo com os respectivos dados definidos da falta de alta impedância.

C) Os autores têm algum resultado preliminar de testes com medições de faltas de alta impedância reais?

Após a execução deste trabalho, foram testados com oscilografias reais de situações parecidas apresentando os mesmos resultados, porém é difícil obter oscilografia de faltas de alta impedância. Ainda está em desenvolvimento na Celesc a implementação deste algoritmo em um relé de proteção em paralelo para acompanhamento da assertividade.

### 3.17 - Modelagem de Sistemas Especiais de Proteção para Simulação de Casos de Estabilidade Eletromecânica no Programa Anatem

Nícolas Abreu Rocha Leite Netto(1); Lígia Rolim da Silva(2); FABRICIO LUCAS LIRIO(3); JOSE MARIO MAMFRIN CAPANO JUNIOR(4); Paulo Eduardo Martins Quintão(4); Antonio Felipe da Cunha de Aquino(5); Lucia Mariana de Souza de Abreu(4); Gustavo de Souza Francisco(4); Neyl Hamilton Martelotta Soares(4); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);ONS(4);UFSC(5);

Este trabalho apresenta o processo de modelagem de um Sistema Especial de Proteção para simulação no programa Anatem, desenvolvido pelo Cepel, descrevendo a inserção de dados necessária para a correta modelagem de tal sistema. São detalhados, ainda, os cuidados que um analista deverá ter durante a transcrição do documento base que define a lógica de funcionamento do Sistema Especial de Proteção, para o conjunto de instruções necessárias ao programa Anatem para que tal proteção sistêmica seja considerada da maneira devida.

Perguntas e respostas:

- A) Um dos problemas reais em um ECE é a distância entre o ponto de medição e o controlador do esquema. É possível modelar no CDU esse atraso no trânsito da informação?
- B) A associação do controle desenvolvido no CDUEdit ao caso ANATEM precisa ser feito manualmente no arquivo do caso. Isso pode ser um problema no caso de ECEs mais complexos?
- C) Essa versão do ANATEM já está disponível?

### 3.18 - Estudo da performance da detecção e compensação da saturação de um TC de proteção em tempo real implementado em hardware.

LUIS GUZMAN GARCETE ALDERETE(1); MARIA CRISTINA DIAS TAVARES(1); FABIANO GUSTAVO SILVEIRA MAGRIN(2); - UNICAMP(1);UTFPR(2);

No presente trabalho será avaliado o desempenho de alguns métodos para a detecção e correção dos trechos distorcidos da forma de onda dos sinais de corrente secundária de um transformador de corrente (TC) de proteção. O artigo descreve a implementação dos métodos inicialmente no ambiente de simulação e finalmente em um hardware de baixo custo conectado a um Simulador Digital de Tempo Real (RTDS). É apresentada uma análise de sensibilidade da taxa de amostragem no desempenho do algoritmo e é possível observar que o sinal corrigido torna-se muito similar ao sinal íntegro.

Perguntas e respostas:

- A) As correntes saturadas geradas pelo RTDS partiram de algum modelo de TC?
- B) Os autores sugerem que o sinal digital do detector de saturação poderia ser introduzido no algoritmo de uma função de proteção? Como seria feito?
- C) Os autores podem adiantar suas expectativas ou se possível alguns resultados do efeito da correção das curvas de corrente sobre a proteção, incluindo o efeito do atraso introduzido pelo processamento do sinal de saída do TC?

### 3.19 - Aspectos Práticos da Proteção de Transformadores de Excitação de Unidades Geradoras

VALTER CIRINO DE CARVALHO JUNIOR(1); RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA(1); MIGUEL MORETO(2); - REIVAX(1);UFSC(2);

O transformador de excitação é um elemento comum em sistemas de excitação de máquinas síncronas. É uma aplicação atípica do ponto de vista da proteção quando comparada com as proteções convencionais de transformadores de força. Normalmente emprega-se uma proteção de sobrecorrente, mas essa aplicação requer um dimensionamento de TC que foge do padrão de mercado. Além disso, a própria função de sobrecorrente é questionável em relação a sua eficácia. São justamente esses dois pontos tratados pelo artigo, demonstra-se que as proteções intrínsecas da máquina e do próprio sistema de excitação justificam a eliminação desse tipo de função de proteção.

Perguntas e respostas:

- A) A revisão do uso da proteção 50/51 no lado de alta tensão do TEX já foi aplicada em algum caso real?
- B) Como este problema de dimensionamento do TC de alta do TEX costuma ser resolvido? Existe algum trabalho internacional que tenha abordado esse problema?
- C) Onde devem ser aplicados os elementos fusíveis para proteção adequada do TEX?

### 3.20 - Metodologia para teste de comunicação GOOSE implementada em uma planta industrial da Vale - Itabira/MG

PAULO HENRIQUE VIEIRA SOARES(1); VICENTINO JOSÉ PINHEIROS RODRIGUES(2); KELI CRISTINE SILVA ANTUNES(3); CESAR NAKASHINA(4); Paulo Marcio da Silveira(3); CARLOS ALBERTO VILLEGAS GUERRERO(3); - VALE(1);VALE(2);UNIFEI(3);ABB(4);

A filosofia de proteção do sistema elétrico de potência vem passando por grandes mudanças devido à evolução dos relés numéricos, o padrão IEC61850 e a chegada do conceito de subestação digital (ou 4.0). Em conjunto com essas mudanças tem-se o dilema de evoluir sem perder a confiabilidade dos esquemas de proteção tradicionais, e usufruir dos "ganhos" inerentes da tecnologia cada vez mais próximos. Esse trabalho visa apresentar os mecanismos desenvolvidos para possibilitar os testes de comunicação GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) em campo de forma simples, sendo o principal deles a constatação do envio e recebimento de mensagens em um esquema de seletividade. Também será exposto os ganhos da utilização da IEC61850 no SAS (Sistema de Automação de Subestações) e as lições aprendidas no decorrer dos trabalhos.

Perguntas e respostas:

- A) Qual o tamanho da equipe e quanto tempo demorou para dominar a utilização da IEC 61850, em particular do uso das mensagens GOOSE?
- B) Qual o fator preponderante na escolha de soluções baseados em mensagens GOOSE?
- C) Considerando a utilização maciça do acesso remoto aos IEDs para modificações em parâmetros e aquisição de informações, quais foram as medidas de cyber security implementadas pela VALE?

### 3.21 - Solucionando Velhos Problemas em Redes IEC 61850 Através de Redes Definidas por Software

RÔMULO CORNA(1); WELLINGTON SILVA OLIVEIRA(1); MAURICIO GADELHA DA SILVEIRA(1); - SEL(1);

Projetos de arquitetura de rede de comunicação tem demonstrado muitos desafios. Este trabalho contribui apresentando a solução de redes definidas por software (SDN) para contornar alguns desafios na segregação de rede, frequentemente encontradas nos projetos de proteção, controle e automação de subestações de energia elétrica. Além disso, ressalta características e a importância da aplicação dessa nova tecnologia.

