

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES EM TEMPO REAL BASEADO
EM ALARMES E SINALIZAÇÕES DE PROTEÇÃO EM NÍVEL DE CENTRO DE
OPERAÇÃO.**

FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES

Itajubá, Novembro de 2012

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES

**SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES EM TEMPO REAL BASEADO
EM ALARMES E SINALIZAÇÕES DE PROTEÇÃO EM NÍVEL DE CENTRO DE
OPERAÇÃO.**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a
obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia
Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira

Novembro de 2012

Itajubá

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES

**SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES EM TEMPO REAL BASEADO
EM ALARMES E SINALIZAÇÕES DE PROTEÇÃO EM NÍVEL DE CENTRO DE
OPERAÇÃO.**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 30 de
Novembro de 2012, conferindo ao autor o título de *Mestre em
Ciências em Engenharia Elétrica*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira (Orientador)

Prof. Dr. Ronaldo Rossi

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto

Itajubá

2012

Dedicatória

Este trabalho é dedicado às preciosidades de minha existência
Érica, Júlio, Fátima e Agostinho
bem como aos filhos que ainda terei, preciosidades já fazem parte de toda dedicação,
e que certamente se orgulharão deste feito.

Agradecimentos

A Deus, por tantas vezes, sem que eu entendesse, ter trilhado meus rumos e permitido esse importante marco na minha trajetória profissional.

À minha família, Agostinho, Fátima e Júlio, que da minha educação foram responsáveis – pela qual hoje comemoro esse feito – e pelo amor cujas palavras simplesmente não existem.

À minha esposa Érica, que me acompanhou a cada pedacinho deste trabalho, me incentivando carinhosamente para que eu o logo concluísse.

À Cemig, pelo incentivo à minha formação profissional, desde o CESE em 2008 até o término deste Mestrado.

Aos colegas da Cemig, em especial ao Bechelane, Dilmar, Guilherme e Henrique, que acompanharam a evolução deste projeto, curtindo, incentivando e sugerindo melhorias.

À UNIFEI, de forma especial ao Professor Paulo Márcio, pela confiança e orientação, integrando-me assim ao seletivo grupo de estudantes dessa renomada universidade.

“Genialidade é constituída por 10% de inspiração e 90% de transpiração”

Albert Einstein ou Thomas Edison?

Resumo

O presente trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à tomada de decisões, que visa fornecer diagnósticos de faltas no sistema elétrico de potência, baseando-se em alarmes e sinalizações dos dispositivos de proteção de equipamentos. O sistema proposto tem o dever de informar os operadores do centro de operação, em tempo real, sobre as proteções atuadas – bem como as proteções não atuadas – perante o desarme de equipamentos. Embora estas informações sejam comumente disponibilizadas pelos tradicionais módulos de supervisão de alarmes, a tarefa de identificar a causa de desarmes é tida como crítica em eventos de grande vulto no sistema elétrico. Da experiência prática já adquirida com o sistema protótipo, verificou-se em um destes eventos, a incidência de mais de 3.200 alarmes, somente no primeiro minuto. Considerando a demanda por ações ágeis e precisas, por parte do centro de operação, é necessário que os operadores disponham de ferramentas que lhes assegurem condições de promover ações de restabelecimento com segurança e eficácia. A concepção desta solução demandou profundo entendimento sobre os diversos padrões adotados nas nomenclaturas das sinalizações de proteção, para os diversos tipos de equipamentos operados (transformadores, linhas de transmissão, reatores, unidades geradoras, bancos de capacitores, compensadores síncronos e estáticos), bem como o desenvolvimento de uma estratégia para minimizar ações de manutenção sobre o sistema quando de ampliações ou alterações topológicas da rede de transmissão. Baseando-se na filosofia de Sistemas Especialistas, todo o conhecimento acerca dos padrões de nomenclatura de relés, e da topologia da rede, são armazenados em bases de conhecimento. As lógicas de processamento fazem parte do motor de inferências, e dispensam manutenção. Os resultados obtidos através do sistema protótipo mostram que a solução proposta é confiável e hábil a fornecer diagnósticos concisos, tanto em grandes perturbações, quanto em desarmes rotineiros. As informações produzidas visam ao entendimento do usuário final, que são os próprios operadores do centro de operação.

Palavras-chave: Diagnóstico de Faltas; Sistemas Especialistas; Perturbações; Avalanche de Alarmes; Operação em Tempo Real.

Abstract

The present work shows the development of a support decision tool, which supplies fault diagnosis on the electric power system, basing on alarms and messages from assets protection devices. The proposed system must keep the operation center operators informed, in real time, about the protections actuated – as well as the not actuated protections – once equipment get tripped. Although this kind of information is commonly available at the traditional alarms supervisory modules, the trip causes identification task is critical, mainly in electric system large events such as blackouts. From the experience acquired with a prototype system, it was verified an occurrence of more than 2.300 alarms, in one of this events, only at the first minute. Considering the pressure for quick and accurate actions by the operation center, it's necessary to provide the operators with tools which give them conditions to execute secure and effectual restoration actions. This solution conception has demanded a deep comprehension of the many standards adopted on the protection's nomenclature messages, for the many kind of operated assets (transformers, power lines, reactors, generation units, capacitors, synchronous and statics compensators), as well as the development of a strategy to minimize maintaining actions at the solution, when of some grid expand or topological change. Basing on the Expert Systems philosophy, all the information about the protection's nomenclature standards, and the grid topology, is kept in knowledge data bases. The process logics make part of the inference engine, and they exempt maintenance. The results achieved with the prototype system show the proposed solution is reliable and able to supply concise diagnosis, so during great disturbances, as in routinely trips. The produced information aims the understanding of the final user, which are the center operators.

Keywords: Fault Diagnosis; Expert Systems; Power Disturbance; Alarms Avalanche; Real Time Operation.

Sumário

1. Introdução	13
1.1. Considerações Iniciais.....	13
1.2. A Operação do Setor Elétrico Brasileiro.....	13
1.3. Outros Sistemas Interligados	16
1.4. Motivação e Objetivos do trabalho	17
1.5. A Evolução Tecnológica em Favor da Operação Centralizada	22
1.6. A Companhia Energética de Minas Gerais	23
1.7. Organização da Dissertação	25
1.8. Considerações Finais.....	26
2. Revisão Bibliográfica.....	27
2.1. Considerações Iniciais.....	27
2.2. Sistemas de Apoio à Tomada de Decisões.....	27
2.3. Sistemas Especialistas	31
2.4. Redes Neurais Artificiais	33
2.5. Lógica <i>Fuzzy</i>	36
2.6. Algoritmos Genéticos.....	38
2.7. Considerações Finais.....	40
3. Especificação de Requisitos Não-Funcionais	41
3.1. Considerações Iniciais.....	41
3.2. Definição dos Requisitos de Utilização	41
3.3. Considerações Finais.....	45
4. Especificação de Requisitos Funcionais.....	46
4.1. Considerações Iniciais.....	46
4.2. Ativação	46
4.2.1. Critérios Lógicos para a Inicialização do Processo de Execução	47
4.2.2. Janela Temporal	48
4.2.3. Tempo de Atuação da Proteção.....	49
4.2.4. Tempo dos Canais de Comunicação Envolvidos	50
4.2.5. Tempo de Processamento da Informação no Sistema Configurador de Redes.....	51
4.2.6. Limite Superior da Janela Temporal	52
4.3. Triagem	53
4.3.1. Pré-Filtragem.....	54
4.3.2. Correspondência com Base de Dados	55
4.3.3. Disposição das Sinalizações Triadas	57
4.3.4. Disposição da Triagem em Uma Única Dimensão	57
4.3.5. Disposição da Triagem em Duas Dimensões	59
4.4. Classificação	60
4.4.1. Atribuição de Variáveis.....	63
4.4.2. Regras de Agrupamento de Variáveis	68
4.4.3. Regras para Transformadores e Reatores em Derivação.....	69
4.4.4. Regras para Linhas de Transmissão	71
4.4.5. Regras para Barramentos.....	73
4.4.6. Regras para Bancos de Capacitores Shunt	73
4.4.7. Regras para Unidades Geradoras	74
4.4.8. Regras para Compensadores Síncronos	76
4.4.9. Regras para Compensadores Estáticos de Reativos	77
4.4.10. Regras para Esquemas de Proteção de Falha em Disjuntores.....	78

4.5. Interfaces do SDP-TR	78
4.5.1. Interface de Acesso <i>Off-line</i>	78
4.5.2. Interface de Acesso <i>On-line</i>	80
4.5.3. Interface de Apresentação dos Diagnósticos	80
4.5.4. Interfaces de Manutenção do Sistema	82
4.6. Considerações Finais.....	83
5. Resultados	84
5.1. Considerações Iniciais.....	84
5.2. Levantamento de Perturbações para Análise	84
5.3. Escopo dos Testes e Avaliações.....	85
5.3.1. Processamento de Eventos	87
5.3.2. Diagnósticos Incorretos	91
5.3.3. Diagnósticos Corretos	92
5.4. Considerações Finais.....	96
6. Conclusões	97
6.1. Conclusões Gerais	97
6.2. Propostas para Trabalhos Futuros	98
Referências	99
Anexo A	101
Anexo B.....	107

Lista de Figuras

Figura 1.1 Principais aproveitamentos hidráulicos da região Sudeste do Brasil, por empresa concessionária.....	14
Figura 1.2 Mapa da integração eletroenergética.....	15
Figura 1.3 Desempenho do operador durante contingências - limiar no nível de estresse.....	21
Figura 1.4 Interface de acesso ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído (SSCD).....	24
Figura 1.5 Fotografia do COS-Cemig	25
Figura 2.1 Complexidade versus tempo de resposta para Sistemas de Processamento de Alarmes e Sistemas de Diagnóstico de Falhas.	29
Figura 2.2 Representação em “Diagrama em Blocos” para um Sistema Especialista.	32
Figura 2.3 Estrutura de uma Rede Neural do tipo MLP	34
Figura 2.4 Exemplo de uma Função de Pertinência utilizada na Lógica Fuzzy.....	37
Figura 4.1 Macro processo do SDP-TR	46
Figura 4.2 Estratégia de ativação do SDP-TR.....	47
Figura 4.3 Delimitação da Janela Temporal.....	49
Figura 4.4 Parametrização da Janela Temporal.....	53
Figura 4.5 Triagem de dados baseada na correspondência de informações da base topológica	56
Figura 4.6 Disposição das informações colhidas da triagem de alarmes, em 1D.....	58
Figura 4.7 Disposição das informações colhidas da triagem de alarmes, em 2D.....	59
Figura 4.8 Exemplo de alarme de proteção, referente a um terminal de linha de transmissão, configurado no sistema de supervisão e controle da Cemig GT	61
Figura 4.9 Exemplo de alarme de proteção de um barramento, configurado no sistema de supervisão e controle da Cemig.....	61
Figura 4.10 Exemplo de alarme de proteção de transformador, configurado no sistema de supervisão e controle da Cemig.....	62
Figura 4.11 Menus de acesso ao SDP-TR	79
Figura 4.12 Exemplo da tela de apresentação dos diagnósticos.....	81
Figura 4.13 Tela de apresentação dos alarmes triados, em 1D.....	81
Figura 4.14 Tela de apresentação dos alarmes triados, em 2D.....	82
Figura 5.1 Registro típico de um desligamento automático contido no RDO, com destaque para a descrição das proteções operadas.....	84

