



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC 28  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

## **GRUPO V**

### **GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC ANÁLISE DE EVENTOS COM O APOIO DA OSCILOGRAFIA EM AMBIENTE DESREGULAMENTADO**

**Sérgio L. Zimath<sup>1</sup> \* Fernando C. Neves<sup>1</sup> Adriano Pauli<sup>2</sup> Gilmar Krefta<sup>3</sup> Arlan L. Bettiol<sup>4</sup>  
REASON TECNOLOGIA<sup>1</sup> ELETROSUL<sup>2</sup> COPEL TRANSMISSÃO<sup>3</sup> FACULDADE SATC<sup>4</sup>**

## **RESUMO**

O processo de desregulamentação do setor elétrico tem avançado em nível mundial, instigando, desta forma, a competitividade entre as concessionárias de energia elétrica. Porém, os seus impactos diretos nas áreas técnicas das empresas não estão ainda completamente delimitados ou compreendidos.

Nesse novo cenário, as empresas de transmissão são penalizadas pelo tempo de indisponibilidade de suas linhas de transmissão e demais componentes. As origens, assim como as conseqüências de uma perturbação, deixaram de ser apenas um indicativo de melhoria técnica da manutenção do sistema de transmissão, para se transformar na indicação do agente que receberá a multa pela indisponibilidade de um ativo do sistema integrado. A parcela variável representa, neste novo cenário, uma forma de punição sobre a receita anual permitida de um ativo de transmissão e causa, por si só, um profundo impacto na maneira de se operar, manter e restabelecer o sistema em caso de uma falta, justificando uma série de novos requisitos e procedimentos.

No ambiente desregulamentado, os registros oscilográficos são usados como prova em litígios entre concessionárias, operadores do sistema e agentes reguladores, necessitando atender a novos requisitos para a especificação de suas novas funções. Relatórios de eventos, como os do blackout de 2003 nos EUA, já apresentavam alguns itens de requisitos funcionais dos novos sistemas de oscilografia: necessidade de sincronismo temporal em todos os registradores de perturbação e a definição de um padrão de nomenclatura para os registros visando facilitar a análise de perturbações de grande escala que geram impacto em mais de uma empresa e, portanto, necessitam de oscilografias de muitos registradores para a sua mitigação em uma escala de tempo aceitável.

A análise de perturbação é atualmente realizada com a grande preocupação para que haja o imediato retorno à operação da linha de transmissão, existindo casos em que várias equipes e até helicópteros são utilizados para a rápida recomposição de linhas em casos de faltas permanentes. Porém, o tempo de acesso à informação necessária à localização de defeitos pode ser elevado dependendo dos canais de comunicação utilizados, não sendo ainda entendido por alguns agentes que este tempo estará sendo contabilizado para a aplicação da multa da parcela variável.

O artigo aborda em detalhes cada uma das situações descritas e relaciona as novas características técnicas que têm surgido em registradores de perturbação para atender às mudanças necessárias ao ambiente desregulamentado tais como comunicação criptografada, logs de acesso de alteração de parâmetros em equipamentos, registros com assinatura digital, interfaces ópticas para comunicação, aumento da precisão de aquisição, envio automático de relatórios, certificados de calibração para entradas analógicas, registro de parâmetros da qualidade da energia elétrica, fonte de energia *backup*, etc.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Análise de perturbações, RDP, registradores de perturbação, registros oscilográficos

## 1.0 - INTRODUÇÃO

A análise de perturbação é uma das tarefas mais interessantes que um engenheiro de proteção pode executar, pois, pelo seu caráter investigatório, requer um pensamento metódico, dados confiáveis e tempo para execução de um relatório de análise.

Pelo caráter rápido da atuação das proteções, que é da ordem de poucos milissegundos, a análise necessita ser baseada em dados vindos registradores de perturbação, que são equipamentos especialmente projetados para supervisionar o funcionamento do sistema elétrico e deve atuar como uma caixa preta de um avião.

A comparação com a caixa preta de um avião pode ser usada para resumir o procedimento de análise de um problema pela indústria de aviação, na qual uma perturbação pode causar, além de prejuízos financeiros e materiais, a perda de vidas humanas, fazendo com que os procedimentos de análise de acidentes devam ser bem desenvolvidos e rígidos.