Perguntas e respostas:

- A) Considerando as facilidades informadas no informe técnico, como tem sido a aceitação e a aplicação das redes SDN no âmbito das subestações de energia elétrica?

Todo o cliente final ao entender que o SDN aporta vantagens na solução de problemas complexos, ele quer aplicar essa solução. Nós últimos anos as aplicações com SDN tem de multiplicado no Brasil e no mundo, podemos apontar vários casos de sucesso.

- B) A complexidade do projeto de uma rede SDN aumenta com o tamanho da rede?

A complexidade da configuração não aumenta com o tamanho da rede, obviamente que por ter mais equipamentos há mais configurações, mas isso não aporta dificuldade extra. Na realidade essa tecnologia, traz vantagens quando falamos de modificação ou alteração de projeto, essas necessidades são mais facilmente implementadas com SDN.

- C) O artigo descreve como a rede SDN pode resolver algumas complicações resultantes da aplicação do protocolo de redundância PRP. Como seria o desempenho do protocolo de redundância HSR trabalhando sobre uma rede SDN?

O SDN trabalha de acordo com a IEEE 802.3, e respeita o empacotamento das mensagens nos padrões da rede Ethernet, as mensagens que entram e saem de uma rede SDN entram e saem livremente para qualquer rede Ethernet convencional, sem necessidade de nenhum equipamento para tratar as mensagens. Por outro lado, o HSR modifica os frames, e uma mensagem HSR não pode trafegar em um switch convencional e consequentemente um switch SDN. Apesar do HSR estar na mesma norma do PRP que é a IEC 62439-3, o tratamento e o empacotamento das mensagens são diferentes.

### 3.22 - Testes de Aceitação em Laboratório Virtual - (Subestações Full Digital - IEC 61850)

JOSE RUBENS DA SILVA MACHADO(1); ALEX HIDEAKI TAKEDA(1); WILSON ROBERTO DAVID JUNIOR(1); ANTONIO CARLOS PIGOSSI JUNIOR(1); ERIC FERNANDO DINI(1); - CTEEP(1);

Com o surgimento da Norma IEC 61850, é fundamental que as empresas preparem o seu quadro profissional de forma a realizar programas de capacitação técnica diante das mudanças de cultura e tecnologia empregadas pela Norma. Diante do exposto, este trabalho objetiva aperfeiçoar a estrutura do Laboratório para realização de testes envolvendo novas tecnologias e capacitação técnica dos profissionais da empresa diante os novos desafios para inovação. Serão abordados também, quais os principais problemas de incompatibilidade das ferramentas SCL (System Configuration Language) e problemas de implementação de protocolos e de diferentes modelos de informações no sistema.

Perguntas e respostas:

A) Qual a capacidade de simulação do RTDS instalado no laboratório?

Hoje o nosso RTDS possui capacidade para 132 nós e 160 unidades de carga. Possui entradas e saídas digitais de baixo e alto nível e 24 saídas analógicas (12 V e 12 I) limitada a capacidade de corrente de 30 A. Mas já estamos em processo para o aumento de capacidade, pois os recursos para este equipamentos é alta, podendo simular uma subestação completa full digital.

B) Vocês já realizaram testes de interoperabilidade a nível de barramento de processo (MUs e IEDs de fabricantes diferentes).

Em laboratório ainda não foi realizado, esta será uma próxima etapa deste projeto, mais já estamos realizando testes em conjunto aos Fabricantes (nos laboratórios dos fabricantes) para montar nossos processo de testes em laboratório e de campo.

C) A CTEEP tem preocupação com a perda de sincronização dentro da subestação?

Não temos referências sobre a utilização deste tipo de material, mas seria possível a utilização de tintas que possam refletir a radiação solar, reduzindo o aquecimento interno. A utilização de isolantes térmicos não é indicada, uma vez que o aquecimento natural interno da unidade deve ser dissipado na própria caixa do capacitor (Funcionando como trocador de calor).

### 3.23 - Comunicação entre Subestações para Teleproteção via GOOSE em Linha de Transmissão da Rede Básica.

MARCOS HILARIO SYLVESTRE(1); JOSÉ RUBENS DA SILVA MACHADO(1); DÉCIO TOMASULO DE VICENTE(1); - CTEEP(1);

O trabalho tem por finalidade demonstrar, através de testes em plataforma, a implementação Real em uma linha de transmissão de 230 kV da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP entre as Subestações SE Piratininga e SE Henry Borden a comparação entre o modelo tradicional de Teleproteção via Ondas Portadoras em Linhas de Alta Tensão - OPLAT e a norma IEC 61850-90-1 (Comunicação entre Subestações) verificando questões que envolvem tempo de transmissão, segurança e principalmente as funções de proteção. E por fim abordar aspectos de custo-benefício da solução.

Perguntas e respostas:

A) Como conseguiram rotear o Goose entre subestações? Foi utilizada VPN?

O canal de comunicação e por um E1 de 2 Mbits dedicado ou seja sem necessidade de rotear e uso de VPN.

B) Na avaliação de custos da solução baseada em IEC61850 foram computados os estudos e o tempo utilizado para entender a norma?

Não foram soluções de recursos internos da empresa da experiência aplicada em Telecomunicações, Automação e Proteção.

C) Os resultados são apenas experimentais ou já há uma implementação real?

Sim foram aplicados em um caso Real desde fevereiro de 2019, entre duas Subestações da Rede Básica de 230 kV SEs Piratininga e Henry Borden entre os Municípios de São Paulo e Cubatão.

### 3.24 - Modernização da Proteção Diferencial de Barras 345 kV na Subestação Campinas Baseada na Norma IEC 61850

ALESSANDRO CLEBER RODRIGUES(1); RENATO WEINGARTNER PERNAS(2); EDUARDO ANDRADE GONÇALVES(3); EDMAR MASSAMITSU IMOTO(3); - Furnas(1);Furnas(2);SEL(3);

Este trabalho descreve o projeto de modernização do sistema de proteção diferencial do barramento de 345 kV da Subestação Campinas. O projeto envolve a substituição da proteção dos relés eletromecânicos de alta impedância por relés digitais microprocessados de baixa impedância integrados em rede de comunicação Ethernet. A troca das informações digitais de disjuntores e chaves seccionadoras envolvidos nesta proteção é realizada por meio do protocolo GOOSE (Generic Oriented Substation Event), definido na Norma IEC 61850. O trabalho descreve os critérios de projeto e a operação do sistema de proteção baseado na infraestrutura Ethernet.

Perguntas e respostas:

A) O que levou à aplicação de um mix das arquiteturas centralizada e distribuída para o esquema de proteção diferencial de barras da SE Campinas?