Lista de Tabelas

Tabela 1-1 Grandes blecautes ao redor do mundo	19
Tabela 3-1 Tipos de informações disponíveis em nível de centro de operação	42
Tabela 3-2 Avaliações de expectativas e avaliações contextuais	42
Tabela 4-1 Tempo máximo de eliminação de falta em equipamentos da Rede Básica.....	50
Tabela 4-2 Palavras-chave utilizadas no critério de pré-filtragem de alarmes.....	54
Tabela 4-3 Mapeamento de palavras-chave vinculadas a sinalizações de proteção.....	55
Tabela 4-4 Estrutura da base de dados topológica do SDP-TR.....	57
Tabela 4-5 Regras para atribuição de variáveis de função de proteção.....	64
Tabela 4-6 Exemplo de atribuição de variáveis.....	67
Tabela 4-7 Anomalias em regras de classificação.....	68
Tabela 4-8 Regras de interpretação de proteções de transformadores e reatores.....	70
Tabela 4-9 Regras de interpretação de proteções de linhas de transmissão	71
Tabela 4-10 Regras de interpretação de proteções de barramentos.....	73
Tabela 4-11 Regras de interpretação de proteções de bancos de capacitores	74
Tabela 4-12 Regras de interpretação de proteções de geradores.....	75
Tabela 4-13 Regras de interpretação de proteções de compensadores síncronos	76
Tabela 4-14 Regras de interpretação de proteções de compensadores estáticos de reativos ...	77
Tabela 4-15 Regras de interpretação de proteções de disjuntores.....	78
Tabela 5-1 Resumo do histórico de eventos processados pelo SDP-TR.....	85
Tabela 5-2 Representatividade dos subeventos processados, por tipo de instalação.	86
Tabela 5-3 Resumo da análise comparativa da amostragem.....	87
Tabela 5-4 Resumo da análise comparativa da amostragem.....	88
Tabela 5-5 Proteções que deixaram se sinalizar para o COS.....	90

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG – Algoritmos Genéticos
CCOI – Comitê Coordenador da Operação Interligada
COS – Centro de Operação do Sistema
EMS – *Energy Management System* – Sistema de Gerenciamento de Energia
ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity* – Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Eletricidade
EU – *European Union* – União Europeia
FERC – *Federal Energy Regulatory Commission* – Comissão Federal de Regulação de Energia
GCH – Grande Central Hidrelétrica
GCOI – Grupo Coordenador para a Operação Interligada
ISO – *Independent System Operator* – Operador Independente do Sistema
LTC – *Load Tap Changer* – Comutador de derivações em carga
MLP – *Multi Layer Perceptron* - Perceptron Multi-Camada
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
RDO – Relatório Diário da Operação
RDP – Registradores Digitais de perturbação
RNA – Redes Neurais Artificiais
RTO – *Regional Transmission Organization* – Organização de Transmissão Regional
SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* – Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados
SDP-TR – Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real
SDSC – Sistema Digital de Supervisão e Controle
SE – Sistema Especialista
SIN – Sistema Interligado Nacional
SOE – *Sequence of Events* – Sequência de Eventos
SSC – Sistema de Supervisão e Controle
SSCD – Sistema de Supervisão e Controle Distribuído
TSO – *Transmission System Operators* – Operadores de Sistemas de Transmissão
UTE – Usina Termelétrica
UTR – Unidade Terminal Remota

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os principais objetivos e motivações do trabalho, contextualizados através de uma breve discussão sobre as dificuldades enfrentadas pelas equipes dos centros de operação durante grandes blecautes em sistemas elétricos interligados. Faz-se uma revisão da filosofia da operação do sistema elétrico brasileiro e uma rápida apresentação institucional eletro-energética da União Europeia e dos Estados Unidos. É, também, apresentado um breve histórico da evolução tecnológica que beneficiou a operação de sistemas elétricos. Na sequência, uma rápida apresentação do centro de operação do sistema da Cemig Geração e Transmissão S.A.

Por fim, é mostrada a organização desta dissertação, além das considerações finais deste capítulo introdutório.

1.2. A Operação do Setor Elétrico Brasileiro

Um país conhecido por possuir dimensões continentais necessita ser provido de uma proporcional infraestrutura para garantir o seu desenvolvimento. Pode-se assim posicionar o fornecimento de energia entre os principais condicionantes para o crescimento de um país. No Brasil, além da dimensão territorial, a infraestrutura energética deve estar adaptada à peculiaridade de sua principal matriz: a água.

A exploração energética de recursos hídricos requer uma robusta malha de transporte de energia, uma vez que os principais centros urbanos distam dos melhores aproveitamentos hidráulicos. Por esta razão, o Brasil é considerado único em âmbito mundial. Seu sistema de produção e transmissão de energia elétrica é dito hidrotérmico, com forte predominância de usinas hidrelétricas, com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas concessionárias situadas nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se atualmente fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2012).

Os aproveitamentos hídricos, por sua vez, são comumente explorados em cascata. Este fator fortalece ainda mais a peculiaridade do setor elétrico brasileiro. A Figura 1.1 ilustra as

principais usinas hidrelétricas da Região Sudeste, classificadas por empresa concessionária, que obedecem bem a esta característica.

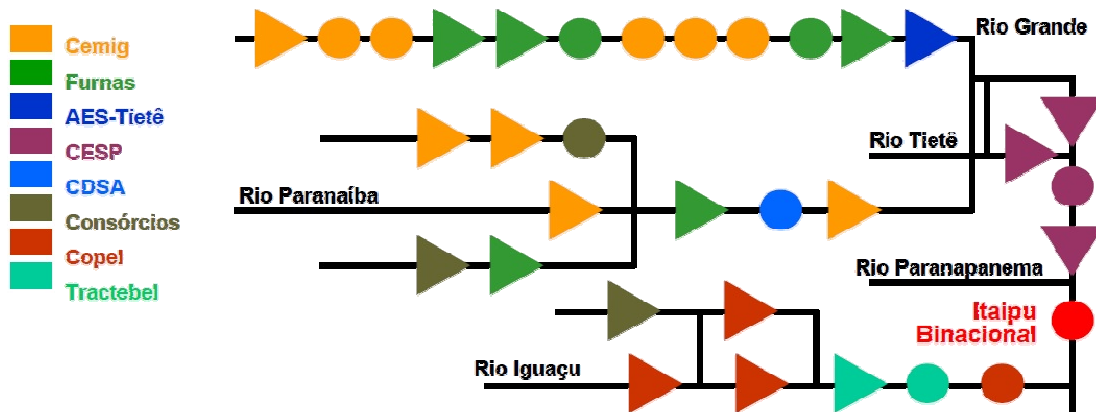


Figura 1.1 Principais aproveitamentos hidráulicos da região Sudeste do Brasil, por empresa concessionária.

Num passado pouco distante, o Brasil adotou um modelo de concessões horizontalizadas¹, em que as empresas de geração, transmissão e distribuição eram geridas por uma só empresa, e estas, por sua vez, eram dominadas pelo poder público. Enquanto o sistema não era interligado (até meados de 1960), havia poucas usinas hidrelétricas instaladas em cascata. Em geral, os primeiros sistemas energéticos operavam isoladamente uns dos outros. Neste cenário, cada empresa conduzia sua própria política de operação, já que suas ações não afetavam os outros sistemas elétricos existentes. Na década de 60 do século passado, visando aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia, e também explorar os benefícios da sazonalidade meteorológica de cada bacia/região, alguns sistemas elétricos passaram a ser interligados.

Dos benefícios deste princípio de operação interligada nasceu a necessidade de entendimento e organização dos interesses das empresas envolvidas. Os sistemas isolados que atendiam as cidades maiores ou regiões metropolitanas foram aos poucos sendo interligados, formando incipientes sistemas estaduais. Na medida em que estes sistemas cresciam, e evoluía a tecnologia, surgiam naturalmente a conveniência e a necessidade da coordenação

¹ No modelo de concessões horizontalizadas, uma mesma empresa pode deter o controle de geração, transmissão e distribuição. O movimento da desverticalização das empresas de energia elétrica, nos anos 90 e 2000, trouxe a divisão das empresas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, para incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado.

operação sistêmica das instalações de geração e transmissão de energia elétrica, no sistema interligado brasileiro, visando sempre à otimização da operação técnica, com a minimização dos custos de produção e transmissão envolvidos.

Atualmente, o SIN apresenta a macro configuração representada pela Figura 1.2 (ONS, 2012).

1.3. Outros Sistemas Interligados

A questão energética tem sido profundamente debatida e amadurecida ao redor do mundo. Economias já consolidadas como Europa e Estados Unidos tiveram significativas mudanças organizacionais no setor, evidenciando a importância da integração e do controle deste insumo estratégico para a moção da economia. Movimentos de centralização semelhantes ao do Brasil ocorreram também com o sistema interligado europeu, que passou a ser coordenado por uma entidade comum entre os países componentes da União Europeia, chamada de ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Já nos Estados Unidos, a coordenação da operação interligada é compartilhada entre os centros regionais (ISO – *Independent System Operator* e RTO – *Regional Transmission Organization*).

O ENTSO-E, foi criada em Dezembro de 2008, como forma de antecipação ao 3º Normativo para o Mercado Interno de Energia da União Europeia (lançado no início de 2011), para congregar todas as antigas Associações de Operadores de Sistemas de Transmissão³. Tem como missão promover a política energética do grupo, mantendo constante foco na segurança do suprimento, no mercado interno de energia, na sustentabilidade e também na integração. Atualmente, 42 Operadores de Sistemas de Transmissão (*Transmission System Operators* TSO) de 34 países europeus compõem o ENTSO-E. A Europa possui uma rede de transmissão de energia com interligações marítimas entre o continente europeu e as regiões da Grã-Bretanha e Escandinávia, e ainda conta com interligações de fronteira com países não pertencentes à UE (Marrocos, Rússia e Turquia).

O sistema elétrico interligado norte americano também apresenta proporções continentais. Por se tratar da principal economia mundial, sua presente infraestrutura energética representa o posto que ocupa. Bem como a Europa e o Brasil, os Estados Unidos

³ A saber: ATSOI (*Association of the Transmission System Operators of Ireland*); a BALTSO (*Baltic Transmission System Operators*); a ETSO (*European Transmission System Operators*); a NORDEL (*Association of TSOs from Norway, Finland, Denmark, Sweden and Iceland*); a UCTE (*Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*); e a UKTSOA (*UK Transmission System Operators Association*).

possuem uma entidade regulamentadora em âmbito nacional. O FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) é a principal autoridade de regulamentação energética do país. A operação do sistema elétrico está a cargo dos RTOs, que coordenam e controlam uma parte da rede de transmissão do país, além do intercâmbio de energia em suas fronteiras com outros RTOs (que, em geral, transcendem fronteiras provinciais e estaduais). De forma semelhante, os ISOs assumem funções semelhantes nas áreas onde são estabelecidos. Seu domínio pode estender-se a mais de um Estado da nação, mas também limitar-se a uma pequena área intraestadual. Em resumo, os RTOs exercem as mesmas funções dos ISOs, porém, geralmente abrangendo maiores áreas geográficas.