Uma primeira característica que se percebe é que, quando de um acidente em um avião, o responsável pela análise não busca as informações nos vários sistemas de controle existentes no avião, mas em um equipamento específico para este fim. Este equipamento foi aperfeiçoado ao longo de anos para a execução de uma tarefa dedicada, que executa com notável perfeição, que é a caixa preta.

Analogamente no Sistema Elétrico, existe o registrador de perturbações que evoluiu muito nos últimos anos para atender aos requisitos de análise de perturbação dos eventos do setor elétrico, tornando as suas características mais avançadas e incorporando outras funcionalidades com o objetivo de ser o centralizador de informações para a análise. A seguir, tem-se uma foto de um registro de perturbação feito por um antigo registrador analógico, mais conhecido como oscilógrafo.

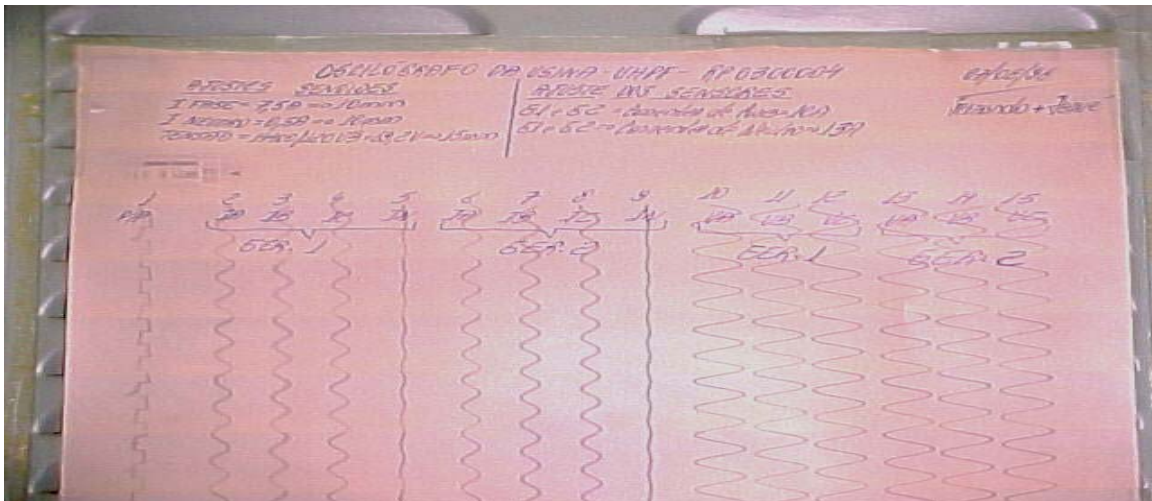


FIGURA 1 – Foto de um registro de perturbação gerado em papel

A análise de perturbações era executada usualmente com uma régua sobre o papel com o objetivo de se verificar os níveis de curto-circuito, e os tempos de atuação e desempenho das proteções. Outras informações eram difíceis de serem extraídas pela pouca precisão que o registro apresentava. Porém, nessa época, o interesse na leitura e análise de dados de perturbações era unicamente técnico, cujo objetivo era permitir e identificar atuações indevidas das proteções e assim, melhorar os ajustes de forma a diminuir o “stress” pelo qual o sistema e equipamentos eram submetidos durante uma determinada perturbação.

Com a desregulamentação, a excelência técnica passou a disputar espaço com a necessidade das empresas realizarem lucro sobre o investimento realizado, pois os custos da “qualidade técnica” não mais seriam “socializados” pelo sistema interligado. O objetivo da desregulamentação é fornecer a melhor energia ao menor custo para o usuário final e, para isso, impõe padrões técnicos visando elevar ou manter os níveis de qualidade de fornecimento, impondo penalidades para o caso de não cumprimento destes níveis. Através de leilões os agentes de transmissão devem oferecer a menor Receita Anual Permitida pelo investimento na construção de uma linha de transmissão.

Se por um lado a análise de perturbação tem um custo associado em equipamentos, canais de comunicação e pessoal, por outro ela tem um impacto direto na redução do valor da penalidade a qual o agente está exposto devido ao um desligamento forçado de um componente. O tempo necessário para a análise de uma ocorrência e o retorno de uma linha ao sistema é influenciado pelo trabalho do engenheiro de proteção, que irá ajudar na

recuperação de uma linha com um defeito permanente, através da informação precisa do defeito e sua posição na linha de transmissão, permitindo que as equipes de manutenção efetuem o conserto do ativo.