1) O monitoramento exigido por esta aplicação ultrapassou o limite de interfaces digitais do relé utilizado, fazendo com que a distribuição destas informações via GOOSE fosse a melhor solução a ser aplicada. Em relação ao monitoramento, o mesmo atingiu uma quantidade muito grande de informações por conta do arranjo da subestação (barra dupla a cinco chaves) e pela necessidade de monitoramento dos contatos NA e NF para a lógica de consistência realizada pelo relé de proteção.

B) O artigo cita o caráter interdisciplinar deste tipo de projeto e a necessidade de dotar as equipes do treinamento necessário para lidar com as novas tecnologias. Neste projeto foi implementada alguma ação neste sentido?

2) Sim, foi dado um treinamento para a equipe envolvida com a operação e manutenção da aplicação. Neste treinamento, além de falar sobre as características de proteção do relé utilizado, foi falado também sobre a ferramenta de construção do projeto em IEC 61850, os conceitos básicos desta Norma e os requisitos para manter-se a rede segura, confiável e com uma latência e recuperação compatíveis com a aplicação. Outro assunto muito abordado foi o manuseio de ferramentas de manutenção, que na aplicação foram ferramentas existentes no próprio relé, no intuito de identificar problemas de comunicação ou na configuração das mensagens GOOSE.

C) Considerando a extensão do projeto de modernização, os autores poderiam comentar como transcorreu o processo de comissionamento do novo sistema de proteção?

3) Na etapa inicial do comissionamento priorizou-se a montagem e configuração da rede de comunicação entre as unidades de proteção e entre elas e o sistema supervisor. Na sequência foram revalidadas, de maneira simplificada, as lógicas da proteção testadas em TAF com os circuitos de controle dos equipamentos primários desconectados. A migração dos circuitos de controle ocorreu gradativamente para o novo sistema, de acordo com as datas de intervenção acordadas com o ONS. À cada vão conectado ao novo sistema eram verificadas as correntes de operação e de restrição e o comportamento da proteção para as diferentes configurações do barramento.

### 3.25 - Uso do barramento de processo na primeira subestação digital em 500 kV do mundo - Enel São Gonçalo - no estado da arte da norma IEC 61850.

JULIO CEZAR DE OLIVEIRA(1); ALEXANDRE DE BARROS ARCON(1); - ABB(1);

Este trabalho descreve a aplicação da subestação digital Enel São Gonçalo em 500kV por meio do uso das redes Ethernet para station e process bus, seguindo preceitos da norma IEC 61850 em seu estado da arte no que concerne aos requisitos de performance, sincronismo de tempo, redundância de comunicação, arquitetura de rede com seus serviços e protocolos, e adoção de métodos que tem por objetivo o cumprimento de políticas de cibersegurança. São abordadas também considerações para mitigar riscos e promover uma aplicação robusta, com alta disponibilidade e permitir as expansões da subestação de forma mais simples.

Perguntas e respostas:

A) Como foi o processo de decisão pela implantação do barramento de processos?

B) Constatou da contratação desse projeto algum tipo de treinamento para a área de manutenção da empresa?

C) Poderia apresentar os resultados dos testes de performance do sistema implementado, em particular nos casos em que dados de um bay são utilizados em outro (e.g.: intertravamentos etc.)?

### 3.26 - 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);

No dia 01/06/2018 foi concluída a substituição dos registradores de perturbação (RDP) das usinas UHE GPS, UHE GNB, UHE GBM e 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. Com a função de medição sincrofásorial (PMU), inserida nos registradores de perturbação (RDP), foi possível enviar os sincrofases de todas essas funções dos grupos geradores para o Sistema de Medição Sincrofásorial (SMSF). Os sincrofases 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 GeT, foi possível graças a expansão deste SMSF em mais 1500 pontos de sincrofases, 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 sincrofásorial 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 falhas e distúrbios no sistema elétrico só eram possíveis por meio de simulações de modelos matemáticos. Agora com o auxílio da medição sincrofásorial é possível registrar esses desempenhos com todas as variáveis embutidas e sem ter que se fazer simplificações baseadas 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. Neste artigo serão apresentadas as novas PMUs inseridas no SMSF da COPEL GeT, onde o monitoramento agora se dá a nível de grupo gerador, bem como serão mostrados de maneira mais detalhada, como exemplo de uso dessas novas medições, as respostas dos geradores GR01 e GR04 frente a ocorrências no SIN.

Perguntas e respostas:



A) Que facilidades o SMSF instalado na COPEL tem para monitoração em tempo real do sistema?

O SMSF da Copel GT mostra em tempo real e distinguido por cores as alterações de módulo de tensão, frequência, potência ativa e reativa informando pela cor amarela que a grandeza está com nível acima ou abaixo do ponto ideal de operação. Quando essas grandezas estão violando o valor crítico de operação elas aparecem na cor vermelha. O ângulo de abertura entre barra medido em tempo real também auxilia no fechamento de sistemas em anel e paralelo. A frequência medida em tempo de sistemas ilhados também é outra vantagem do SMSF da Copel GT.

B) Qual a política da COPEL para armazenamento histórico dos dados sincrofásoriais?

Os dados com amostragem de uma amostra por ciclo são armazenados por três meses e os dados com amostragem de dez segundos são mantidos por seis meses. Quando de ocorrências no sistema é solicitado para armazenar os dados com amostra de um ciclo permanentemente durante o período de interesse.

C) Utilizando-se os dados das PMUs é possível avaliar o comportamento dinâmico dos limitadores do sistema de excitação?

O comportamento dinâmico dos limitadores de excitação bem como dos limitadores de abertura dos distribuidores, ação dos PSS e demais controles dos grupos geradores podem ser avaliados e permitem a validação dos modelos contratados quando de "retrofit" de unidades geradoras.

### 3.27 - SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL (RTDS) DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA DA CHESF: ESPECIFICAÇÕES, TOPOLOGIA DO SISTEMA, MODELAGEM, ENSAIOS E VALIDAÇÃO.

DENYS LELLYS(1); DÂICIO DA SILVA MELO(2); GUILHERME LOURO JUSTINO(3); - GE Grid(1);CHESF(2);FPTI(3);

Sistemas de medição sincrofásorial (SMF) estão sendo instalados extensivamente ao redor do mundo, sendo utilizados para proporcionar melhorias nas atividades de operação do sistemas elétricos, como análise de eventos, o monitoramento, e, progressivamente, adotados no suporte para tomada de decisão em centros de controle. Este artigo apresentará inicialmente os conceitos da tecnologia de medição fasorial sincronizada relativo à sua estrutura e as principais aplicações voltadas à melhoria da operação do sistema elétrico de potência (SEP) e também descreverá todas as fases desenvolvidas pela CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) relativo às especificações, aquisição, topologia do sistema, modelagem, e, em especial as simulações executadas no simulador em tempo (RTDS) sendo esta atividade em simulador RTDS inédita no Brasil e finalmente apresentação dos resultados e validação do sistema para instalação no sistema de potência da CHESF. Descreveremos ainda o desenvolvimento do ambiente de testes para permitir a implementação das simulações em tempo real (RTDS) do sistema de medição fasorial sincronizada de modo que os resultados possam ser utilizados na operação em tempo real no sistema da CHESF. Por fim, serão apresentadas as conclusões do trabalho, contribuições e sugestões para os demais agentes quanto a ensaios em simulador RTDS, seguidas das referências que serviram de base para sua elaboração.