Alguns números do ENTSO-E⁴:

- Composto por 42 TSOs, de 34 países europeus;
- 380 TWh de intercâmbio energético entre os TSOs;
- 532 milhões de consumidores atendidos;
- 880 GW de capacidade de geração;
- 525 GW de demanda;
- 305.000 km de linhas de transmissão operadas pelos TSOs.

Alguns números do FERC (referência 2010):

- Fornece energia elétrica para 334 milhões de pessoas;
- 830 GW de demanda;
- 340.000 km de linhas de transmissão de extra alta tensão (acima de 230kV);
- 1 trilhão de dólares de ativos.

1.4. Motivação e Objetivos do trabalho

Os sistemas elétricos estão sempre sujeitos a falhas (NYE, 2010). Tanto aqueles considerados de pequeno porte, quanto as grandes redes interligadas de geração, transmissão e distribuição de energia, estão expostos a fatores exógenos (intempéries climáticas em geral, ações humanas, etc.) e endógenos (sobrecargas, equipamentos subdimensionados, etc.) que, em geral, provocam mudanças no estado operativo do sistema como um todo. Agravam-se as

⁴ Números referentes ao ano 2010.

consequências das falhas quando estes eventos provocam interrupções de carga, ou quando submetem os equipamentos a esforços além de suas capacidades nominais.

As causas destas ocorrências costumam ser bastante distintas. Todas, no entanto, provocam prejuízos para uma sociedade que é cada vez menos tolerante às interrupções de energia.

A inevitabilidade destes eventos introduz a necessidade de se proverem soluções que minimizem seus efeitos sobre a carga do sistema interligado, bem como sobre a integridade física dos equipamentos. A retirada de operação dos equipamentos no momento de um surto favorece a preservação da vida útil, em detrimento da continuidade no suprimento da energia. Esta é a principal função dos sistemas de proteção de equipamentos do sistema elétrico (COURY, 2000).

Eventos popularmente conhecidos como blecautes⁵ em sistemas elétricos de potência são considerados fenômenos de grande impacto para a economia de uma nação, bem como para a sociedade de forma geral. Em novembro do ano de 2009, mais de 50 milhões de pessoas, de 18 estados brasileiros, sofreram as consequências da interrupção do suprimento de energia, em um evento de repercussão internacional. No mundo, diversas outras ocorrências deste porte configuram a lista dos grandes blecautes da humanidade. A Tabela 1-1 traz alguns destes eventos, juntamente à porção da população afetada e o tempo transcorrido para o total restabelecimento, ressaltando que grandes blecautes não são privilégios exclusivos de países emergentes ou desenvolvidos. De fato, estes eventos ocorrem até mesmo nos sistemas mais modernos e robustos.

Grande parte das companhias energéticas possui seus próprios centros de operação. É neste ambiente que se processam as informações sobre o desempenho das instalações sob concessão de cada companhia, e se tomam as decisões de caráter operativo. As principais atribuições dos centros de operação são:

- Operar remotamente instalações, telessupervisionando e telecontrolando equipamentos;
- Promover ações para a manutenção da tensão dos barramentos de sua responsabilidade dentro de limites pré-estabelecidos;

⁵ *Blackout*: termo em inglês que se popularizou depois do colapso elétrico ocorrido em 1965, quando o Nordeste dos Estados Unidos e parte do Canadá ficaram às escuras por aproximadamente 12 horas.

- Promover ações de controle de geração de potência ativa, em atendimento à carga do sistema, e operação hídrica de reservatórios;
- Controlar e executar manobras em equipamentos para liberação de serviços de manutenção;
- Supervisionar os limites operativos dos equipamentos do sistema elétrico;
- Promover o restabelecimento de equipamentos desligados após perturbações.

Tabela 1-1 Grandes blecautes ao redor do mundo

Ano	Local	Quantidade de pessoas afetadas (x 1.000 habitantes)	Tempo gasto para o restabelecimento (horas)
31/7/2012	Índia	670.000	6
18/8/2005	Indonésia	100.000	7
10/11/2009	Brasil e Paraguai	90.000	4
11/3/1999	Brasil e Paraguai	60.000	5
26/10/2012	Nordeste e Norte do Brasil	55.000	4
14/8/2003	Estados Unidos e Canadá	55.000	17
28/9/2003	Itália e Suíça	55.000	9
9/11/1965	Estados Unidos e Canadá	30.000	14
30/4/2008	Venezuela	11.000	3
13/7/1977	Estados Unidos (Nova Iorque)	9.000	26
26/4/2007	Colômbia	9.000	2
10/8/1996	Oeste dos Estados Unidos	7.500	9
4/11/2006	Alemanha, França	5.000	2
26/9/2007	Brasil (Rio e Espírito Santo)	3.000	2

Os operadores dos centros de operação são os responsáveis por garantir, em tempo real, a qualidade da operação das instalações, em condições normais ou anormais, permanecendo

atentos e vigilantes para a tomada de decisões e iniciativas requeridas para a não interrupção do fornecimento energético.

Em operação normal, a atuação dos centros de operação visa promover ajustes de tensão e de geração (frequência) para o atendimento às variações da carga. São constantemente acompanhados os limites operativos dos equipamentos que compõem o sistema elétrico, de modo a evitar a imposição de sobrecarga. Quando necessário, executam-se manobras para permitir a atuação das equipes de manutenção nos equipamentos do sistema.

Desligamentos de pequeno porte em equipamentos do sistema elétrico são suficientes para configurarem uma condição anormal na operação como um todo. Ações adicionais passam a ser necessárias para garantir o atendimento à carga⁶. No caso de desligamentos de maior porte, fatores comportamentais como pressão, ansiedade e estresse fatalmente atingem a equipe, podendo comprometer seu desempenho (SEIDENSTEIN, 1983). A compreensão das causas que motivaram interrupções de carga é uma etapa fundamental para o sucesso das ações de restabelecimento. Ações incorretas podem, além de piorar a condição já precária do suprimento, provocar danos em equipamentos e instalações. Estes fatores contribuem para a indesejável demora no processo de restabelecimento de cargas interrompidas.

O especialista e pesquisador norte americano David Nye assegura que *os blecautes não podem ser totalmente evitados em nenhum lugar do mundo* (NYE, 2010), e acrescenta que, não importa quão bem um sistema de transmissão seja desenhado e construído, ele é apenas uma máquina num mundo de falhas técnicas, acidentes e erros humanos ocasionais.

Um agravante característico das ocorrências de grande porte é a significativa quantidade de alarmes e sinalizações que são reportadas aos centros de operação, em curtos intervalos de tempo. Considerando a inevitabilidade proposta por Nye, os operadores necessitam estar munidos de recursos que garantam agilidade no processo de restabelecimento, não para se evitar, mas sim para se reduzirem os transtornos causados pelos blecautes. A compreensão da origem da ocorrência e as decisões relacionadas ao restabelecimento dependem da assimilação da informação disponível no centro de operação, pelos operadores. Quanto mais concisa e objetiva for esta informação, diminuem-se os efeitos dos fatores comportamentais mencionados anteriormente, e aumentam-se os ganhos de agilidade e segurança no processo.

⁶ A coordenação sistêmica das ações de restabelecimento de equipamentos pertencentes à Rede de Operação é exercida pelo ONS, cabendo aos agentes de geração, transmissão e de distribuição a execução das ações nas instalações sob sua concessão.

Considerando a Figura 1.3, nota-se a existência de um limiar no nível de estresse humano, a partir do qual a agilidade na tomada de decisões decai substancialmente (KIRSCHEN, 1992).

Soluções “baseadas em conhecimento” têm sido empregadas em ambientes que apresentam esta criticidade. Os ditos “sistemas de apoio à tomada de decisões” são propostos para processar grandes quantidades de variáveis, de modo a automatizar a obtenção de um determinado posicionamento sobre uma questão mais complexa.

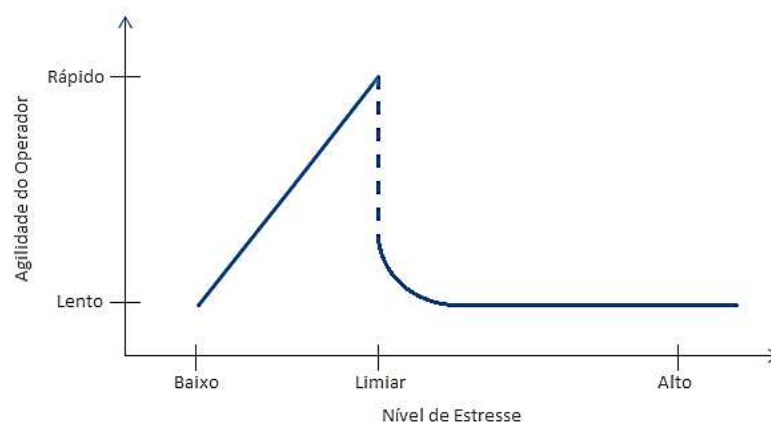


Figura 1.3 Desempenho do operador durante contingências - limiar no nível de estresse

Faz parte da motivação deste trabalho, portanto, o estudo de metodologias que permitam a reprodução de uma sistemática de interpretação de alarmes e sinalizações de proteção, que sejam capazes de disponibilizar, em tempo real, informações que facilitem a compreensão das possíveis causas de ocorrências no sistema elétrico. Automatizar a árdua tarefa de interpretação de grandes quantidades de informações, produzindo instantaneamente as informações requeridas pelo operador, significa agregar agilidade e segurança nas ações de restabelecimento de sistemas elétricos sob um blecaute.

A aplicabilidade desta proposta estende-se também às ocorrências rotineiras, que raramente resultam em interrupções de carga. A minimização dos tempos de indisponibilidade de equipamentos, fruto de ações mais ágeis no centro de operação, se reflete em resultados positivos para as empresas do setor elétrico.

Convém ressaltar que todo o desenvolvimento a ser apresentado nas seções seguintes baseia-se na formulação de uma solução que apoie a tomada de decisões em tempo real. Não é pretensão deste trabalho um sistema que ouse substituir o conhecimento e a experiência dos operadores, fornecendo decisões prontas e inquestionáveis para a operação. É fato que a

ampla gama de contextos vivenciada diariamente pelos operadores, bem como o conhecimento que se acumula através da dinâmica desta atividade, reforçam que os atributos inerentes à inteligência humana são bastante superiores ao desempenho de quaisquer soluções computacionais.

Após a discussão das metodologias de inteligência computacional aplicáveis a este contexto, é apresentado um protótipo do Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real – SDP-TR, em funcionamento no COS Cemig. Este protótipo foi desenvolvido pelo próprio autor, considerando as características do Sistema de Supervisão e Controle Distribuído (SSCD). No entanto, isso não inviabiliza sua generalização para funcionamento junto a outros sistemas supervisórios, desde que promovidas as devidas parametrizações.

