



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

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

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

SISTEMAS DE DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES EM TEMPO REAL BASEADOS EM METODOLOGIAS DE INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL

**Fábio Augusto da Silva Antunes
Cemig G.T.**

**Paulo Márcio da Silveira
UNIFEI**

RESUMO

A busca por soluções de apoio à tomada de decisões em processos críticos tem sido o objetivo de diversas equipes das áreas de operação de sistemas elétricos. Há uma significativa tendência para o desenvolvimento de sistemas de processamento inteligente de alarmes, cuja principal função é auxiliar as equipes de operação em tempo real na compreensão de contingências no sistema elétrico. Existem diversas abordagens para o mesmo problema, que variam de acordo com as exigências e recursos disponibilizados por cada empresa. Todas elas, no entanto, visam garantir agilidade e segurança ao restabelecimento das condições normais do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Diagnóstico de Perturbações, Tratamento de Alarmes, Operação em Tempo Real, Sistemas Especialistas, Restabelecimento.

1.0 - INTRODUÇÃO

O crescimento dos sistemas elétricos sob os aspectos da quantidade de equipamentos e da complexidade de suas topologias, aliado à centralização e a concentração de equipes e processos, retrata uma imagem recente da revolução ocorrida no setor elétrico. Estes fatores naturalmente agravam a criticidade das situações de contingências nos sistemas elétricos. A equalização destes aspectos à demanda por ações de restabelecimento ágeis e seguras exige uma revisão das soluções de engenharia para o segmento de operação de instalações de geração e transmissão.

As mencionadas situações de contingências causam um fenômeno difundido na literatura como “avalanche de alarmes”. Nestes momentos, as equipes de operação em tempo real têm seus sistemas de supervisão e controle repletos de alarmes e sinalizações de mudanças de estado operativo de diversos equipamentos. A quantidade de informações é tão grande que torna inviável a compreensão de cada uma das sinalizações em particular.

É nesse contexto que se demandam sistemas de processamento inteligente de alarmes, que são, basicamente, sistemas de apoio à tomada de decisões, capazes de automatizar a compreensão de alarmes relacionados a perturbações e desligamentos. Essas ferramentas agregam confiança, segurança e agilidade às ações das equipes dos centros de operação.

2.0 - DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES

A tarefa de diagnosticar uma perturbação pressupõe inferir, com base em informações disponíveis, o estado para o qual se altera um sistema após sofrer algum tipo de stress. Busca-se identificar a causa (origem) e consequências (desligamentos e danos). No ambiente do Centro de Operação do Sistema, as consequências são mais facilmente compreendidas através de análises voltadas à topologia da rede. Já as causas, nem sempre são possíveis de se obter, visto que os sistemas elétricos estão expostos aos mais diversos fenômenos. Em geral, conta-se com registro de alarmes, sequências de eventos, oscilografias e constatações presenciais (após a realização de inspeções), etc. Em tempo real, a prontidão de alguns destes recursos costuma não ser compatível com o tempo que se necessita.

2.1 Metodologias de Processamento

Há diversas abordagens para o problema apresentado. Cada uma delas se desenvolve conforme a quantidade e a qualidade das informações disponíveis, em tempo real, além das possibilidades e recursos que o sistema EMS (Energy Management System) disponibiliza. Outro aspecto que muito diferencia cada desenvolvimento é a metodologia adotada. São bastante explorados os “Sistemas Especialistas”, “Redes Neurais Artificiais”, “Lógica Nebulosa”, “Algoritmos Genéticos”, etc., cada qual com suas vantagens e desvantagens. Conta-se ainda com desenvolvimentos híbridos, que exploram benefícios de mais de uma metodologia.

De forma geral, os Sistemas Especialistas buscam representar o conhecimento humano (de um especialista) através de regras inferenciais do tipo “se, então...”, concentrando o conhecimento sobre a topologia e padrões de sinalizações em uma base de dados (facilmente manuseável) [8]. Funcionam bem para as situações nas quais foram planejados, e podem ser ineficazes para ocorrências que ultrapassem os limites e padrões estabelecidos pelo sistema.