Perguntas e respostas:

A) Os autores poderiam detalhar um pouco mais os ganhos observados ao executar as simulações para validação do SMSF utilizando o RTDS?

B) Qual foi a conclusão quanto à influência da relação do TC nas medições do TVE? Os resultados verificados para valores de corrente bem abaixo da corrente máxima do TC são críticos para o desempenho da PMU?

C) Qual foi o objetivo da utilização de 4 (quatro) PMUs virtuais durante os testes no RTDS?

### 3.28 - IDENTIFICAÇÃO EM TEMPO REAL DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE GERADORES UTILIZANDO SINCRÓFASES

ALAN DE PAULA FARIA FERRERA(1); GLAUCO NERY TARANTO(2); - CEFET-RJ(1);COPPE/UFRJ(2);

Este artigo apresenta uma estratégia para monitoramento dinâmico da impedância operacional de geradores síncronos (ZGER), considerando a operação de suas malhas automáticas de controle e proteção, que influenciam no valor dinâmico ZGER. Para realização deste monitoramento em tempo real, são utilizadas PMUs medindo os fasores de tensão e corrente nos terminais dos geradores a serem considerados. Essas medições "alimentam" um algoritmo de identificação disponível na literatura baseado em medições fasoriais e equivalente de Thévenin. Como aplicação prática, tal estratégia foi utilizada para auxiliar um método da literatura [1] de monitoramento da estabilidade de tensão, baseado em modelos de componentes, que originalmente promovia relevantes erros de estimação devido a uma representação aproximada de ZGER. Após a correção proposta os resultados foram consideravelmente aprimorados. As simulações foram realizadas no domínio do tempo, através da utilização do software PSAT [2]

Perguntas e respostas:

A) A presença de oscilações de potência estáveis no sistema elétrico poderia influenciar o resultado dessa estimação de Zmaq?

Como verificado na Figura 7 do artigo, o valor equivalente de Zmaq é influenciado pelo carregamento da Máquina. Um aumento do carregamento está associado à uma diminuição de Zmaq, enquanto que um efeito contrário é experimentado quando o carregamento é aliviado. Dessa maneira, se o carregamento de um gerador é influenciado pelas oscilações estáveis do sistema, então o valor estimado sim, será influenciado. Entretanto, cabe salientar que a identificação da impedância do gerador está no contexto do problema de identificação de instabilidade de tensão de longo prazo. Portanto, as oscilações eletromecânicas mesmo afetando Zmaq, logo se assentam no ponto de equilíbrio de curto prazo.

B) Os autores têm alguma proposta para verificar a melhoria na estimação do MTP para um sistema mais complexo do que o utilizado nas simulações apresentadas no artigo?

Análises sobre o aspecto da estimação de Zmaq foram realizadas para outros dois sistemas maiores que os encontrados no artigo: Sistema WSCC 9-Barras, que possui três unidades geradoras; e também para o Sistema Nordic32, formado por vinte unidades geradoras. Para estes sistemas, verificou-se também boas estimativas de Zmaq. Sobre o aspecto de estimação do momento de MTP em grandes sistemas, verifica-se que o método Corsi-Taranto, baseado somente em medições de PMU, durante sua concepção em (CORSI)

C) Seria aceitável para a estimação da estabilidade de tensão, a medição agregada de um conjunto de geradores de uma região, de forma a minimizar a quantidade de pontos de medição sincrofásorial?

Para a finalidade de avaliar a Estabilidade de Tensão em uma região, como por exemplo da área Rio de Janeiro, não seria necessário especificamente monitorar as impedâncias dos geradores, mas sim alocar PMUs medindo os fasores de tensão e corrente em barras de interface da Área Rio com o restante do SIN. Este algoritmo irá rastrear em tempo real a impedância equivalente da carga em cada barra de interface, assim como a impedância equivalente do restante do sistema. Através do monitoramento do casamento entre estas impedâncias a Estabilidade de Tensão é monitorada. O monitoramento das impedâncias dos geradores seria necessário para utilização de alguns algoritmos dependentes de topologia do sistema, como o método descrito em (DUONG, UHLEN,

### 3.29 - Novas Técnicas de Detecção de Oscilação de Potência baseadas em Medição Sincronizada de Fasores e Transformada de Wavelet

Rafael de Oliveira Fernandes(1); MAURO MUNIZ(2); Daniel Dotta(3); David do Nascimento Gonçalves(4); - ONS(1);ONS(2);UNICAMP(3);ONS(4);

Esse trabalho abordará dois métodos diretos para a análise de instabilidade transitória e estabilidade dinâmica instável durante condições de oscilação de potência no SIN com o uso somente de medições obtidas por PMU ("Phasor Measurement Unit"). O primeiro método explorará a dinâmica do vetor de impedância em relação ao seu escorregamento e a sua aceleração, e será proposto um novo ajuste baseado em um critério de seletividade e coordenação no âmbito de um sistema WAMPACS ("Wide Area Monitoring Protection and Control System") e proteção adaptativa, em tempo real. Já a segunda abordagem será através do uso da Transformada Discreta de Wavelet (TDW) aplicada no sincrofásor de diferença angular da interligação Acre-Rondônia, determinando-se, através da energia retida das componentes de aproximação e de detalhe dos sincrofásores, a energia crítica, a fim de que seja possível determinar o tempo crítico da oscilação de potência. A primeira perturbação analisada nesse trabalho ocorreu no dia 29 de Agosto de 2017, às 15h42min, envolvendo a região norte do Brasil no estado de Mato Grosso e a segunda perturbação ocorreu no dia 31 de março de 2018 às 23h44min, também envolvendo a região norte do Brasil. Em ambas essas ocorrências, dados de PMU foram coletados no concentrador de dados fasoriais PDC ("Phasor Data Concentrator") do ONS e os resultados, através de análise preditiva, se mostraram satisfatórios, onde foi possível observar e mitigar a aplicabilidade das funções de bloqueio e de disparo por perda de sincronismo no SIN através das novas técnicas abordadas neste trabalho.

Perguntas e respostas:

A) O critério utilizado para o ajuste do slope da curva característica no plano Aceleração X Escorregamento (Figs 10 e 18) é qualitativo ou pode-se estabelecer uma fórmula bem definida para o cálculo do slope e posição da curva?

Essa nova proposta, baseada somente em PMU, também tem ganhos quantitativos. Os resultados deste trabalho demonstraram um bom desempenho para os casos de instabilidade transitória, sendo possível, para este caso, determinar um "slope" bem definido. Contudo, para a segunda perturbação, com falta de torque de amortecimento, essa nova abordagem trouxe apenas ganho qualitativo, de monitoramento em tempo real, pois não verificou-se um "salto" na grandeza monitorada de diferença angular.