A partir do conhecimento já adquirido com este protótipo, são apresentados os aspectos da especificação de um sistema baseado na filosofia de triagem de alarmes e interpretação de sinalizações de proteção.

1.5. A Evolução Tecnológica em Favor da Operação Centralizada

Durante uma perturbação, os centros de operação necessitam de informações que os permitam exercerem suas atribuições para o restabelecimento dos equipamentos desligados e da carga interrompida. Neste contexto, a disponibilidade e a confiabilidade das informações amostradas remotamente têm sido parte fundamental na evolução tecnológica dos centros de operação.

No passado, a operação centralizada não dispunha de muitas informações telemedidas. Na década de 70, os centros de controle das grandes empresas de energia monitoravam o sistema elétrico através de alguns poucos registradores gráficos dedicados exclusivamente às medições de tensão nas principais barras, medições de fluxos de potência ativa em pontos de intercâmbio com outras empresas, e medição de frequência. Outras informações eram obtidas somente via telefone, diretamente com os operadores das estações.

Com o advento da eletrônica digital, os sistemas de supervisão e controle passaram a ter à disposição quantidades maiores de informações sobre os equipamentos supervisionados pelo centro de operação. Unidades terminais remotas instaladas nas usinas e subestações faziam o papel de concentrar medições de potência ativa, reativa, corrente, tensão, estado de disjuntores, proteções atuadas, e encaminhá-las para o centro de operação, através de meios de telecomunicações. Estes recursos também conquistaram sua importância, devido à

significativa evolução ao longo da década de 80, sendo atualmente imprescindíveis para quaisquer ações de supervisão e controle.

Os recursos computacionais eram ainda bastante limitados na década de 80. Todo o registro proveniente das instalações eram impressos em longos formulários contínuos, através de equipamentos conhecidos como “*loggers*”. Quando alguma perturbação atingia o sistema elétrico, os operadores do centro de operação promoviam análises sobre os registros impressos para tentar compreender o que havia ocorrido.

Os avanços tecnológicos das décadas seguintes pouco alteraram a filosofia de operação em nível de centro de operação. Foi nesse período, no entanto, que os centros de operação passaram a controlar à distância (via telecontrole) alguns de seus equipamentos, graças à maior capacidade de processamento e transmissão de dados, e também à confiabilidade dos recursos necessários para este fim.

Das principais atribuições dos centros de operação mencionadas, o restabelecimento de equipamentos desligados após perturbações é a mais complexa. A quantidade de informações disponíveis através do sistema de supervisão e controle permite aos operadores dos centros de operação compreender um pouco mais sobre os motivos dos desligamentos e a extensão das áreas atingidas. Por outro lado, o tempo que se gasta neste processo concorre diretamente com a agilidade requerida para a tarefa. Há relatos de que um centro regional da companhia Hydro-Québec, no Canadá, tenha registrado mais de 2.000 alarmes em uma de suas subestações, e mais de 15.000 alarmes em um centro regional, somente durante os primeiros cinco segundos de uma perturbação geral (DUROCHER, 1990). Esse fenômeno é conhecido na literatura como *Avalanche de Alarmes*.

O problema da sobrecarga de alarmes no centro de operação durante perturbações tem motivado muitos estudos relacionados ao desenvolvimento de aplicações computacionais para tratamento e triagem de alarmes. O principal objetivo destas iniciativas é agilizar a compreensão das informações mais importantes acerca dos equipamentos desligados e das ações necessárias para o restabelecimento do suprimento de energia às áreas afetadas, facilitando a tomada de decisões.

1.6. A Companhia Energética de Minas Gerais

A Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, fundada em 22 de maio de 1952, é uma *holding* composta de mais de 100 empresas e com participações em consórcios e fundo de participações, além de possuir ativos e negócios em 22 estados brasileiros e no Distrito

Federal e também no Chile. Atua nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e ainda na distribuição de gás natural, por meio da Gasmig, em telecomunicações, por meio da Cemig Telecom, e no uso eficiente de energia, por meio da Efficientia. Em 2012, a Cemig conquistou o posto de “maior empresa de energia elétrica da América Latina em valor de mercado”.

O COS-Cemig é responsável, atualmente, pela operação de mais de 60 estações, dentre grandes centrais hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e subestações de transmissão. Ao todo, são mais de 3.000 pontos de controle operados remotamente, cuja capacidade de supervisão demanda aproximadamente 60.000 elementos em seu Sistema de Supervisão e Controle, representado pela Figura 1.4. O telecontrole abrange desde manobras em disjuntores até unidades geradoras, compensadores síncronos, estáticos e dispositivos de descarga (vertedouros).



Figura 1.4 Interface de acesso ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído (SSCD)

Uma equipe de aproximadamente 30 operadores se reveza na tarefa de operar remotamente todos estes elementos. A Figura 1.5 ilustra o COS-Cemig no ano de 2012.



Figura 1.5 Fotografia do COS-Cemig

1.7. Organização da Dissertação

Dada esta introdução ao tema da dissertação, os capítulos subsequentes estão assim organizados:

1 – Introdução:

Considerações iniciais, motivações e principais objetivos.

2 – Revisão Bibliográfica:

Apresentação da revisão bibliográfica sobre a filosofia dos sistemas de processamento de alarmes e de diagnóstico de faltas, bem como sobre as metodologias de inteligência computacional que suportam estes sistemas.

3 – Especificação de Requisitos Não-Funcionais:

Contextualização do ambiente no qual o SDP-TR será implantado; apresentação dos requisitos de utilização; apresentação das fontes de informações; expectativas dos usuários.

4 – Especificação de Requisitos Funcionais:

Este é o capítulo dedicado ao desenvolvimento da aplicação objeto deste trabalho, com foco para a definição dos requisitos técnicos.

5 – Resultados:

Depois de concebido o protótipo segundo as especificações de requisitos funcionais e não funcionais, o SDP-TR foi submetido a uma bateria de testes, a qual será o foco deste capítulo.

6 – Conclusões:

Conclusões finais e propostas para trabalhos futuros.

7 – Referências:

Principais referências dos fundamentos empregados neste trabalho

Anexos:

Apresentação das funções de proteção de equipamentos do sistema elétrico e das publicações deste trabalho em seminários e congressos.

1.8. Considerações Finais

Por fim, o assunto abordado nesta dissertação já resultou em duas publicações científicas em seminários consagrados do setor elétrico brasileiro, e uma publicação em revista científica:

- XI EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação. Evento realizado na cidade de Florianópolis / SC, no ano de 2010. O trabalho foi eleito como destaque pelo comitê técnico, premiado entre os dois melhores trabalhos apresentados;
- XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Evento realizado na cidade de Florianópolis / SC, no ano de 2011;
- Revista Eletroevolução n°.63, Junho/2011. Revista ISSN 1806-1877.

Na sequência, são apresentadas e discutidas as metodologias de inteligência computacional mais empregadas em aplicações de processamento de alarmes e diagnóstico de faltas, que embasarão o desenvolvimento do SDP-TR.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Considerações Iniciais

O trabalho desempenhado em centros de operações de sistemas elétricos possui características bastante semelhantes, em todo o mundo. Equipes especializadas e recursos computacionais são indispensáveis para a garantia do contínuo fornecimento de energia elétrica, com mínimas interrupções.

Os recursos computacionais em questão são inspirados em técnicas consagradas na literatura, que visam objetivos bastante peculiares: imitar a cognição humana, reproduzir modelos inspirados na neurociência e na genética, ou ainda desvencilhar-se da máxima da computação digital, possibilitando o trato das incertezas existentes entre o “zero” e o “um”.

2.2. Sistemas de Apoio à Tomada de Decisões

Atualmente, a implantação de subestações teleassistidas é uma realidade no âmbito da operação de instalações, com uma tendência fortemente presente no planejamento da expansão, para praticamente todas as empresas do setor elétrico brasileiro. A necessidade de utilização de ferramentas computacionais eficientes, capazes de atender às necessidades da operação em tempo real, em conjunto com os sistemas de supervisão e controle é reforçada mediante tal estratégia (CARDOSO JR., 2003).

Neste contexto, a tomada de decisões durante perturbações em sistemas elétricos de grande porte é uma tarefa de alta complexidade. De maneira geral, quantidades muito elevadas de informações devem ser compreendidas em curtos intervalos de tempo, para que se promovam ações precisas e eficazes. Esta grande responsabilidade recai diretamente sobre os operadores dos centros de operação (ANTUNES, 2009; BATISTA, 2005).

Grande parte dos dados das usinas e subestações é reportada ao centro de operação por meio de mensagens de alarmes. Segundo (LIBERATO, 2010), no primeiro segundo de um grande distúrbio, este número frequentemente ultrapassa a marca de 15 a 20 mensagens, ao passo que testes científicos já demonstraram que o ser humano tem capacidade de interpretar, corretamente, não mais do que 2 a 3 mensagens por segundo. Esta constatação abre espaço para o desenvolvimento de soluções que agreguem agilidade e segurança na tomada das decisões em tempo real.

Sabe-se, contudo, que os desenvolvimentos computacionais os quais visam emitir diagnósticos *on-line* de perturbações estão longe do trivial, dado o volume de variáveis e as incertezas nas informações disponíveis ao operador, além do estresse e a urgência da situação. É bastante conveniente que os dados utilizados por estas soluções sejam, de preferência, gerados por um módulo de processamento de alarmes (CARDOSO JR., 2003; FARIA, 2002).

Alguns sistemas de processamento inteligente de alarmes desenvolvidos na década de 90 (e atualmente em uso em companhias norte americanas) foram concebidos em aplicações externas aos seus *Energy Management Systems* (EMS), uma vez que os computadores do EMS não suportariam este significativo acréscimo de demanda por processamento. Embora se comuniquem através de conexões de alta velocidade, os resultados do sistema de processamento de alarmes são exibidos em interfaces independentes da interface homem-máquina do EMS. Dada a maior disponibilidade de processamento que os computadores atualmente dispõem, estes sistemas de processamento tendem a compor os novos EMS. A qualidade do resultado dos sistemas de processamento de alarmes melhora quando este sistema passa a ter total acesso às informações de tempo real, em vez de operarem somente com dados externados à base de dados histórica (KIRSCHEN, 1992).

Segundo Cardoso Jr. (2003), sistemas de processamento de alarmes e de diagnóstico de faltas executam tarefas semelhantes, no que tange à compreensão de eventos que produzem determinadas sequências de alarmes. É importante observar que a literatura associada a este tema estabelece uma diferenciação entre os sistemas de processamento de alarmes e os sistemas de diagnóstico de faltas (KIRSCHEN, 1992). Embora ambos considerem a mesma natureza de informações de entrada (alarmes, eventos e sinalizações provenientes do SCADA), eles possuem objetivos bastante distintos.