Já a metodologia conhecida como Redes Neurais Artificiais (RNA) apresenta uma solução capaz de “aprender” a interpretar sinalizações (alusão à estrutura de um cérebro), através de treinamento massivo baseado em ocorrências passadas ou simuladas. A principal vantagem destes sistemas é a capacidade de generalização, tecnicamente útil para interpretar situações atípicas, e também para contornar sinalizações duvidosas ou incompletas. Algumas limitações deste método são discutidas em [1], [2].

Modificações na topologia do sistema podem comprometer a manutenção de uma rede neural com estrutura fixa. Propõe-se a segmentação em redes paralelas para tratar cada parte do sistema de forma independente [2].

A Lógica Nebulosa (ou Fuzzy) considera o aspecto da incerteza e ambiguidade das sinalizações, e agrega fundamentos de probabilidade no processamento e apresentação de resultados. Apresenta como vantagem a capacidade de generalização, semelhante às RNA. Verifica-se na bibliografia [3] aplicação desta metodologia para diagnóstico *on-line* de defeitos em subestações de distribuição elétrica. No entanto, constatam-se dificuldades de manutenção da base de conhecimento, devido à necessidade de um grande número de regras.

Algoritmos Genéticos emulam aspectos da biologia evolutiva (hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação) para encontrar múltiplas soluções ótimas (ou soluções próximas das ótimas). Há, na literatura, modelos que se comportam bem para variações na topologia da rede, no entanto, é importante ressaltar que os processos geração de populações e de seleção de soluções candidatas exigem considerável esforço computacional, suficientemente grande para inviabilizar sua utilização em aplicações de tempo real, conforme for a complexidade da rede implementada [4], [5].

2.2 Características do Sistema Elétrico

Em nível de centro de operação, a compreensão e caracterização de uma perturbação dependem do conhecimento dos operadores sobre a topologia da rede (antes e depois da perturbação) e das particularidades dos equipamentos existentes.

A malha de transmissão é composta basicamente por linhas de transmissão, barramentos, transformadores e equipamentos de compensação reativa (compensadores síncronos e estáticos, bancos de capacitores, reatores, etc.), ligados entre si através de arranjos de disjuntores e chaves seccionadoras. Estes, por sua vez, interconectam-se aos sistemas de geração e distribuição, perfazendo-se toda a extensão de um sistema elétrico de potência.

Convém ressaltar que complexidade dos arranjos de proteção varia de acordo com o tipo de equipamento e o nível de tensão de operação.

De forma geral, linhas de transmissão apresentam conjuntos de proteções elétricas (relés de distância, de sobrecorrente, direcionais, etc.) com esquemas de teleproteção e de religamento automático; transformadores e reatores a óleo isolante possuem conjuntos de proteção elétrica (sobrecorrente, sobretensão, diferenciais, etc.) e de proteções físicas (relé de gás, sobretemperatura, nível de óleo, etc.); barramentos possuem basicamente proteção diferencial; disjuntores possuem relés que sinalizam falhas na abertura, que por sua vez disparam a abertura de outros elementos para isolar o problema. Todos os arranjos contam ainda com relés de bloqueio, os quais impedem o religamento de um equipamento para faltas mais graves até que sejam feitas as devidas inspeções.

Com base no entendimento das proteções atuadas, os operadores do centro de operação devem inferir sobre a natureza de um desligamento. Podem ocorrer situações de:

- Desarmes simples, com ou sem defeito permanente;
- Desarmes múltiplos, com defeito em um ou mais equipamentos (considerando existência de equipamentos desarmados devido à configuração);
- Desarmes indevidos, por falhas nos sistemas de proteção ou causados por ações externas; etc.