B) Se a característica da Fig. 18 fosse plotada na Fig 17, ela seria um plano ou apresentaria evolução temporal?

Ela seria um plano. Na Fig.18, tem-se a variável "tempo" implícita no escorregamento e na aceleração do vetor de impedância, de modo que o tempo crítico para a detecção do ponto de operação instável pode ser determinado pelo "blinder" proposto (característica de trip).

C) Para implementar um sinal de bloqueio para as proteções de distância, que cuidados ou testes seriam necessários para considerar esse algoritmo robusto?

Apesar do trabalho não ter abordado a seletividade e a coordenação do sinal de bloqueio para as proteções de distância, é possível utilizar esse sinal para o bloqueio das proteções de distância (durante condições de oscilação de potência), baseando-se no monitoramento do escorregamento e da aceleração do vetor de impedância aparente "visto" pela PMU. Por exemplo, pode-se monitorar a dinâmica do vetor de impedância, como a monotonicidade, suavidade e a continuidade, a fim de diferenciar entre uma condição de oscilação de potência e de curto-circuito. A vantagem dessa nova proposta é que essa solução robusta, em caráter de WAMPAC, baseia-se na diferença angular entre duas PMU e, portanto, tem-se uma caracterização mais segura acerca da dinâmica do vetor de impedância, dado que o fenômeno de oscilação de potência ocorre com o escorregamento de frequência entre duas fontes equivalentes, além de ter-se um monitoramento em tempo real.

### 3.30 - Influência e Redução de Impactos dos Erros de PMUs e de Redes de Comunicação em Aplicações Sincrofásoriais

JOSE EDUARDO DA ROCHA ALVES JUNIOR(1); JOÃO CÂNCIO COLARES DE OLIVEIRA(1); JULIO CESAR REIS DOS SANTOS(1); WALTER MARTIN HUAMAN CUENCA(1); BRUNO LUIZ DA COSTA FONSECA(1); CESAR JORGE BANDIM(1); - CEPEL(1);

As Redes de Medições Sincrofasoriais proveem um nível mais elevado de monitoramento das grandezas do Sistema Elétrico, fornecendo continuamente medidas mais exatas de magnitude de tensão e corrente, além de acrescentar medições angulares com a mesma referência de tempo, cálculos de frequência e de variação da frequência. O Operador nacional do Sistema (ONS) está implantando o Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF), com a instalação de quase duas centenas de PMUs no Sistema Interligado Nacional (SIN) em sua fase inicial. O Cepel criou o Laboratório de Medição Sincrofasorial (LabPMU) para apoiar a realização de ensaios e pesquisa aplicada visando a análise e desenvolvimento de aplicações dessa tecnologia voltadas à segurança e à flexibilidade da operação do SIN. O escopo deste artigo compreende inicialmente o exame da robustez das aplicações a erros no processo de medição fasorial. Será apresentada, em seguida, uma plataforma de "software" compreendendo vários programas integrados, com o objetivo de verificar, de forma controlada, a eficácia das aplicações sincrofasoriais perante erros nas medições. Um exemplo de exame de aplicação sincrofasorial de análise pós-evento será apresentado demonstrando os limites da sua imunidade a erros no processo de medição.

Perguntas e respostas:

A) Quais as consequências práticas da não causalidade nas medidas de PMU? Por exemplo, na análise de uma perturbação isso poderia induzir a uma percepção errada do instante de ocorrência de uma falta?

Uma das primeiras consequências práticas é realmente a percepção errada do instante da ocorrência de uma falta. Independente da não causalidade, já há uma incerteza de 1 ciclo devido à amostragem da PMU. Se não houver o correto entendimento do funcionamento da PMU, o momento da falta pode ser antecipado. Outra consequência é o impacto da não causalidade foi levantado no artigo "Impact of Causality on Performance of Phasor Measurement Unit Algorithms", de Wencho Meng e outros (IEEE, 2018). Este artigo descreve-se o funcionamento de um sinal estabilizador para uma grande área, com base em medições de PMUs. Apresenta-se o caso em que não há estabilidade, com PMUs não causais. Apresenta-se ainda uma solução para o problema, modificando-se o algoritmo das PMUs, que os autores denominam PMUs causais.

B) Além dos testes de comunicação entre PMUs e PDCs, os autores já verificaram a questão de problemas de comunicação usando barramento de processos?

Vislumbra-se que o uso de barramento de processos será cada vez mais intensivo, no âmbito da suíte de normas IEC 61850. Inclusive, no Cepel já houve o teste de uma PMU com estas condições. A questão dos problemas de comunicação usando o barramento de processos ainda não foi verificada pelos autores. Uma sugestão é usar os métodos propostos em "Characterization of Substation Process Bus Network Delays", de André dos Santos e outros (IEEE, 2018).?

C) Os autores consideram importante a realização de testes em PDCs? Por quê?

Sim. Os concentradores de fasores devem atender a vários critérios funcionais envolvendo o recebimento dos fasores, o repasse dos fasores, o sincronismo, facilidade de configuração e até com relação à segurança de dados. A referência "IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring" (IEEE, 2014) é um bom guia para a avaliação de PDCs. Se os concentradores de fasores atendem aos critérios contidos no mesmo, há evidências de que o sistema de medição sincrofasorial terá funcionamento correto no que concerne este item.

### 3.31 - A experiência da INTESA/Eletronorte na implantação de unidade de medição sincrofasorial (PMU) no COMC-LT7-03 e integração com os concentradores (PDC) do ONS - Dificuldade e soluções

FELIPE CASTELAR TORRES SILVA(1); LEANDRO VIEIRA FERNANDES(2); LEONARDO GOMES LIMA(1); VINÍCIUS LUNARTI VALADÃO(3); - ELN(1);Leme(2);INTESA(3);

O presente trabalho apresenta um caso de sucesso de implantação da unidade de medição sincrofasorial no terminal da linha de transmissão, circuito 3 entre a subestação Colinas (SECO) e a subestação Miracema (SEMC) no estado do Tocantins (COMC-LT7-03). A referida linha de transmissão é de propriedade da empresa INTESA, que trabalhou em conjunto com a ELETROBRAS ELETRONORTE nesse processo de implantação, desde a concepção do projeto até a integração final com os sistemas concentradores de dados do ONS em Brasília e no Rio de Janeiro. A implantação foi autorizada à INTESA pela ReA 5861/2016 da ANEEL. A solução para levar a informação sincrofasorial ao ONS baseou-se na implantação de uma unidade de medição sincrofasorial (PMU) marca GE/Reason integrada a um concentrador local (PDC), com software SAGE (upd27) do CEPEL. Esse sistema local se integrou por meio de rede IP, denominada Rede de Sistema de Supervisão da Eletronorte (RSS). Essa rede IP está integrada COSR/NCO e COSR/SE, designados pelo ONS, conforme previsto no submódulo 11.8 dos Procedimentos de Rede. O sistema de medição sincrofasorial do ONS, Phasorpoint do fabricante GE/Alstom alcança a rede local da SECO por meio de interface dedicada e exclusivamente endereçada para o sistema de medição sincrofasorial do ONS (SMSF). A comunicação em protocolo G37.118 provida pelo RVP311 é encaminhada aos concentradores do ONS por meio de repasse das mensagens do concentrador SAGE instalado na SECO. A aquisição das informações do RVP311 pelo SAGE utilizou o transporte UDP/IP, enquanto a comunicação de repasse ao ONS foi realizada com transporte TCP/IP. O controle de acesso é uma das limitações encontradas nessa integração. Esse controle teve de ser implementado em nível de rede, uma vez que, nem o sistema RVP311 da GE/Reason e nem o SAGE do CEPEL o implementam. Uma dificuldade já resolvida foi o atendimento ao padrão de identificadores definidos no manual de procedimento operacional RO-SC.BR.05. O CEPEL teve de desenvolver e disponibilizar uma melhoria (patch) em seu conversor de protocolo para que pudesse atender o padrão ONS, sem que a empresa abrisse mão da sua identificação local.