Nesse sentido, canais de comunicação de maior banda para acesso às oscilografias em registradores de perturbação certamente serão necessários neste novo cenário, onde o tempo de espera para uma informação não é contado em segundos, mas sim em reais. Desta forma, os canais de comunicação via modem estão deixando de ser usados, sendo substituídos gradativamente por links Ethernet.

Também será necessária uma maior precisão dos algoritmos de localização de faltas. Atualmente, a quase totalidade da informação de localização de defeitos advém de algoritmos de localização de defeitos com dados de uma extremidade, apesar de serem conhecidas várias situações que incorrem em uma menor precisão dos resultados obtidos. Assim, algoritmos de localização de duas extremidades, os quais necessitam de informações de mais de um equipamento para serem processados, irão se integrar aos atuais sistemas de oscilografia das empresas em um futuro bem próximo. Novos sistemas de gerenciamento de dados de oscilografia irão ser implementados para dar suporte a este tipo de algoritmo e ao volume de dados adquiridos e manipulados. Adicionalmente, sistemas inteligentes de análise de faltas também serão desenvolvidos e implementados, possibilitando, principalmente, a análise simplificada de perturbações de menor impacto sistêmico.

## 2.0 - IMPACTOS NO PROCESSO DE ANÁLISE DE OCORRÊNCIA

O advento da desregulamentação do sistema elétrico criou um ambiente competitivo entre os agentes, tanto pela separação entre agentes de geração, transmissão e distribuição quanto pelo surgimento de empresas privadas competindo com empresas de capital público.

Os Procedimentos de Rede, com todos os sub-módulos de análise de perturbações, estabeleceram formalmente como seriam as relações entre os diversos agentes, estabelecendo uma formalidade para o processo de análise de perturbação envolvendo os Agentes e o Operador Nacional do Sistema (1,2,3,4). Hoje em dia está claro que, quando penalidades estão envolvidas, haverá discussões técnicas visando identificar o causador da perturbação, não apenas com o intuito de melhorar o sistema elétrico para evitar que tal ocorrência volte a acontecer, mas também com o objetivo evitar ser penalizado.

Logo, no ambiente desregulamentado, os registros oscilográficos atuam como prova em litígios entre concessionárias, operadores do sistema e agentes reguladores e para tal utilização, necessitam ter credibilidade. Para isso, o registro gerado deve representar fielmente o sistema durante a perturbação, não sendo possível ser alterado ou apagado.

### 2.1 Sincronismo temporal dos registros de perturbação

Uma série de equipamentos diferentes registra as informações de um mesmo evento do sistema elétrico e a análise da perturbação necessita usualmente correlacionar dados de várias fontes distintas, como diferentes registradores de perturbação em pontos distintos do sistema interligado. A sincronização de dados realizada manualmente pode incorrer em vários erros e, mesmo quando necessita ser feita manualmente, é demorada e atrasa consideravelmente o processo de análise.

No Brasil, os Procedimento de Rede, através do sub-módulo 2.5, já definem que os registradores de perturbação e sistema de automação devem permitir a sincronização da base de tempo interna por meio de relógio externo, de forma a manter a exatidão em relação ao tempo do Sistema Global de Posicionamento por Satélites (GPS), com erro máximo inferior a um milissegundo.

Nos EUA, por exemplo, não havia uma definição clara de obrigatoriedade de sincronização da base de tempo e os agentes acabaram por não investir em tal equipamento. Na análise do blackout de 2003, quando houve a necessidade de se analisar milhares de registros de diversos equipamentos de agentes diferentes, o primeiro problema que se encontrou foi a dificuldade de se realizar comparações entre os vários registros disponíveis, pois a base de tempo deles não era comum. Em função disso, o relatório final de análise daquele blackout definiu que os registradores de perturbação deveriam todos estar sincronizados e isto foi feito nos dois anos seguintes.

Um problema que se está descobrindo apenas agora, relacionado à sincronização dos registros, é que, devido a dificuldade de implementação da recepção de tempo dos equipamentos, a precisão alcançada ainda está muito longe do milissegundo esperado, mesmo em equipamentos como relés de proteção de última geração, conforme foi mostrado no artigo (5). Este problema se agravou a partir da adoção da norma IEC61850, que definiu o protocolo de sincronismo NTP para a sincronização temporal dos equipamentos e que, em testes realizados, tem mostrado alcançar uma precisão em torno de 10 ms.