A experiência mostra que, para cada tipo de desarme, ocorrem padrões de sinalizações e alarmes semelhantes. Conhecendo este padrão, os operadores são capazes de promover o restabelecimento das funções sem defeito permanente, e agilizar o atendimento das equipes de manutenção aos equipamentos que a exigirem.

3.0 - SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES EM TEMPO REAL (SDP-TR)

O contexto discutido nos itens anteriores motivou o desenvolvimento de um sistema de apoio à tomada de decisões para auxiliar os operadores do COS-Cemig na tarefa de compreensão de perturbações. Inicialmente foi feita uma entrevista com alguns membros da equipe para se identificar alguns pontos críticos enfrentados durante perturbações no sistema elétrico. Chegou-se ao consenso que um sistema de apoio deve trazer as seguintes respostas [8]:

- Quais foram as primeiras sinalizações de proteção indicadas?
- O desarme de um equipamento ocorreu por atuação de proteção ou causado por evento externo?
- Quais proteções compõem a sequência de eventos (considerando mensagens de SOE)?
- Em quais equipamentos houve tentativa de religamento automático (satisfatório ou não), e/ou atuação de proteção impeditiva?

Munidos destas informações, as ações de restabelecimento passam a ser mais assertivas e seguras.

3.1 Triagem de alarmes

Grande parte do problema causado pela “avalanche de alarmes” é resolvida por meio de uma triagem eficaz dos alarmes e sinalizações de proteção, que desconsidera todas as informações que não colaboram para a compreensão dos eventos.

Com base nesta premissa o SDP-TR busca, na lista de alarmes, todas as sinalizações que contenham as palavras-chave que identificam os equipamentos desligados e seus respectivos disjuntores.

A informação sobre o equipamento desligado é emitida pelo sistema de supervisão e controle da Cemig, através de uma mensagem com a característica exemplificada abaixo:

“MESQ T001 fora de serviço”

Onde: MESQ é o mnemônico da subestação Mesquita 500kV;

T001 é o nome do equipamento;

“fora de serviço” é a palavra-chave que indica a mudança de estado operativo

Considerando o exemplo acima, resta identificar quais são as palavras chaves que relacionam as proteções atuadas para os equipamentos que se desligaram. Para tanto, foi criada uma base de relacionamentos, na qual estão todos os equipamentos da malha de transmissão da Cemig e os respectivos elementos aos quais se relacionam as proteções. A Tabela 1 abaixo ilustra um dos registros da base de relacionamento.

TABELA 1 – Exemplo de registro da base de relacionamento do SDP-TR.

Equipamento:	Mesquita - T1 500/230-13,4kV 400MVA
Tipo:	Transformador
Nomenclatura atribuída no sistema:	MESQ T001
Proteções	MESQ 1T

associadas:	
Disjuntores associados:	MESQ 3U
	MESQ 7U
	MESQ 10U
	MESQ 20M
	MESQ 21M

Todo conhecimento sobre a topologia do sistema fica armazenado nesta base. A qualquer momento, a base pode ser modificada para atender eventuais ampliações ou alterações na rede de transmissão, sem necessidade de intervenção nos códigos do SDP-TR.

Uma vez identificados os terminais relacionados ao equipamento “fora de serviço”, o SDP-TR retorna ao histórico de alarmes em busca de quaisquer incidências das palavras-chave obtidas da base de relacionamento.

A Tabela 2 ilustra um exemplo de triagem de alarmes, considerando o desarme do equipamento mencionado na Tabela 1.