Perguntas e respostas:

A) Qual o motivo para conexão à rede de FURNAS?

O motivo para utilização da rede SDH de Furnas não guarda relação direta com o SMSF. A Eletronorte já utilizava canais de comunicação providos por Furnas a partir da subestação da SE Barra do Peixe no Mato Grosso, desde da implantação inicial do controle mestre dos polos do Projeto Madeira. Essa tratativa entre as empresas se deu em um cenário onde as conversoras do polo 1 já se encontravam em condições e operar, entretanto não havia linha de transmissão e sistema de telecomunicações entre as subestações em Porto Velho ? RO e Araraquara ? SP. Ressalta-se que o concessionário dono da linha, no caso a IE Madeira, era responsável pela construção da linha de transmissão e pela implantação do sistema de telecomunicações do polo 1. Para o SMSF houve apenas a ampliação da banda de 1xE1 (2Mbps) para 2xE1 (4Mbps agregados) entre a SE Barra do Peixe e o SAR do COSR/SE.

B) No projeto de engenharia padrão, quais foram os requisitos adicionais solicitados ao SAGE e ao PDC Explorer?

No PEP da Eletronorte, há possibilidade de se rodar o PDC em hardware dedicado ou compartilhar o hardware utilizado para a função tradicional, SAGE-SCADA. Preferencialmente, adotou-se a utilização de hardware compartilhado. Para efeitos de atualização do padrão houve apenas a revisão da especificação do computador industrial com mais memória volátil (mínimo 16 RAM) e capacidade de armazenamento (mínimo 1TB). Com relação ao PDC Explorer, trata-se de uma aplicação tipo desktop considerada leve. Pode ser executada em computadores de escritório sem maior comprometimento de desempenho (processador e memória). O acesso desse programa possui duas modalidades. Uma delas é a consulta ao PDC online nas subestações, que conta com um repositório circular de 8 dias. Outra é uma consulta tipo histórica que é feita, no caso da Eletronorte, no servidor concentrador corporativo. Nesse servidor foi configurado o horizonte de 500 dias com ocupação estimada de 4TB. Os arquivos históricos com mais de 8 dias são compactados automaticamente pelas rotinas do SAGE-PDC, com fator de compressão de 33%.

C) Foi feita uma estimativa global da economia obtida com essa abordagem, que aproveita toda infraestrutura já presente na subestação, em comparação com a abordagem de instalar medidores e rede especificamente para a medição sincrofasorial?

No caso da Eletronorte, foram utilizados medidores específicos para SMSF. Para rede, no entanto, optou-se pela utilização da rede de sistemas de supervisão já integrada aos centros do ONS. As adequações necessárias à RSS eram intuitivamente menores do ponto de vista de investimentos do que a instalação de uma rede dedicada para o SMSF. Ademais, o trabalho realizado na linha da INTESA na SE Colinas foi apenas um prelúdio do projeto de medição fasorial na Eletronorte que hoje conta com 26 terminais de linhas em 07 subestações. Assim, houve o reaproveitamento da estrutura de rede implementada, especialmente da conexão com o COSR/SE. Entende-se que a convergência do SMSF é uma tendência de mercado e até a própria funcionalidade de medição sincrofasorial será incorporada aos dispositivos IED de proteção e controle.

### 3.32 - PROCESSO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO DE VULTO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - CASO EXEMPLO

DENISE BORGES DE OLIVEIRA(1); TATIANA MARIA TAVARES DE SOUZA ALVES(2); ALEXANDRE ANDRADE TORRES(3); ANTÔNIO CARLOS DA ROCHA DUARTE(4); Suelaine dos Santos Diniz(5); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);ONS(4);ONS(5);

Este trabalho apresenta o processo de elaboração do Relatório de Análise de Perturbações – RAP, conduzido pelo ONS, que documenta as análises das perturbações de vulto ocorridas no Sistema Interligado Nacional - SIN, utilizando como exemplo uma ocorrência em que a abertura de diversas linhas de transmissão isolaram o Norte/Nordeste do restante do SIN, provocando um colapso no fornecimento de energia a estas regiões, com reflexos para o Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Serão apresentadas as etapas envolvidas no processo, desde a identificação da perturbação, levantamento dos agentes envolvidos, simulações e ferramentas de análise utilizadas, até a emissão do relatório final com as conclusões e providências.

Perguntas e respostas:

A) Considerando a participação dos Agentes no processo de perturbações de vulto no SIN, como o ONS tem percebido essa participação e o espírito de colaboração por parte dos Agentes?

Com o perfil do setor elétrico atual, onde um grande número de novos agentes vem se integrando ao SIN, a participação e colaboração necessita ser estimulada para que cheguemos a um resultado melhor. Daí a ideia deste artigo, mostrar principalmente para os novos acessantes a importância do seu envolvimento e participação mais efetiva para que a análise traga benefícios para o SIN como um todo.

B) Terminada a análise de uma perturbação de vulto e constatada a necessidade de implementação de melhorias em um determinado sistema de proteção, como é encaminhada essa providência caso a mesma dependa de investimentos por parte do Agente?

Dependendo da implementação apontada no RAP, esta pode ser classificada como uma melhoria, como no caso de mau desempenho por obsolescência do equipamento, ou reforço, como no caso de necessidade de troca de uma proteção causada por alterações na configuração do sistema no entorno. Sendo uma melhoria, o investimento será suportado pelo agente, uma vez que este já recebeu pelo ativo/equipamento e tem como obrigação mantê-lo em perfeitas condições para que seja garantida a confiabilidade, segurança e bom funcionamento do SIN. No caso da implementação ser classificada como Reforço, será incluída no PAR ou no SGPMI e terá receita prévia da ANEEL para que seja atendida.

C) Considerando a complexidade de alguns ECE em operação no SIN, esses esquemas tem um tratamento especial durante as análises de perturbação coordenadas pelo Operador? Como é feito o controle da "conformidade" dos mesmos?