Os sistemas de processamento de alarmes exercem o papel de facilitar a compreensão acerca dos eventos que estão ocorrendo de maneira geral no sistema elétrico (NEIS, 2006). A grande quantidade de alarmes reportada ao centro de operação, em tempo real, dificulta a tarefa dos operadores. Portanto, esta categoria de sistemas visa concentrar em uma (ou poucas) mensagem a informação reportada através de uma quantidade muito superior de alarmes e de sinalizações correlatas. Quando ocorre uma “avalanche de alarmes”, proveniente de uma perturbação no sistema elétrico, por exemplo, estes sistemas devolvem, ao operador, informações concisas sobre as mudanças de estado operativo dos equipamentos do sistema, podendo até agregar alguma informação relevante sobre as proteções atuadas. Estes sistemas podem ainda sugerir ações corretivas quando demandados (KIRSCHEN, 1992).

Os sistemas de diagnóstico de faltas, por suas vezes, concentram seus esforços de processamento exclusivamente para o trato de perturbações no sistema elétrico. Têm o objetivo de evidenciar as causas dos desligamentos (simples ou múltiplos) através das sinalizações de proteções atuadas e das demais grandezas analógicas disponíveis em cada equipamento. Os sistemas de diagnóstico de faltas devem estimar a seção do sistema que originou os desligamentos, além de identificar a atuação imprópria de relés e disjuntores (CARDOSO JR., 2003).

Neis (2006) ressalta ainda que os processadores de alarmes são projetados para tratar todos os possíveis tipos de alarmes, ao passo que os sistemas de diagnóstico de falhas analisam apenas o conjunto de alarmes necessário para localizar a falta. Enquanto os sistemas de processamento de alarmes informam “o que está acontecendo”, os sistemas de diagnóstico de faltas procuram explicar o “porquê de determinados eventos estarem ocorrendo”.

A Figura 2.1 apresenta uma diferenciação destes sistemas sob os aspectos de “complexidade” e “tempos de resposta”. De fato, os sistemas de diagnóstico de faltas requerem o aprofundamento nos aspectos de suas avaliações, principalmente no que tange à filosofia de proteção de equipamentos do sistema elétrico (KIRSCHEN, 1992). Embora haja uma determinada interseção entre os dois tipos de sistemas, o autor recomenda que os sistemas de diagnóstico de faltas sejam desenvolvidos separadamente dos processadores de alarmes.

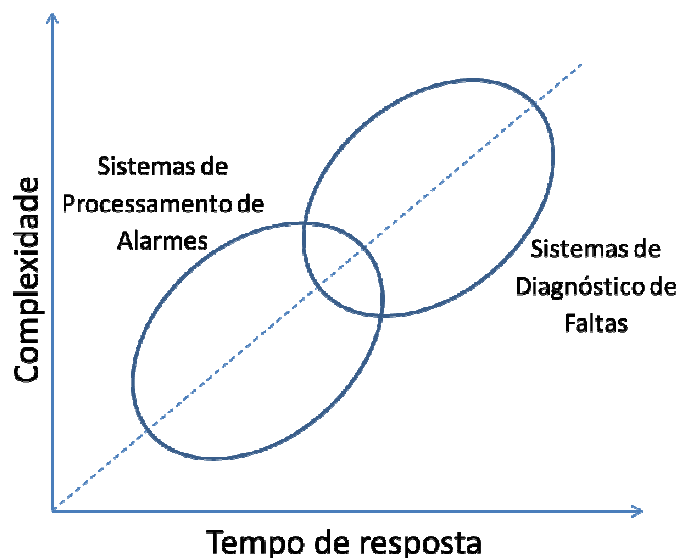


Figura 2.1 Complexidade versus tempo de resposta para Sistemas de Processamento de Alarmes e Sistemas de Diagnóstico de Faltas.

Outra diferença significativa entre estas duas filosofias é que os sistemas de processamento de alarmes avaliam fluxos contínuos de eventos (retratando uma contínua evolução do sistema), ao passo que os sistemas de diagnóstico de faltas estabelecem intervalos pré-definidos, conhecidos como “janelas temporais”, nas quais cada evento é analisado separadamente.

Em (KIRSCHEN, 1992) são estabelecidos os seguintes objetivos para os sistemas de processamento de alarmes, que, de maneira comum, são aplicáveis aos sistemas de diagnóstico de faltas:

- Reduzir a quantidade de informação apresentada ao operador;
- Apresentar uma ideia mais clara a respeito da condição que causou os alarmes;
- Eventualmente, recomendar ações corretivas.

É conveniente ressaltar que a tarefa de recomendar ações corretivas é complexa e, em determinadas circunstâncias, perigosa. Ações inapropriadas podem provocar sérios danos a pessoas e equipamentos e, ainda, resultar em um agravamento das condições sistêmicas impostas por aquela perturbação. Portanto, o sistema de diagnóstico de faltas nunca deverá indicar conclusões incorretas acerca de um determinado evento. Para tanto, todos os alarmes devem ser processados para que nenhuma informação relevante corra o risco de ser ignorada. Estes critérios devem ser rigorosamente observados na concepção do sistema de diagnóstico de faltas. Deve, também, ser considerada a forma com que os eventos envolvendo falhas de relés, disjuntores, canais de comunicação, etc., são reportados ao centro de operação, para evitar a ocorrência dos riscos mencionados, e até mesmo para garantir a credibilidade dos operadores. A metodologia para a solução a ser implementada deve ser escolhida levando-se em conta os seguintes fatores (CARDOSO JR., 2004):

- Faltas em múltiplos equipamentos podem ser analisadas de forma individualizada, a fim de se diminuir a complexidade do problema;
- Convivência com a aquisição de dados corrompidos ou perda de informações. Esta situação pode se configurar durante uma perturbação de grandes proporções, com muitos desligamentos;
- Carência de infraestrutura (falta de registro de sequência de eventos);
- Falta de padronização na formação das mensagens e alarmes;
- Imprecisão nos tempos de ocorrência dos eventos;

- Alarmes que surgem pela ocorrência de eventos secundários podem ser facilmente misturados com alarmes causados pela perturbação primária.

Por fim, o diagnóstico de faltas ou estimação da seção em falta é definido como um problema de tomada de decisão, no qual várias hipóteses (de seções em falta), previamente formuladas, competem entre si, cabendo ao operador ou à ferramenta computacional de apoio selecionar a mais provável.

A escolha da ferramenta computacional mais adequada para esta finalidade deve considerar as vantagens e desvantagens das diversas metodologias de inteligência computacional existentes na literatura. Os Sistemas Especialistas (SEs), as Redes Neurais Artificiais (RNAs) e a Lógica Nebulosa (ou Lógica *Fuzzi*) são as técnicas mais sugeridas na construção de ferramentas para diagnóstico de faltas. A Busca Tabu, os Algoritmos Genéticos e as Redes de Petri também são propostos, mas poucos trabalhos foram publicados empregando estas técnicas para o diagnóstico de faltas em sistemas de potência (CARDOSO JR., 2003, 2004).

2.3. Sistemas Especialistas

A principal característica dos SEs é a capacidade de explicação – habilidade característica de seres humanos. Esta classe de sistemas adota o “raciocínio inferencial” para solucionar problemas de um campo específico do conhecimento humano. Esta tentativa de reprodução computacional da cognição humana abre espaço para o desenvolvimento de soluções para os mais complexos problemas (FALCÃO, 2002; LIBERATO, 2010).

Os sistemas baseados nesta metodologia são constituídos, basicamente, de uma “máquina/motor de inferência” e de uma base de dados (que contém o conhecimento específico do problema, traduzido em forma de regras do tipo “*se... então*”), conforme ilustra a Figura 2.2. O motor de inferência processa as entradas do problema a ser resolvido ao conhecimento representado nas bases de dados, para desenvolver sua solução. Deve, também, ser concebida uma interface para a manutenção da base de conhecimento, cuja atribuição pertence ao especialista daquela área.

É importante, portanto, destacar que todo sistema computadorizado, que usa o conhecimento de um domínio específico para obter a solução de um problema, é considerado um SE se a resposta ou solução obtida pelo sistema for essencialmente a mesma encontrada por um especialista humano (LIBERATO, 2010).

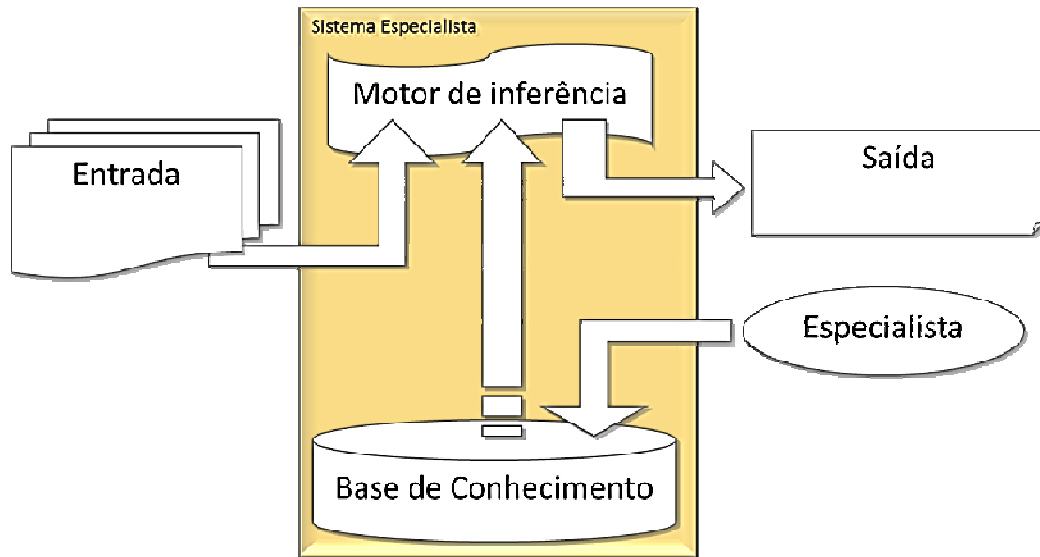


Figura 2.2 Representação em “Diagrama em Blocos” para um Sistema Especialista.

Destacam-se positivamente os seguintes aspectos desta metodologia, para aplicação no problema de diagnóstico de faltas (AZEVEDO, 2001; CARDOSO JR., 2004):

- A redução de sobrecarga do operador, por excesso de alarmes, informações e restrições;
- Prevenção de erros humanos;
- Retenção do conhecimento da operação;
- Mais segurança e agilidade nas decisões operativas;
- Maior facilidade de aceitação da ferramenta pelos usuários, já que a mesma pode explicar a forma por meio da qual chegou a sua conclusão e funciona de forma semelhante ao raciocínio humano;
- A descrição das regras pode ser feita de forma natural e intuitiva, não exigindo do especialista um esforço muito grande para representar o seu conhecimento sobre o sistema elétrico;
- Acrescentar ou modificar informações na base de conhecimento é bastante simples. Esta característica é muito desejável, dado que os sistemas elétricos sofrem constante evolução;
- Maior facilidade para manipular a temporização dos alarmes.