TABELA 2 – Exemplo de triagem de alarmes obtido através do SDP-TR – desarme simples

MESQ T001	MESQ 10U	MESQ 7U	MESQ 3U	MESQ 20M	MESQ 21M	MESQ 1T	
31/12/08 05:38:27							MESQ 1T63-TRIP ND desarmado ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 3U4 AF aberto ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 10U4 AF aberto ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 21M4 AF aberto ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 20M4 AF aberto ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 1T86_P BQDQ bloqueia ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 1T86_S BQDQ bloqueia ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 1T63V_TRIP ND desarmado ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 20M4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local
31/12/08 05:38:27							MESQ 3U4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local
31/12/08 06:02:22							MESQ 20MT1 AF aberto ação local
31/12/08 06:06:12							MESQ 1T86_P BQDQ desbloqueia ação local
31/12/08 06:06:12							MESQ 1T86_S BQDQ desbloqueia ação local
31/12/08 06:07:38							CCSMOREIRA MESQ 3U4 AF fechado telecontrole
31/12/08 06:08:03							CCSMOREIRA MESQ 10U4 AF fechado telecontrole
31/12/08 06:10:32							MESQ 20M4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local
31/12/08 06:10:33							CCSMOREIRA MESQ 20M4 AF fechado telecontrole
31/12/08 06:10:50							CCSMOREIRA MESQ 21M4 AF fechado telecontrole

A partir da Tabela 2 é possível identificar que a primeira sinalização de proteção referente ao desarme do Transformador T1 da SE Mesquita foi um “Relé Buchholz - 63” [6], [7]. Imediatamente os disjuntores se abriram e houve atuação de proteção impeditiva – 86. A janela temporal considerada (pouco mais de 30 minutos) ilustra também os momentos em que o bloqueio foi retirado (06h06min12s) e os disjuntores fechados.

A Tabela 2 ilustra um exemplo de triagem na qual constam somente os alarmes relacionados a um equipamento por vez. Este tipo de visualização é bastante útil para desarmes simples. No caso de desarmes múltiplos, o SDP-TR gera tantas tabelas quantos forem os equipamentos desarmados, na ordem em que ocorreram. Para perturbações que envolvem mais de um equipamento, torna-se útil uma visualização das sinalizações de todos os equipamentos a partir de uma só tabela, que sirva para compreender a evolução dos eventos. A Tabela 3 ilustra uma sequência de alarmes referente a uma perturbação múltipla.

TABELA 3 – Exemplo de triagem de alarmes obtido através do SDP-TR – desarme múltiplo

[illegible]

Na Tabela 3, os títulos das colunas são terminais desarmados. A primeira coluna mostra a data e hora de cada alarme. A segunda coluna mostra o tempo relativo entre o primeiro alarme e os demais. Esta coluna funciona como um cronômetro disparado junto ao primeiro alarme registrado, marcando o tempo dos alarmes seguintes conforme a sequência. A partir desta tabela, visualizam-se todos os alarmes relacionados a uma grande perturbação.

3.2- Interpretação das sinalizações

Uma vez separados os alarmes na etapa de triagem, o SDP-TR deve identificar determinadas sinalizações de proteção para compor um diagnóstico. Sabe-se que transformadores, barramentos, linhas de transmissão, e todos os demais equipamentos de um sistema elétrico de potência possuem arranjos de proteção bastante distintos. Dentro de uma mesma classe de equipamentos ocorrem ainda diferentes arranjos de proteção, para os diversos níveis de tensão de operação. Na sequência, as Tabelas 4, 5 e 6 mostram alguns exemplos de arranjos de proteção por categoria de equipamento [6], [7].

TABELA 4 – Principais proteções de transformadores e reatores.

Relé	Função
20	Deteccção de aumento de pressão interna
26	Sobret temperatura do óleo
49	Sobret temperatura do enrolamento
51	Sobrecorrente temporizada de fase
51N	Sobrecorrente temporizada de neutro
51G	Sobrecorrente temporizada de terra
59G	Sobretensão de sequência zero
63	Deteccção de gás
71	Deteccção de nível de óleo

86	Bloqueio
87	Diferencial percentual

TABELA 5 – Principais proteções de linhas de transmissão.