No RAP é verificado o impacto que a recusa ou atuação incorreta do SEP causa no SIN perante a perturbação e a análise de sua atuação e desempenho é efetuada de acordo com os critérios estabelecidos no relatório de análise estatística de desempenho de SEP emitido pelo ONS. A análise estatística de sua atuação (correta/incorreta/acidental e recusa) é efetuada para cada desligamento verificado na perturbação, e a análise estatística de seu desempenho (satisfatório/insatisfatório) é efetuada visando avaliar o resultado do conjunto de ações do SEP durante a perturbação.

### 3.33 - Proposta de Aceleração da Proteção de Falta a Terra Estator Através da Corrente de Sequência Negativa

RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA(1); PAULO MÁRCIO DA SILVEIRA(2); CARLOS ALBERTO VILLEGAS GUERRERO(2); BRUNO DOS SANTOS FARIA(2); - REIVAX(1);UNIFEI(2);

Este artigo propõe uma estratégia para otimizar a atuação da função de proteção contra falta à terra no estator (ANSI – 64G) de geradores síncronos baseada na supervisão das correntes de sequência negativa, de forma a permitir a seletividade e rapidez desta função para faltas desequilibradas no lado do gerador e garantir a devida coordenação para faltas no lado da linha de transmissão. Através de um esquema de teste de hardware-in-the-loop entre o RTDS e um relé comercial, a sensibilidade da função 64G é investigada para diferentes cenários, inclusive aqueles onde se espera influência das capacitâncias de acoplamento do transformador elevador.

Perguntas e respostas:

A) Considerando as vantagens da otimização do tempo de atuação da função 64G, que estudos ou verificações devem ser realizados antes da implementação de um tempo reduzido de atuação dessa proteção?

A ordem de ajuste da função 59N é a tradicional, não mudará. Tipicamente ajusta-se o 59N de forma a cobrir até os 10% do enrolamento do gerador. Já temporização é algo discutível, tradicionalmente fica na casa dos 200ms-400ms justamente para evitar uma possível atuação indevida para os curtos externos devida ao acoplamento capacitivo. A aceleração / bloqueio visa contornar essa temporização para os casos de faltas fase-terra no lado de BT do transformador elevador. O bloqueio/aceleração da função 59N é justamente para que a função contorne essa temporização para os curtos dentro da zona protegida por essa função do gerador. Para implementação do bloqueio/aceleração do 59N, bastaria analisar a contribuição de sequência negativa do gerador para as faltas na BT e AT do transformador elevador que, por sua vez, deve ser conectado em delta. Tal análise dará os subsídios necessários para ajuste do bloqueio da função 59N.

B) O artigo informa que para valores práticos de capacitância de acoplamento não houve sensibilização da função 64G. É imprescindível a realização da modelagem dessas capacitâncias na etapa de cálculo dos ajustes para assegurar o bom desempenho da proteção?

Não é, pois a capacitância de acoplamento não terá interferência no ajuste do bloqueio/aceleração da função 59N.

C) Considerando o bom desempenho da lógica de bloqueio proposta, os autores recomendam sua aplicação compulsória para a habilitação da função 64G?

Sim, pois a aceleração da atuação dessa função para os curtos fase terra é capaz de evitar a evolução do curto circuito que, por sua vez, possui uma capacidade destrutiva muito maior para o gerador e elementos associados.

### 3.34 - Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos de grande porte no Sistema Interligado Nacional

FABRÍCIO ANDRADE MOURINHO(1); DANIEL MOTTER(2); JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR(3); Tatiana Mariano Lessa de Assis(4); - ONS(1);UNIOESTE(2);USP(3);COPPE(4);

Recursos energéticos conectados no sistema de distribuição devem ser desligados na ocorrência de ilhamentos, pois problemas associados à segurança de equipes, da população e de equipamentos podem ocorrer. Portanto, a proteção anti-ilhamento usualmente é um requisito para a conexão destes recursos na rede. Se os ajustes das proteções forem muito sensíveis, podem ocorrer atuações incorretas, como, por exemplo, em casos de perdas de grandes blocos de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN), o que contribuiria para aumentar o desequilíbrio entre carga e geração do SIN como um todo. Neste contexto, este artigo busca avaliar o desempenho das proteções anti-ilhamento para atuar em eventos de ilhamento e não atuar para eventos sistêmicos. Para tal análise, serão utilizados dados de eventos reais que aconteceram no SIN, simulações de eventos de ilhamento de um gerador distribuído baseado em inversor e a metodologia de mapa de ajustes para comparação dos resultados.

Perguntas e respostas:

A) Qual a diferença básica no comportamento de um gerador síncrono distribuído e de um DER baseado em inversores na ocorrência de um evento de ilhamento não intencional?

B) Considerando a proliferação dos DER no sistema elétrico de distribuição, como coordenar a atuação da função ERAC para evitar atuações indevidas durante situações de ilhamento que resultam em desligamento inesperado de cargas conectadas ao sub-sistema ilhado e penalizações no DEC da Distribuidora?

C) Os autores citam a não exigência de estudos de estabilidade eletromecânica no âmbito do sistema interligado como uma dificuldade para a validação dos ajustes praticados para as funções de proteção anti-ilhamento. Quem deveria se responsabilizar por esse estudo? A Distribuidora? O Acessante? Deveria haver uma definição de responsabilidades quanto a esses estudos no PRODIST? Ou nos Procedimentos de Rede do ONS?

### 3.35 - Impactos Negativos das Fontes Conectadas Via Inversores em Relés de Proteção

GLAUCO NERY TARANTO(1); JOSE MAURO TEIXEIRA MARINHO(2); TATIANA MARIANO LESSA ASSIS(2); ROBERTO CUNHA DE CARVALHO(2); - UFRJ(1);COPPE/UFRJ(2);

Este trabalho apresenta uma análise baseada em simulação computacional do impacto das fontes conectadas à rede via inversores, particularmente aquelas exclusivamente conectadas, como a fonte solar fotovoltaica e a fonte eólica do Tipo IV (do inglês full converter). O artigo mostra que relés de proteção cuja função direcional é baseada nas grandezas de sequência negativa, tem seu desempenho degradado ou até mesmo errôneo, em situações onde o circuito da sequência negativa tem uma elevada impedância do lado da fonte. O artigo sugere que a injeção de correntes assimétricas pelos inversores durante curto-circuito pode resolver o referido problema.

Perguntas e respostas:

A) Quais seriam os efeitos dessa injeção de correntes desequilibradas no alcance de relés de sobrecorrente direcional de neutro (67N) polarizados por tensões de sequência zero ou por composição de tensões de sequência positiva e zero?

A injeção de corrente assimétrica tenta emular a resposta da fonte convencional (máquina síncrona). O efeito dessa injeção, portanto, seria fazer com que as proteções tendam a atuar da mesma forma como atuariam no sistema convencional.