Já existe uma norma IEEE que permite o sincronismo de equipamentos com a precisão de até 1µs em uma rede Ethernet (6). Esta norma está sendo estudada para ser incorporada à norma IEC61850, de forma que se consiga obter a precisão de sincronismo temporal desejada para a análise de perturbações.

## 2.2 Padronização de nomenclatura de ativos e registros

Outro problema bastante comum é a falta de padronização dos canais analógicos e digitais em registros de oscilografia. Apesar de algumas empresas possuírem padrões próprios, dificilmente a mesma nomenclatura é adotada em mais de uma empresa, fazendo com que no momento da análise do evento, seja necessário renomear canais ou fazer uso de uma tabela de conversão. Também no relatório final de análise do blackout de 2003 nos EUA foi proposta a criação de um padrão de nomenclatura dos arquivos de registro que, no entanto, se restringiu ao nome dos registros e não faz qualquer menção ao nome dos canais (7).

A norma COMTRADE (8) está atualmente em revisão e os seguintes pontos foram levantados para inclusão na próxima versão por engenheiros de proteção:

- Adoção do padrão COMNAMES para nomenclatura do registro
- Agrupamento dos arquivos em um único
- Taxas de amostragem dinâmicas
- Inclusão de script para canais calculados
- Alteração na forma de gravação dos dados digitais
- Integração com a IEC61850

## 2.3 Registros de medição fasorial

Uma característica importante a ser entendida sobre o sistema elétrico é que depois da desregulamentação, o sistema passou a trabalhar sempre mais no seu limite, seja pela necessidade de maximizar a utilização dos ativos existentes, seja quantidade insuficiente de recursos para melhorar o sistema.

Naturalmente o sistema está menos robusto do que era no passado e fenômenos relacionados à dinâmica do sistema têm se tornado mais comuns, merecendo maior atenção durante o processo de análise de perturbações. No entanto, os registros de curta duração não são suficientemente eficazes para registrar fenômenos desse tipo, razão pelo qual surgiu a PMU (*Phasor Measurement Unit*), equipamento capaz de registrar os fasores do sistema em relação à base de tempo GPS, tornando possíveis análises como: comparações angulares, oscilações de frequência e outros fenômenos que não eram antes registrados.

A funcionalidade do registro de medição fasorial estava prevista já na primeira versão dos Procedimento de Rede (submódulo 11.6 – Oscilografia de curta e longa duração), sendo a de longa duração definida como o registro fasorial sincronizado. No entanto, como a tecnologia ainda estava no início do desenvolvimento e por outras razões mais, somente agora é que está efetivamente ocorrendo a instalação de registradores de sincrofasores no Brasil. Nos EUA, como conclusão do relatório do blackout de 2003, foi recomendada a instalação deste tipo de funcionalidade nos equipamentos operando no sistema americano, sendo que um grupo de trabalho foi formado para avançar nos estudos desta nova tecnologia.

Análises de perturbações de eventos relacionados à dinâmica do sistema elétrico com o registro de medição fasorial estão permitindo um nível de aprofundamento sobre o comportamento do sistema elétrico, demonstrando uma capacidade de monitoração superior a muitas outras tecnologias, inclusive com a modificação de modelos simulados para melhor refletir a realidade operacional do sistema elétrico (9).

## 2.4 Alteração de registros

Outro ponto a ser considerado durante a análise de perturbações, é que ela se baseia em registros gerados por equipamentos que podem ser facilmente modificados e/ou editados, podendo assim alterar a conclusão de uma análise. Claro que essa é uma atitude que não é esperada de nenhuma empresa, no entanto, devido aos valores que se está discutindo e ao impacto financeiro que isto pode causar, algumas precauções devem ser tomadas.

Sistemas modernos possuem assinatura digital de arquivos, recurso que possibilita checar se um registro foi modificado em relação ao que o equipamento registrou através da comparação entre um número gerado com o uso de um programa (MD5) e o número armazenado dentro do equipamento.

## 2.5 Exclusão de registros

Outro recurso para evitar má conduta é o uso intensivo de *logs* em equipamentos, de forma que qualquer modificação em dados, configurações ou exclusão de registros esteja registrada permanentemente em uma lista com data, hora e senha utilizada, além de indicação do ponto de acesso utilizado através do registro do IP do computador usado para a operação.

Isto evita que, em uma análise de perturbação, um dos agentes, no intuito de ocultar a sua responsabilidade, simplesmente apague o registro.