Na sequência, seguem algumas limitações da metodologia de SEs para o trato do problema de diagnóstico de falhas em sistemas elétricos (CARDOSO JR., 2004):

- Na etapa de aquisição de conhecimento há necessidade de disponibilidade de um especialista humano com interesse em colaborar e que tenha facilidade de comunicação com o engenheiro de conhecimento, que desenvolverá o SE;
- As ocorrências de faltas graves são raras, uma vez que os sistemas de energia são bastante confiáveis. Logo, nem mesmo um engenheiro experiente detém conhecimento sobre todos os tipos de faltas possíveis, sendo, portanto, difícil validar a base de conhecimento;
- SEs não contêm informações completas (esgotamento de todas as possibilidades). Portanto, os projetistas são incapazes de prever sua eficiência em situações não testadas;
- Não apresentam bom desempenho quando a força bruta de busca não puder ser substituída por entendimento.

A principal desvantagem dos SEs é, portanto, a sua incapacidade de generalização. Estes sistemas só respondem a eventos previstos em sua base de conhecimento. Assim, se não ocorrer um alarme necessário à caracterização de uma determinada falha (por problema de comunicação, por exemplo), ou mesmo se houver o funcionamento incorreto do sistema de proteção, o sistema não seria capaz de emitir um diagnóstico. Este problema pode ser contornado através de mecanismos de probabilidades e redundâncias (quando disponíveis), que o tornem mais robustos (AZEVEDO, 2001).

2.4. Redes Neurais Artificiais

Redes Neurais Artificiais é uma metodologia de inteligência computacional, cujo modelo matemático foi inspirado na estrutura neural de organismos inteligentes, com habilidade de adquirir conhecimento através da experiência. Esta metodologia constitui uma forma de aproximação universal de funções, apresentando desempenho satisfatório durante a interpretação e classificação de padrões complexos (CARDOSO JR., 2004). Uma grande rede neural artificial pode ter centenas ou milhares de unidades de processamento; já o cérebro de um mamífero pode ter muitos bilhões de neurônios (LIBERATO, 2010).

Ao contrário dos SEs, RNAs são tolerantes às falhas oriundas da entrada de dados, uma vez que possuem capacidade de generalização. O aprendizado da RNA ocorre por meio da utilização de casos históricos ou simulados representativos do domínio do problema.

As unidades de uma RNA são organizadas em camadas e interligadas por conexões ponderadas (sinapses). A Figura 2.3 apresenta a arquitetura de uma rede neural do tipo MLP (Perceptron Multicamadas). A camada de entrada exerce a função de propagar a informação para uma camada intermediária, que, efetivamente, realiza algum tipo de processamento. Na sequência, o dado é encaminhado para a camada de saída, na qual o resultado do processamento da RNA é apresentado (FALCÃO, 2002).

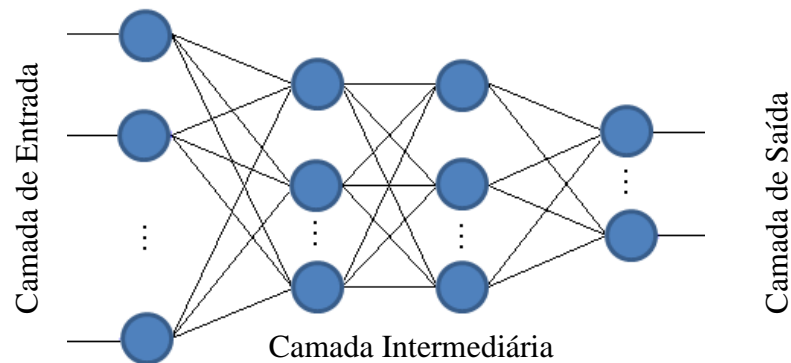


Figura 2.3 Estrutura de uma Rede Neural do tipo MLP

Destacam-se as seguintes vantagens da utilização das RNAs (CARDOSO JR., 2004; LIBERATO, 2010):

- Tolerância à falha e capacidade de interpolação – as redes são capazes de produzir resultados mesmo com dados de entrada ruidosos e casos para os quais não foram treinadas, ou seja, apresentam insensibilidade ao ruído;
- Não necessitam de regras explícitas para a descrição do esquema de proteção. Somente dados sobre a operação de relés e disjuntores associados a uma determinada falta são necessários (o processo de aprendizagem da maioria das redes se dá através de exemplos);
- Fácil implementação – uma vez que a mesma utiliza exemplos durante o treinamento;
- Adaptabilidade e capacidade de aprender automaticamente novos cenários de falta, bastando adicionarem-se novos dados ao conjunto de treinamento;

- Velocidade – a estrutura maciçamente distribuída e paralela permite uma resposta muito rápida a estímulos apresentados à RNA, o que é importante para aplicações em tempo real;
- Visa à otimização – minimiza a taxa de erros presentes em problemas de classificação.

A capacidade de generalização de uma rede neural se apresenta como a principal vantagem no problema de reconhecimento de padrões. Esta generalização refere-se à habilidade da rede neural em produzir bons resultados, mesmo quando apresentada a situações não consideradas durante o processo de aprendizagem. Desta forma, a capacidade de reconhecer padrões nunca antes vistos, porém semelhantes aos apresentados durante o treinamento, torna-se um importante diferencial perante muitas técnicas tradicionais. De um modo geral, as redes neurais são um método de modelagem altamente recomendável para se lidar com sistemas abertos ou mais complexos, pouco entendidos e que não podem ser adequadamente descritos por um conjunto de regras ou equações (LIBERATO, 2010).

Embora as redes neurais possam ser utilizadas para resolver determinados tipos de problemas topológicos, ainda não ficou provado que o método pode ser expandido para qualquer tipo de distúrbio (KIRSCHEN, 1992; NEIS, 2006).

Alguns pontos fracos da metodologia Redes Neurais na aplicação em diagnóstico de falhas podem ser apontados, segundo (CARDOSO JR., 2004):

- Padrões de treinamento dependem dos estados de relés e disjuntores, o que pode implicar um aumento no número de conexões da rede neural, dificultando a sua aplicação em sistemas reais de grande porte;
- Dificuldade em se garantir um resultado confiável, uma vez que é difícil especificar um conjunto de amostras (padrões de treinamento) significativas;
- Sistemas de potência de grande porte requerem uma rede neural de grande escala, sendo difícil determinar os pesos ótimos em termos de precisão e esforço computacional, além de resultar em uma lenta convergência da rede durante o processo de treinamento;
- Necessidade de se determinar o tamanho da rede, ou seja, o número de neurônios e camadas da rede;
- Dados históricos contendo informações sobre faltas seriam o ideal para se treinar a rede, mas isto em uma aplicação real nem sempre está disponível, uma vez que as faltas ocorrem de maneira aleatória e não são tão frequentes;

- Falta de critérios que determinem a quantidade de dados necessários ao aprendizado da rede. Poucos dados implicam modelos inadequados, enquanto que muitos dados resultam em um treinamento bastante demorado e, por vezes, perda da capacidade de generalização (fenômeno conhecido como “sobre-treinamento”);
- As redes não conseguem resolver eficientemente problemas em que a informação proveniente da sequência de eventos compõe parte essencial para o diagnóstico.

Em (SILVA, 1996), é feita uma abordagem, baseada em RNA, para o problema de localização de falta em subestações. O mesmo problema, outrora tratado por meio de SE, permitiu compreensão das seguintes vantagens desta metodologia:

- O tempo de implementação do sistema de localização de faltas, baseado em RNA, é, aproximadamente, dez vezes menor quando comparada à solução baseada em SE. A exigência de uma base de dados consistida é a principal razão desta diferença;
- A operação inadequada de relés de proteção não compromete o desempenho do sistema proposto, ao contrário do que se verifica na solução baseada em SE.

Contudo, a habilidade de um SE com o trato de mensagens de sequência de eventos (que trazem consigo o registro preciso do tempo de atuação de cada sinalização de proteção ou abertura de disjuntor), sugere a proposição de uma metodologia híbrida para agregar qualidade ao sistema de localização de faltas.

2.5. Lógica *Fuzzy*

Desde 1984, nota-se um crescente uso de lógica *fuzzy* (lógica difusa ou nebulosa) em sistemas de potência, devido ao pouco esforço computacional envolvido e à simplicidade de implementação. Outro aspecto atrativo é o fato de estes sistemas serem bastante robustos em aplicações envolvendo informações imprecisas e vagas (CARDOSO JR., 2004).

A teoria dos conjuntos *fuzzy* foi desenvolvida para modelar imprecisões, ambiguidade e incerteza nas informações. Consiste em aproximar a decisão computacional à decisão humana. Isto é feito de forma que a decisão de uma máquina não se resume apenas a um “sim” ou um “não”, mas também tenha decisões “abstratas”, do tipo “um pouco mais”, “talvez sim”, e outras variáveis que representem as decisões humanas. A aplicação de sistemas *fuzzy* no problema do diagnóstico de faltas permite a modelagem destas incertezas e o tratamento de

conjuntos de dados incompletos, levando-se em conta informações qualitativas capturadas junto aos operadores (especialistas) (NEIS, 2006).

Do ponto de vista do diagnóstico de faltas, somente a parte das regras referente às conclusões são conhecidas em forma de alarmes, sendo complexa a identificação da seção em falta por meio de raciocínio dedutivo.

Portanto, o problema de diagnóstico de faltas é um processo de raciocínio indutivo por natureza, no qual deve ser considerada a possibilidade de mau funcionamento dos dispositivos de proteção. As incertezas no diagnóstico de faltas surgem uma vez que as premissas (causas) das regras devem ser inferidas utilizando informações das partes relativas às conclusões (efeitos) em situações em que pode ocorrer o mau funcionamento de componentes (CARDOSO JR., 2004).

Dentre as principais vantagens dos sistemas baseados em lógica *fuzzy*, destacam-se:

- Flexibilidade - as funções de pertinência (Figura 2.4) utilizadas para representar o desempenho de relés e disjuntores podem ser alteradas dinamicamente, de acordo com as condições de falta, condições do tempo e disponibilidade de dados estatísticos;
- Capacidade de supressão de ruídos – a metodologia não é sensível a sinais inesperados, tais como falha ou operação indevida de relés, erros na transmissão de dados, entre outros;
- Geralmente, o processo de inferência utiliza um pequeno número de regras nebulosas, e a ordem de disparo das mesmas não influi no resultado, o que torna simples a adição de novas regras na base de conhecimento.