Relé	Função
21	Relé distância para detecção de faltas entre fases
21N	Relé de distância para detecção de faltas entre fases e terra
50LP	Detecção de faltas que ocorram durante a energização da LT
59	Proteção trifásica para sobretensões
67N	Sobrecorrente direcional de neutro, com unidades instantâneas e temporizadas
68OSB	Detecção de oscilações de potência e bloqueio das unidades de distância
77	Transmissor de impulsos
78	Proteção por perda de sincronismo
79	Religamento automático
85	Receptor de sinal de telecomunicação
86	Bloqueio

TABELA 6 – Principais proteções de barramentos.

Relé	Função
27	Subtensão
50BF	Esquema contra falha de disjuntor – detecção de corrente
59	Sobretensão
62BF	Esquema contra falha de disjuntor - temporização
86	Bloqueio
87	Diferencial (por sobrecorrente diferencial percentual ou alta impedância)

Além de apontar a incidência das proteções mencionadas nas Tabelas 4, 5 e 6, o SDP-TR avalia, sob determinadas condições, a não incidência de algumas das proteções mencionadas nas mesmas tabelas. Este recurso é útil, por exemplo, para saber que num desarme de linha de transmissão não houve atuação do relé de religamento automático, ou ainda, num desarme de transformador, saber que não houve atuação de proteções físicas, somente proteções elétrica. O objetivo desta estratégia é atender a algumas das demandas dos operadores do COS-Cemig. Quando, em um desarme, há a incidência de proteção impeditiva (86), a equipe de manutenção prioriza a realização de inspeção no local do equipamento ou ainda outras ações de testes, ao passo que a não incidência da mesma proteção faz com que as ações se voltem para o restabelecimento. As mensagens de diagnóstico são, portanto, construídas através da concatenação das diversas mensagens individuais referente às sinalizações de proteção identificadas dentro dos alarmes triados.

4.0 - RESULTADOS

Durante seu desenvolvimento, o STP-TR teve a eficácia de suas análises avaliada por meio de testes baseados em registros históricos de alarmes, referentes às perturbações na Transmissão, durante os anos de 2008 à 2010. A Tabela 7 abaixo mostra a quantidade de ocorrências analisadas, juntamente com as respectivas médias de alarmes observados para cada intervalo de 10 minutos, e os percentuais de acerto:

Durante a execução de testes, as regras de interpretação de sinalizações de proteção foram sendo aprimoradas, conforme o surgimento de padrões até então não previstos no algoritmo. Uma grande melhoria promovida durante o desenvolvimento foi a formação de diagnóstico considerando duas fontes de dados distintas, que são os alarmes emitidos pelo SCADA e as sequencias de eventos (SOE). Numa eventual falha de sinalização de uma das fontes, a outra supre a informação necessária para a acuidade do diagnóstico.

Considerando a Tabela 7, nota-se que a quantidade de eventos analisados cresceu de 2008 para 2010, bem como a média de alarmes observados a cada 10 minutos de ocorrência. Estes fatores sugerem uma crescente demanda por soluções de apoio à tomada de decisões. O percentual de acertos, nos três anos analisados, esteve bastante elevado. Consideraram-se, como referência de comparação para os diagnósticos do SDP-TR, as informações constantes no Relatório Diário de Operação, o qual é preenchido com base nas proteções sinalizadas no campo. A formação do diagnóstico é diretamente prejudicada caso o SCADA e o SOE deixem de enviar ao COS determinadas sinalizações. Diversas falhas deste tipo, observadas durante a realização dos testes, foram reportados à equipe responsável pela infraestrutura de telemedicação do COS-Cemig, com o intuito de evitar falhas recorrentes.

Uma limitação do SDP-TR, observada durante os testes, está relacionada à falta de informações das LT que fazem

fronteira com outro agente de transmissão, quando um dos terminais é operado por este agente. Nestes casos, o SDP-TR somente sinaliza as proteções do vão operado pela Cemig.

5.0 - CONCLUSÕES

É importante ressaltar que o SDP-TR é uma solução criada para suprir-se exclusivamente de alarmes. Portanto, falhas de comunicação envolvendo quaisquer elementos da infraestrutura de telecomunicações do COS-Cemig, que impeçam a supervisão de alarmes, farão com que o SDP-TR não funcione corretamente.