Outro recurso importante que ajuda a evitar problemas de acesso indevido aos equipamentos é o uso de comunicação criptografada. Estes recursos possibilitam que o engenheiro de proteção realize a análise com todos os registros disponíveis.

### 3.0 - IMPACTOS NO DESEMPENHO DA ANÁLISE

Outro importante aspecto a ser considerado está relacionado com desempenho da análise de perturbação, ou seja, o tempo decorrido entre o evento e a informação resultante da análise ser disponibilizada para o pessoal de manutenção, visando retornar o ativo ao sistema. Sob este ponto de vista, a análise de perturbações depende de uma estrutura de suporte que permita ao engenheiro de proteção se concentrar rapidamente na tarefa de análise dos dados oscilográficos disponíveis e de extração da informação necessária. Para que isto ocorra sem demora, os dados devem chegar corretos e rapidamente, além de estarem organizados de forma centralizada e serem facilmente analisados com o uso de ferramentas de apoio eficientes.

A motivação para que os pontos acima sejam implementados é a forma como os contratos de novos empreendimentos de transmissão são feitos, pois eles estabelecem que a empresa fará jus a uma Receita Anual Permitida (RAP) a partir da disponibilização de linhas e equipamentos para a Rede Básica, e por outro lado, estabelece uma redução nessa receita, a chamada Parcela Variável, por indisponibilidades das funções contempladas no contrato. Como exemplo do potencial de convencimento que a Parcela Variável exerce sobre a empresa, apresentamos na TABELA 1 o custo horário de desligamentos não programados de uma linha de transmissão de 500kV de Furnas, a partir da sua Receita Anual Permitida de R\$ 132 milhões (10):

**TABELA 1 – Custos por hora de desligamento não programado**

Função transmissão	Custo de desligamento não programado
Linhas e bancos de reatores	R\$ 764.794,67 por hora
Bancos de transformadores	R\$ 100.952,19 por hora
Bancos de capacitores	R\$ 225.883,64 por hora

A seguir relacionaremos alguns pontos importantes para otimizar o processo de análise de ocorrência.

#### 3.1 Desempenho dos canais de comunicação

Um problema antigo é a dificuldade que o engenheiro de proteção tem para obter os dados dos equipamentos devido à falhas no sistema de comunicação.

Links via modem estão sendo rapidamente substituídos por links Ethernet, tanto pela necessidade de obtenção mais rápida dos registros quanto pelo menor custo de links Ethernet em relação aos canais de voz (11). O uso de fibra óptica nos canais de comunicação, mesmo interna a painéis, se justifica pela menor taxa de indisponibilidade do canal de comunicação e, portanto, deverá se tornar o padrão.

A norma IEC61850 permitirá uma melhor integração de dados dos equipamentos, simplificando o trabalho de análise de ocorrências pela centralização de informações, já que é possível que o registrador de perturbações agregue todas as informações de canais de eventos dos relés de proteção em um único registro.

#### 3.2 Sistemas de gerenciamento de bases de registros

Uma empresa de energia elétrica típica possui entre 100 e 800 equipamentos que geram registros de perturbação. Para a análise de faltas que se estendem pelo Sistema Elétrico, é desejado integrar dados de registradores de perturbação e relés de proteção de diferentes modelos e fabricantes em uma base de dados comum e integrada. Usualmente, esta tarefa é realizada por um software que faz a varredura dos diversos equipamentos, convertendo os dados em um formato comum (geralmente no padrão IEEE COMTRADE).

Este sistema deve estar preparado para lidar com grandes volumes de dados e permitir o acesso simultâneo de mais de um engenheiro de proteção, sendo que preferencialmente deve possuir recursos de procura, estatística e gerenciamento da massa de dados visando facilitar o trabalho do engenheiro.

Um problema existente com este tipo de sistema é a profusão de protocolos de comunicação, grande parte proprietário, que impede uma implementação simples destes sistemas. A IEC61850 estabelece maneiras de interfaceamento para a troca de registros de uma forma padronizada. Logo, espera-se que, em um futuro bem próximo, seja possível se integrar vários equipamentos de uma forma mais simples, sem o uso de conversores de protocolos.