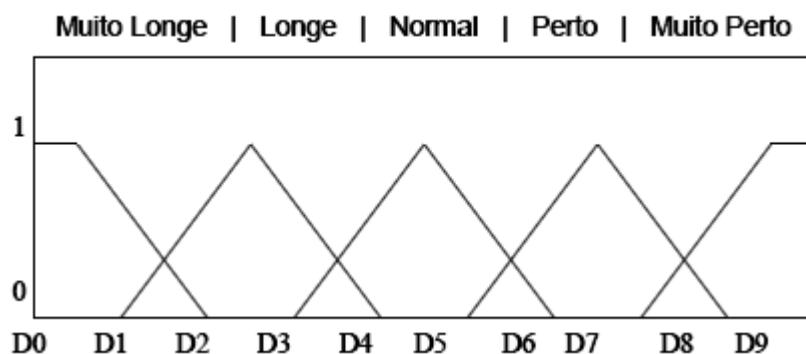


Figura 2.4 Exemplo de uma Função de Pertinência utilizada na Lógica Fuzzy

Algumas desvantagens da Lógica Fuzzy:

- A aplicação de regras heurísticas, embora sugira maior aproximação ao pensamento humano, demanda maior quantidade de testes e simulações;
- Não há uma definição/modelo matemático preciso;
- A necessidade de simplificação dos problemas provoca dificuldade no estabelecimento das regras, o que pode resultar em imprecisão dos resultados;
- O problema envolve restrições vagas e/ou múltiplos objetivos conflitantes;

Por fim, a Lógica *Fuzzy* parece ser uma alternativa bastante promissora, pois apresenta grande habilidade em tratar informações imprecisas, captar informações de senso comum, tomar decisões, além da capacidade para lidar com raciocínios envolvendo linguagem natural.

2.6. Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos (AGs) pertencem à classe dos métodos probabilísticos de busca e otimização. São inspirados nos mecanismos de seleção natural e genética evolutiva. A teoria emula o processo da natureza, no qual os mais aptos vencem e se reproduzem e, conseqüentemente, os mais fracos se extinguem (CARDOSO JR., 2004; NEIS, 2006).

Neste processo, a partir da avaliação de uma população inicial gerada aleatoriamente, criam-se novas populações por meio de operadores genéticos. Os indivíduos com bom desempenho são selecionados e partes destes são combinadas, criando cópias mais fortes, simplesmente pelo uso de seleção e reprodução. Apesar desta aparente simplicidade, cabe ressaltar que o processo de busca exige uma substancial força computacional que pode inviabilizar sua utilização em aplicações de tempo real.

Como características que diferenciam o AG de outros métodos de otimização, destacam-se (NEIS, 2006):

- O AG trabalha com um conjunto de pontos (soluções candidatas) para um dado problema, e não sobre pontos isolados. Este conjunto é denominado “população”. Em contrapartida, cada ponto da população é denominado “indivíduo”;
- Normalmente o AG opera em um espaço de soluções codificadas, e não diretamente no espaço de busca. Estas soluções codificadas em sequências são denominadas “cromossomos” ou “*strings*”. Cada elemento do cromossomo é denominado “gene”. A codificação da solução é frequentemente denominada “genótipo”, enquanto a solução real é denominada “fenótipo”;

- O AG utiliza regras de transição probabilísticas, e não determinísticas. Cada indivíduo tem uma probabilidade de ser selecionado e passar adiante seu material genético. Normalmente esta probabilidade é proporcional ao valor da função de aptidão (*fitness*).

Esta classe de métodos baseados em técnicas de otimização tem sido aplicada ao problema de diagnóstico de faltas, uma vez que fornece um mecanismo de busca bastante robusto, além de se basear em importantes conceitos biológicos. No entanto, embora resultados de simulações mostrem que este método é bastante promissor em sistemas de potência de grande porte, nem sempre é fácil estabelecer um modelo matemático capaz de descrever o comportamento do sistema de proteção.

Os modelos apresentados por (GOLDBERG, 1989; WEN, 1995) são bastante promissores, pois independem da topologia da rede. Porém, as informações empregadas para representar a confiabilidade de operação dos dispositivos de proteção nem sempre estão disponíveis (variam conforme modelo, fabricante, tempo de uso, atualização da coordenação dos dispositivos de proteção, etc.).

Embora possuam certa capacidade de generalização, dependendo do grau de depreciação dos alarmes recebidos, as formulações até então estudadas apresentam dificuldades em produzir um diagnóstico correto.

Principais vantagens do AG:

- O AG é computacionalmente simples, apresentando baixo custo de implementação;
- A aplicação do AG não se restringe a problemas nos quais são impostas determinadas condições a respeito da função objetivo ou do espaço de busca, tais como continuidade, existência de derivadas ou unimodalidade;
- Os AGs são métodos robustos e apresentam bons resultados em espaços de busca complexos;
- Restrições quanto aos valores das variáveis de decisão também podem ser facilmente integradas no algoritmo;
- Em virtude da natureza do AG, é possível ainda executá-lo utilizando técnicas de processamento paralelo, que tendem a melhorar tanto a eficiência quanto a qualidade das soluções obtidas;
- Possibilidade de desenvolvimento de sistemas híbridos, nos quais se associa o AG a outros métodos de otimização, a fim de se obterem resultados mais aprimorados.

Desvantagens do AG:

- Há uma tendência de esta metodologia buscar por soluções ótimas. Porém, não há garantias de obtenção da solução ótima;
- Demanda elevada por recursos computacionais, quando comparado com outras técnicas, o que dificulta a aplicação em tempo real;
- A parametrização é realizada de maneira empírica.

2.7. Considerações Finais

As metodologias apresentadas neste capítulo permitem o desenvolvimento de aplicações dedicadas ao processamento inteligente de alarmes, bem como para o diagnóstico de perturbações em tempo real. Contudo, a escolha da metodologia depende do contexto ao qual a aplicação se inserirá. Faz-se necessário, portanto, um levantamento de requisitos funcionais e não funcionais para qualificar a metodologia mais aderente, por suas vantagens e desvantagens.

O capítulo seguinte trata dos requisitos não funcionais, ou seja, os requisitos de utilização voltados para o diagnóstico de perturbações em tempo real.

3. ESPECIFICAÇÃO DE REQUISITOS NÃO-FUNCIONAIS

3.1. Considerações Iniciais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais requisitos não funcionais, em especial, os de utilização. Trata-se de elementos pesquisados junto aos potenciais usuários, bem como aos responsáveis pela infraestrutura de dados do COS. Esta etapa é relevante para a implementação da ferramenta de diagnóstico de faltas no sistema elétrico de geração e transmissão da Cemig, e nortearão o capítulo de definição de requisitos funcionais.

3.2. Definição dos Requisitos de Utilização

Em tempo real, o sistema de diagnóstico de faltas deve ser capaz de transformar alarmes e sinalizações de proteção em mensagens ricas de informação para os operadores do centro de operação, visando facilitar a compreensão das perturbações no sistema elétrico. Uma parte significativa desta especificação é baseada no aprendizado obtido com o desenvolvimento de uma plataforma protótipo, já em produção, denominada Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real – SDP-TR.

A Tabela 3-1 traz exemplos de insumos normalmente utilizados pelos operadores do Centro de Operação, quando da ocorrência de perturbações no sistema elétrico. Esta relação permite uma reflexão sobre os tipos de informações que podem ser aproveitadas por um sistema computacional dedicado ao auxílio da compreensão de faltas.

Embora o desejo de se conceber uma solução altamente eficiente sugira uma adoção múltipla dos insumos listados, é importante que esta decisão seja tomada com foco nos seguintes aspectos: agilidade e simplicidade.

O desenvolvimento de uma aplicação desta natureza requer, portanto, uma criteriosa observação acerca do ambiente ao qual será integrada. As avaliações de expectativas e contextuais dispostas na Tabela 3-2 contribuem para a assertividade da solução a ser especificada. Estes elementos justificam a adoção dos alarmes e sequências de eventos como insumos para o desenvolvimento do SDP-TR.

Tabela 3-1 Tipos de informações disponíveis em nível de centro de operação

Tipo de informação disponível no COS	Disponibilidade da informação	Complexidade para se processar
Grandezas analógicas telemedidas	Imediata	Média (bandas mortas, tolerâncias, imprecisões, etc.)
Dados digitais telemedidos	Imediata	Baixa (algoritmos de verificação de estado de equipamentos ao longo do tempo)
Alarmes e Sequências de Eventos (SOE)	Imediata	Baixa (algoritmos baseados em comparação de <i>strings</i> – <i>if-then-else</i>)
Registros oscilográficos (RDP) coletados em tempo real	Rápida	Alta (cálculos matemáticos)
Sons, vídeos e imagens coletadas em tempo real	Rápida	Alta (técnicas de alto nível tecnológico, pouco dominadas no setor elétrico)
Interlocução com equipes de operação local (via hot-line ou telefone convencional)	Eventual ⁷	Não se aplica

Tabela 3-2 Avaliações de expectativas e avaliações contextuais

Questões	Considerações
Quais são as expectativas dos usuários, com relação às informações e resultados a serem entregues?	A exigência por decisões rápidas e precisas em ambientes críticos provoca, de forma geral, estresse e ansiedade nos profissionais envolvidos. Portanto, as soluções voltadas para este ambiente devem ser rápidas – com resultados “a um clique” da interface – e confiáveis, de forma que a decisão do operador não acarrete em falhas ou prejuízos. As respostas devem ser claras e concisas, sem ambiguidade, e entendíveis por todos os operadores.

⁷ Nas estações operadas em regime de teleassistência, nem sempre é possível contar com a disponibilidade de um interlocutor (equipe de operação local).

Questões	Considerações
<p>As fontes de dados dispõem de elementos suficientes para atingir o nível de expectativa dos usuários?</p>	<p>Sistemas de diagnóstico de falhas podem utilizar quaisquer tipos de fontes de dados (qualquer dado pode ser transformado em informação).</p> <p>A escolha das fontes faz total diferença no atendimento das expectativas. O centro de operação do sistema, em geral, dispõe dos tipos de informações apresentados na Tabela 3-1.</p> <p>O SDP-TR adota como única fonte de informação os alarmes amostrados do SCADA, cuja complexidade permite que todo o desenvolvimento seja baseado em algoritmos simples, mas robustos.</p> <p>A fim de garantir maior confiabilidade aos resultados, o SDP-TR foi preparado para considerar, simultaneamente, duas fontes de dados independentes: os alarmes do SCADA e os fluxos de SOE – esta última, com a vantagem de possuir estampa de tempo.</p>
<p>As fontes de dados são confiáveis e prontamente acessíveis?</p>	<p>As fontes de dados digitais, como o próprio nome diz, dispõem exclusivamente de dois estados. Mais precisamente, o SDP-TR basear-se-á a maior parte de seu desenvolvimento em sinalizações provenientes de relés de proteção. Portanto, uma vez instalados e comissionados, a confiabilidade proveniente dos relés de proteção tende a ser alta. Sofrem unicamente de falhas oriundas de seu próprio hardware/software.</p> <p>Este tipo de dado é prontamente acessível através da própria base de dados de tempo real (se isto for conveniente) ou através da base de dados histórica, que, no caso da Cemig GT, é alimentada minuto a minuto pelo EMS.</p>

Questões	Considerações
Os dados a serem processados são padronizados?	<p>Padronização é uma relevante preocupação quando se propõe o processamento de um tipo de dado que pode ser gerado por equipamentos de diferentes fabricantes, de épocas e tecnologias distintas. Pressupor a existência de padronização, para o SDP-TR, é contar com sinalizações de proteção que indiquem, pelo menos: data/hora, instalação e função de proteção⁸. Portanto, o SDP-TR é munido de artifícios que o habilitam a lidar com o nível de “despadronização” presente nas nomenclaturas das bases de dados dos relés de proteção instalados nas estações da Cemig G.T. Em paralelo, é prudente que iniciativas em busca de uma real padronização sejam adotadas a fim de melhorar a confiabilidade das sinalizações.</p>
Qual é o nível de aprofundamento técnico necessário para garantir a entrega esperada?	<p>Sendo um sistema para automatizar uma tarefa que ora seria executada manualmente, é importante compreender o raciocínio dos operadores antes de tentar reproduzi-la em um algoritmo. Os operadores dispõem de boa formação técnica e larga experiência, portanto, o aprofundamento técnico deste sistema deve estar à altura do conhecimento destes profissionais. Para tanto, a topologia do sistema elétrico deve ser precisamente mapeada, e minuciadas as funções de proteção existentes em cada classe de equipamento.</p> <p>Esta reflexão ainda se remete às considerações dos itens anteriores, que justificam a escolha da fonte de dados digitais para atendimento à demanda proposta neste trabalho. Portanto, um estudo sobre os alarmes do sistema de supervisão e controle faz parte do aprofundamento técnico necessário.</p>

⁸ Adota-se, para funções de proteção, codificação baseada na referência (IEEE, 1996).