Este condicionante deve-se à natureza da solução, planejada para a operação em tempo real. Há, na literatura, propostas de sistemas de diagnóstico de perturbações baseados em metodologias que possuem capacidade de generalização (discutidas no item 3.1), vantajosas na habilidade de contornar problemas tais como falhas de comunicação ou sinalizações duvidosas. No entanto, se considerarmos que estas soluções também dependem exclusivamente de alarmes, estas não apresentarão desempenho satisfatório na ausência destas informações.

Convém considerar que os sistemas mais complexos, embora possam ser capazes de gerar diagnósticos mais detalhados, estarão mais expostos às falhas dos sistemas de aquisição de dados, demandarão maior capacidade computacional ou ainda sofrerão maior dificuldade com a manutenção de suas bases [8]. Por estes motivos, todo o desenvolvimento do SDP-TR se pautou em simples regras de triagem e identificação de sinalizações, as quais podem ser facilmente manuseáveis por usuários da área de operação de instalações, conforme propõe a metodologia de Sistemas Especialistas.

O SDP-TR é um protótipo criado para subsidiar o desenvolvimento de uma solução definitiva para a operação em tempo real, do COS-Cemig. Por ser capaz de observar desde os primeiros alarmes após uma ocorrência, até o último registro da base histórica, o protótipo do SDP-TR vem também se mostrando útil para a equipe de Pós-Operação. O ganho está na elaboração de relatórios de perturbações, uma vez que, estabelecida uma janela temporal, o sistema automaticamente promove a análise das ocorrências contidas naquele intervalo.

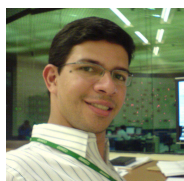
Além da própria implementação definitiva, tem-se, como desafio, ampliar a quantidade de equipamentos analisados (ex. unidades geradoras) e aprimorar a robustez das regras de interpretação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) KIRSCHEN, D. S.; WOLLENBERG, B. F. Intelligent alarm processing in power systems. In: IEEE. Proceedings of the IEEE. 1992.
- (2) NEIS, P.; Processamento Inteligente de Alarmes Empregando Algoritmos Genéticos. UFPR. Dissertação de Mestrado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial. 2006.
- (3) LIBERATO, A. B.; Meza, E. B. M. Sistema Inteligente para Tratamento de Eventos em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. VÉRTICES, Campos dos Goytacazes/RJ, v. 12, n. 2, p. 135-159, maio/ago. 2010.
- (4) WEN, F.; HAN, Z. Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm. Electric Power Systems Research. 1995.
- (5) CARDOSO JR, G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. Revista Controle & Automação/Vol.15 no.2/Abril, Maio e Junho. 2004.
- (6) SCHWEITZER Engineering Laboratories Inc. 2007, Tabela ANSI, http://www.selinc.com.br/tab_ansi.htm, 2007.
- (7) ONS Operador Nacional do Sistema - Procedimentos de Rede, Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações, 2009.
- (8) ANTUNES F. A. S., SILVEIRA P. M., Sistema de Triagem de Alarmes e Análise de Perturbações, Monografia do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos – UNIFEI Universidade Federal de Itajubá, 2009.

7.0 - BIOGRAFIAS

Fábio Augusto da Silva Antunes



Nascido em Araçatuba, SP em 24 de Janeiro de 1983. Especialização em Sistemas Elétricos (CESE 2009) na Universidade Federal de Itajubá UNIFEI e Graduação (2005) em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual Paulista UNESP, campus de Ilha Solteira/SP. Desde 2006 trabalha na CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais, no Centro de Operação do Sistema – COS, como Engenheiro de Centro de Operação do Sistema. Endereço: Avenida Barbacena, 1200, SA/IN – COS. CEP: 30.190-131, Belo Horizonte, MG. e-mail: fabio.antunes@cemig.com.br

Paulo Márcio da Silveira