#### 3.3 Algoritmos de localização de defeitos

Uma das principais tarefas durante uma análise de perturbação com um defeito permanente é informar a localização do defeito em uma linha de transmissão, permitindo que a equipe de manutenção possa se deslocar

rapidamente ao local do defeito e proceder ao conserto. Para tanto, faz-se uso de algoritmos de localização de defeitos usualmente de uma ponta, que reconhecidamente apresentam problemas em várias situações operacionais (12).

O uso de algoritmos de duas pontas, apesar de bem conhecido, ainda não é muito aplicado por dificuldades de integração dos registros das duas extremidades de uma linha de transmissão. No entanto, pelas inegáveis vantagens de precisão, este tipo de algoritmo deve ser cada vez mais usado. Mesmo estes algoritmos de duas pontas apresentam algum erro de localização, além de não funcionar em linhas com compensação série (13), as quais estão se tornando cada vez mais comuns.

Para todas as situações de faltas, a maneira mais precisa de localização é através do uso de localizadores de faltas baseados no princípio das ondas viajantes. Apesar deste equipamento representar um custo a mais em uma linha de transmissão, ele se justifica rapidamente quando o contrato de concessão da linha possui cláusulas de Parcela Variável. Desta forma, deve-se tornar comum, nos próximos anos, a instalação de diversas unidades de localização de defeitos por ondas viajantes, permitindo informar a posição do defeito com uma precisão da ordem de 150 metros, independente do comprimento da linha e do tipo de defeito.

#### 3.4 Análise automática de faltas

O uso de sistemas de gerenciamento de registros em larga escala será a base para o surgimento de sistemas inteligentes de apoio à análise de faltas, que, através do uso de algoritmos computacionais sofisticados e “inteligentes”, serão capazes de tarefas dedicadas como a classificação de registros por relevância em relação a uma perturbação, resumos automáticos do defeito, estatísticas de desempenho de proteções e integração com ferramentas de manutenção preditiva. Estes sistemas não irão substituir o trabalho dos engenheiros de proteção, mas permitirão que eles se concentrem apenas na tarefa de análise dos registros, deixando funções menos complexas ao cargo de computadores.

#### 3.5 Precisão e confiabilidade dos registros

Os valores que o registro informa também deverão ser corretos e verificáveis através de certificados de calibração das entradas analógicas, visando a redução das incertezas no processo de análise de ocorrências com grandes excursões na corrente e próximas às regiões de saturação dos TCs.

### 4.0 - CONCLUSÃO

A tarefa de análise de perturbações que antes visava a identificação das causas dos desligamentos forçados e a análise do desempenho das proteções, com a intenção de aprimoramento técnico do sistema, passou a ter uma importância maior por influenciar diretamente no faturamento da empresa de energia.

Infelizmente, em um primeiro momento, pela falta de uma correta análise da relação custo / benefício, em algumas empresas foram cortados vários investimentos relacionados à atividade de análise de perturbação, acarretando em uma perda na qualidade do serviço, que agora está sendo revisto e retornando a um ponto de equilíbrio devido ao impacto das penalidades.

Durante os últimos anos houve um crescente interesse em se desenvolver um modelo estatístico e econômico para se obter uma visão geral dos custos (conseqüências dos distúrbios para a companhia) e para se estabelecer algumas regras simples, aplicáveis para determinar que investimentos são economicamente interessantes, baseados no custo / benefício.

O engenheiro de proteção precisará argumentar sobre a necessidade dos investimentos para a execução do seu trabalho através da análise de custo / benefício de cada investimento, de forma que os impactos das penalidades sejam pequenos.

Os atuais avanços tecnológicos nos equipamentos, softwares e comunicação, associados ao registro e gerenciamento de dados oscilográficos, permitem uma maior agilidade na análise das perturbações, com conseqüente redução das perdas monetárias.

### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS


(1) Procedimentos de Rede-Submodulo 22.1-Análise de Ocorrências e Perturbações - Introdução e Conceituação, ONS, 2003

(2) Procedimentos de Rede-Submódulo 22.2-Elaboração do Relatório Preliminar de Ocorrências-RPO, ONS, 2003



(3) Procedimentos de Rede-Submódulo 22.3-Elaboração do Relatório de Análise de Perturbação-RAP, ONS, 2003