B) Como seria solucionado o problema da polarização por tensão de memória, uma vez que a injeção ocorreria após a inserção do curto-circuito? Pode haver poluição da grandeza de polarização pela inserção de correntes desequilibradas?

Como foi dito anteriormente, o objetivo da injeção de correntes desequilibradas seria tentar emular a resposta da fonte convencional com a melhor coerência possível, permitindo às proteções responderem da mesma forma que a fonte convencional. A ideia é que o início da injeção de correntes assimétricas aconteça o mais rapidamente possível após a inserção do curto-circuito, ou seja, considerando o pequeno atraso da malha de controle de corrente do inversor, mas ainda durante o curto-circuito.

C) Em esquemas de transferência de disparo por sobrealcançe (POTT) qual seria a recomendação para polarização dos relés, uma vez que os alcances dos relés do terminal adjacente e remoto devem ser iguais ou muito próximos?

Não estudamos ainda esta aplicação. As aplicações específicas precisam ser estudadas, como desdobramento natural da pesquisa.

### 3.36 - AUTOMAÇÃO DA COLETA DE DADOS DE MEDIÇÃO - APLICAÇÕES PARA FATURAMENTO E CONTABILIZAÇÃO DO MERCADO

DALMIR CAPELLA(1); - CCEE(1);

A presente contribuição técnica disserta sobre a possibilidade de integração da plataforma de coleta da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a infraestrutura existentes nas distribuidoras. No atual cenário em que as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil estão implantando em grande escala a automação das coletas de dados de medição, principalmente nos consumidores do Grupo A (alta e média tensão), é importante avaliar a oportunidade de integração, propondo assim uma alternativa para disponibilização dos dados de medição para fins de contabilização do mercado, além das tradicionais aplicações para faturamento, controle e operação.

Perguntas e respostas:

A) Na arquitetura proposta na Fig. 4 é ainda possível a coleta ativa de dados?

A plataforma de integração é um barramento que tem a inteligência de rotear e "enriquecer" mensagens baseadas nas informações que são disponibilizadas. Desta forma, temos que utilizar dos mecanismos/sistemas existentes para fazer a coleta ativa, como já é feito hoje. Com o projeto de integração com as distribuidoras, provavelmente será realizado um serviço chamado de ODR (On Demand Reading) onde seria solicitado ao concentrador da distribuidora uma coleta pontual.

B) Por que na solução baseada em SOA o agente consegue também ter acesso aos dados? Ele teria acesso ao barramento de integração (integration bus)?

Sim. Hoje os agentes já possuem acesso ao barramento IBM e temos disponível o serviço chamado "Listar Medidas", onde disponibilizamos os dados do SCDE tratados conforme o filtro de pesquisa.

C) Qual o estágio atual de implementação da proposta apresentada?

O projeto está em curso com a definição da arquitetura da solução, como também estão sendo realizadas reuniões com as distribuidoras para conhecimento de seus sistemas internos, bem como obter sugestões para implementação, inclusive que a solução proposta não acarrete investimentos significativos de desenvolvimento e adaptações. O prazo para conclusão está disposto no Resolução Normativa Aneel nº 759/2017 (prazo final de 2020).

## 4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

O setor vive um momento de grandes mudanças, tanto do ponto de vista tecnológico quanto regulatório. No contexto tecnológico, assistimos a adoção crescente novas tecnologias de geração e armazenamento de energia conectadas ao sistema através de dispositivos eletrônicos (inversores), aumento da geração distribuída e da microgeração, introdução de transformadores de instrumentação não convencionais comunicando através do protocolo IEC 61850, novos dispositivos de proteção utilizando princípios como ondas viajantes e grandezas incrementais, maior disponibilidade de dados de medição fasorial etc. Por outro lado, a regulamentação do setor está sendo alterada, de forma a

afetar o projeto e construção de novos empreendimentos, sendo que nesse contexto várias questões terão repercussão na área de PAC, como por exemplo, a remuneração pela maior disponibilidade de ativos e a necessidade de formação adequada de equipes num contexto de renovação e redução de pessoal especializado.

Observamos também que, com o crescimento do sistema interligado, a questão da proteção de geradores síncronos passou a ter maior atenção do setor, fomentada também pela maior disponibilidade de medições de grandezas do sistema elétrico que o sistema de medição síncrofasorial vem proporcionando. Por outro lado, com o aumento da adoção de fontes distribuídas, em geral com interconexão ao sistema de transmissão através de inversores eletrônicos, ganhou importância o correto ajuste das proteções desse sistema, posto as características específicas dessas plantas de geração.

Por esse motivo, o painel técnico do GPC tratará desses temas, com a apresentação de quatro especialistas do setor, conforme abaixo:

Filosofias de proteção de geradores convencionais e os desafios nos ajustes da proteção para conexão da geração eólica e solar ao sistema elétrico de potência

Apresentadores:

- Antônio Carlos da Rocha Duarte – ONS
- José Benedito Mota Júnior– ITAIPU
- Gilmar Francisco Krefta – COPEL
- Francisco Reis Filho – UERJ
- Carlos Alberto de Miranda Avis - Avis Consultoria

Objetivo: O painel visa ser um curto tutorial sobre a filosofia das principais funções de proteção de geradores síncronos e impactos dos novos tipos de geração nos sistemas de proteção.

Tempo das apresentações: 20 minutos

Considerações finais/perguntas: 20 minutos

Tempo total: 100 minutos

Data/hora: 13 de novembro de 2019, das 13h50 às 15h30

Tema 1: Filosofia e interação de sistemas de proteção e controle de geradores síncronos – Antônio Carlos Rocha (ONS)

- Funções de proteção: ANSI 24, 40, 59 e 78 x Curva de Capabilidade

Tema 2: Filosofia de proteção contra curtos-circuitos internos e externos ao gerador síncrono – José Benedito Mota Jr. (Itaipu)

- Funções de proteção: ANSI 21, 59N, 64, 87, 51V

Tema 3: Proteções "especiais" aplicadas em geradores síncronos – Gilmar Francisco Krefta (Copel)

- Funções de proteção: ANSI 32, 46, En. Inadvertida

Tema 4: Impactos dos novos tipos de geração – Eólica e Solar – nos sistemas de proteção. – Francisco Reis Filho (UERJ)

Considerações Finais/Perguntas – Carlos Alberto Avis - Mediador

## 5.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 1

Graças ao uso extensivo das facilidades providas pelos modernos IEDs de proteção, importantes melhorias tem sido implementadas nos sistemas de proteção, com destaque para as aplicações de proteção de geradores síncronos.

## 6.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 2

Os relatos das aplicações da normal IEC 61850 têm demonstrado um aumento cada vez maior em diversas situações práticas, o que demonstra a maturidade do setor nesta área.

## 7.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 3

O tema de proteção e automação em barramentos mereceu destaque quanto aos requisitos regulatórios a serem observados e aos projetos de modernização, resultando na ampliação da capacidade de monitoramento desses sistemas.