- (4) Procedimentos de Rede-Submódulo 22.4-Análise de Falhas em Instalações e Equipamentos Envolvidos em Perturbações da Rede de Operação, ONS, 2003
- (5) Abordagem prática para redes de sincronismo temporal baseadas no sistema GPS - ZIMATH, S. L. ; VIEIRA, G. R. - Seminário Técnico de Proteção e Controle - STPC, Rio de Janeiro, RJ, 2005
- (6) IEEE1588 Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems, IEEE, 2003
- (7) IEEE C37.232 Recommended Practice for naming Time Sequence Data Files, IEEE, 2006
- (8) IEEE C37.111 Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE, 1999.
- (9) Performance of a Synchronized Phasor Measurements System in the Brazilian Power System, ZIMATH, S. L. ; DECKER, I. C. ; DOTTA, D. ; AGOSTINI, M. N. ; SILVA, A. S. E., IEEE PES General Meeting, IEEE Transactions on Power Systems. New York, 2006.
- (10) O Impacto das Novas Tecnologias em Proteção nas Companhias de Energia, Lima, R., I Colóquio sobre os rumos da proteção digital de Sistema Elétricos, São Carlos, SP, 2006
- (11) WG B5.20 Fault and Disturbance data Analysis including intelligent systems – Final Draft, CIGRE, 2006
- (12) Análise de Fontes de Erros na Localização de Faltas em Linhas de Transmissão Através de Algoritmos de Uma e Duas Extremidades, Zimath S. L., Dalcastagnê A. L., Bettiol A. L. XII Eriac – Encontro Regional Ibero-Americano do Cigre, Foz do Iguaçu, PR, 2007.
- (13) IEEE guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines, New York, 2005.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	<p>Sérgio Luiz Zimath Nascido em Joinville (SC) em 23 de dezembro de 1971, graduou-se em Engenharia de Controle e Automação em 1997 pela UFSC. Trabalha desde 1995 na Reason Tecnologia S.A., da qual atualmente é sócio. Foi responsável pelo desenvolvimento de diversos produtos da Reason, como os modelos RT1000 e RT2000 de relógios sincronizados por GPS e do registrador digital de perturbações RPIV, vencedor do Prêmio Finep de Inovação Tecnológica de 2003, dentre outros. Trabalhou em diversos projetos de pesquisa e possui artigos publicados em diversos congressos nacionais e internacionais. Atualmente coordena a área de Prospecção de Novos Negócios da Reason Tecnologia.</p>
	<p>Fernando Pedrassani Costa Neves Nascido em Caçador, SC em 13 de setembro de 1968 Graduação (1993) em Engenharia Elétrica: UFSC. Trabalha desde 1994 no Setor Elétrico com atividades de controle e proteção em geração, transmissão e distribuição. Empresa: Reason Tecnologia S.A. Desde 2000 Sócio e Diretor responsável pela comercialização e aplicação de produtos de tecnologia ao setor elétrico.</p>
	<p>Arlan Luiz Bettiol Nascido em Siderópolis (SC) em 07 de fevereiro de 1965. Doutorado (1999) pela Université de Liège (Bélgica), mestrado (1992) e graduação (1988) pela UFSC, todos em Engenharia Elétrica - área de concentração Sistemas de Energia Elétrica. Trabalhou na ELETROSUL (1989-1995) e UNIVALI (1993-2007). Desde 2004, é professor do Curso de Engenharia Elétrica da Faculdade SATC e sócio-proprietário da Quântico Consultoria, tendo coordenado e participado de diversos projetos de P&amp;D com as empresas CELESC, ELETROSUL, CELG e TRACTEBEL. Presta serviços de consultoria para diversas empresas, entre as quais Reason Tecnologia e Useall Software.</p>



	<p><b>Gilmar Francisco Krefta</b> Nascido em 23 de agosto de 1958, recebeu os títulos de engenheiro eletricista e de especialização em sistemas digitais pela Universidade Técnica Federal do Estado do Paraná, Curitiba, Brazil, em 1985 e 1998, respectivamente. Trabalha na Companhia Paranaense de Energia-Copel, desde 1988 como engenheiro de proteção do sistema elétrico. (gilmar.krefta@copel.com (41) 3331-3167).</p>
	<p><b>Adriano Pauli</b> Nascido em Antônio Carlos, SC, em 12 de outubro de 1967, graduou-se em Engenharia Elétrica em 1992 e Filosofia em 2002, na UFSC; fez o curso de engenharia de Sistemas de Potência em 1996, na EFEI. Trabalha desde 1989 na ELETROSUL. Atualmente gerencia a Divisão de Proteção e Estudos do Sistema. É co-autor de vários artigos publicados em congressos nacionais.</p>