Questões	Considerações
Qual é o nível de intervenção humana necessária para a manutenção do sistema?	A literatura disponível para esta classe de sistemas de diagnóstico de falhas não raro apresenta experiências que fracassaram em função de alta demanda por manutenção. Este fato motiva uma das principais orientações seguidas no SDP-TR: simplicidade. De fato, os desenvolvimentos mais complexos, embora sejam capazes de gerar os melhores resultados (diagnósticos mais ricos e precisos), 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. A intervenção humana no SDP-TR ocorre na medida em que novos equipamentos são integrados ao sistema elétrico. É necessário que o usuário defina qual é o “nome” da proteção daquele novo equipamento, sendo esta intervenção feita através de interface amigável – eliminando a necessidade de intervenção sobre os códigos de programação.

3.3. Considerações Finais

O levantamento dos requisitos não funcionais é uma tarefa de grande valia para o desenvolvimento do SDP-TR. A partir das considerações levantadas neste capítulo, o sistema começa a adquirir formato e atributos definitivos. No próximo capítulo, são apresentados os requisitos técnicos funcionais necessários para a implantação definitiva do SDP-TR.

4. ESPECIFICAÇÃO DE REQUISITOS FUNCIONAIS

4.1. Considerações Iniciais

O funcionamento de um sistema que realiza diagnósticos de perturbações em tempo real, e, conseqüentemente, os resultados a serem alcançados através deste processo dependem de sua estratégia de execução. Vislumbra-se o objetivo de compreender, através de sinalizações de atuação de proteção, as causas dos desarmes de equipamentos do sistema elétrico. Faz-se, portanto, necessário o estabelecimento de um fluxo de etapas através do qual o sistema seja capaz de transformar, automaticamente, dados oriundos do sistema SCADA, em mensagens altamente inteligíveis aos operadores do centro de operação. A Figura 4.1 abaixo demonstra o macro processo do SDP-TR.

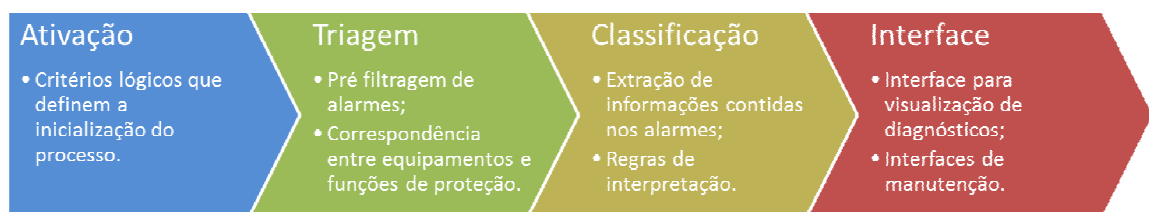


Figura 4.1 Macro processo do SDP-TR

4.2. Ativação

Há dois estados possíveis para o SDP-TR, conforme ilustra a Figura 4.2. No estado de observação, o sistema deve apenas permanecer vigilante às sinalizações que o demandem iniciar um processo de análise. Pouco recurso computacional é requerido neste estado.

No estado de execução, o sistema assume a ordem de emitir um diagnóstico para o fato que motivou sua mudança de estado. A execução propriamente dita consiste nas etapas já mostradas através da Figura 4.1.

Durante o processo de execução, a fim de garantir que novos desligamentos sejam também verificados e devidamente diagnosticados, o sistema não deixa o estado de observação.

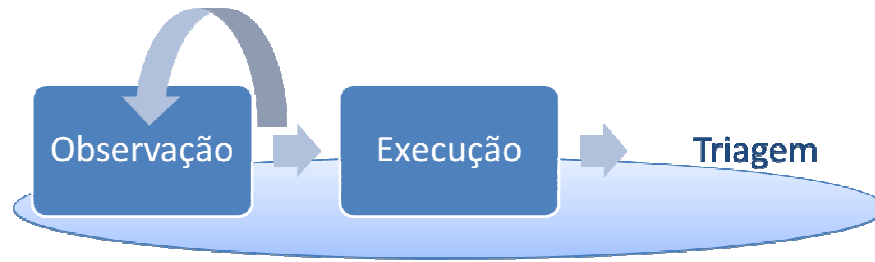


Figura 4.2 Estratégia de ativação do SDP-TR

4.2.1. Critérios Lógicos para a Inicialização do Processo de Execução

A mudança do estado “Observação” para o estado “Execução” deve ser planejada visando à detecção automática das mudanças de estado operativo de equipamentos (da condição “em serviço” para a condição “fora de serviço”), de tal forma que uma determinada análise se inicie sem a interferência do usuário.

As informações de mudanças de estado operativo de equipamentos são emitidas ao módulo de alarmes dos sistemas de supervisão e controle por algoritmos conhecidos como “configuradores/analísadores de redes”. Estes algoritmos baseiam-se no princípio da contiguidade (adjacência, vizinhança) entre elementos da rede elétrica, tendo a função de montar a topologia do sistema a partir dos dados de chaves seccionadoras e disjuntores recebidos do sistema de aquisição de dados juntamente com parâmetros estáticos do sistema previamente armazenados na base de dados. O configurador gera alarmes quando ocorre mudança de estado de algum equipamento ou na ocorrência de ilhamento no sistema elétrico

Na medida em que a abertura de disjuntores e chaves provoca, a um determinado equipamento, a perda da contiguidade com o restante do sistema, o configurador de redes indica que este equipamento alterou seu estado, de “em serviço” para “fora de serviço”. Não é função do configurador de redes indicar se a mudança de estado operativo foi causada por atuação manual (intencional) ou por atuação de proteção (não intencional).

Outra estratégia para a inicialização do processo de análise considera a existência, verificada através do fluxo de alarmes do sistema de supervisão e controle, de mensagens que sinalizem o disparo de TRIP de uma proteção de algum equipamento, ou de BLOQUEIO de algum “relé 86”. Esta estratégia, quando combinada com a verificação da informação proveniente do configurador de redes, torna bastante confiável o uso do SDP-TR.

O foco do sistema de diagnóstico de perturbações é vigiar os desligamentos causados, de forma geral, por atuação de proteção. Em ocorrências mais complexas, é comum que

alguns equipamentos se desliguem do sistema como consequência da configuração restante da rede, ou, em alguns casos, por descoordenação da proteção de outros equipamentos. Pelo exposto, torna-se prudente não excluir das análises os equipamentos cuja mudança de estado operativo não tenha sido vinculada à atuação de seu próprio arranjo de proteção.

4.2.2. Janela Temporal

O conceito de “janela temporal” utilizado neste trabalho baseia-se na definição de um intervalo de tempo no qual se fazem contidas todas as sinalizações de proteção necessárias para a elaboração do diagnóstico de desligamento de um equipamento.

Em aplicações desenvolvidas para uso em tempo real, é importante atentar-se para os tempos nos quais são reportadas e disponibilizadas as sinalizações de proteção que causaram um determinado desarme, bem como para o momento no qual a informação “equipamento fora de serviço” é indicada pelo configurador de redes. De forma geral, grande parte das proteções de interesse para a composição de um diagnóstico é apresentada antes do insumo do configurador de redes. Portanto, a definição do instante de início de uma janela temporal, capaz de garantir a totalidade de sinalizações de proteção, deve considerar momentos anteriores à sinalização do configurador de redes.

É natural que algumas sinalizações de proteção também sejam reportadas após o momento da informação de “equipamento fora de serviço”. Por isso, a definição do instante de término da janela temporal é outro requisito indispensável para a delimitação da quantidade de alarmes a serem considerados em um diagnóstico.

Uma importante premissa desta etapa é garantir que o sistema seja capaz de obter todas as sinalizações pertencentes a cada equipamento desligado, evitando que a perda de informações comprometa a compreensão do desarme. A esta premissa cabe uma delimitação precisa das fronteiras elétricas dos equipamentos sob análise, assegurando-se que alarmes de outros equipamentos não causem interferências na elaboração dos diagnósticos. A delimitação das fronteiras elétricas dos equipamentos será discutida no item “4.2” (Triagem).

A Figura 4.3 ilustra a lógica de delimitação de janela temporal, para análises iniciadas através de informação obtida no sistema de configuração de redes.

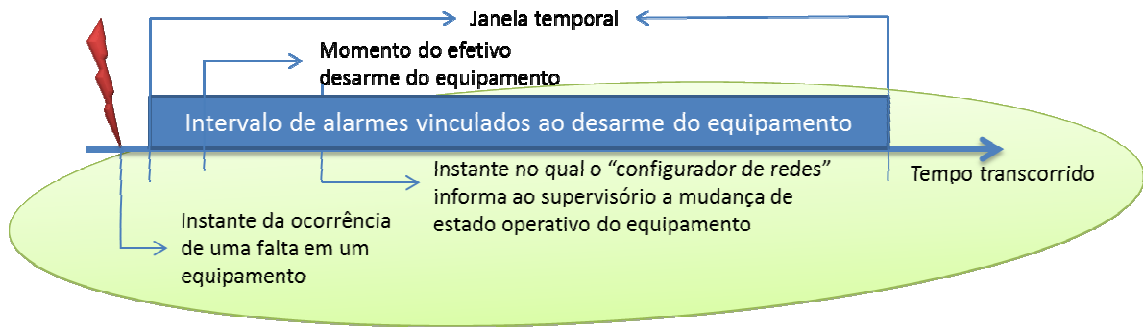


Figura 4.3 Delimitação da Janela Temporal

Esta delimitação deve ser obtida através da concatenação dos diversos atrasos temporais inseridos no processo, desde o momento da atuação da proteção até a efetiva mudança de estado operativo dos equipamentos no sistema supervisorio. O término da janela temporal a ser estabelecido deve garantir que todos os alarmes vinculados a um desligamento sejam considerados na elaboração do diagnóstico. Os parâmetros temporais relacionados abaixo são detalhados nos itens seguintes:

- Limite inferior da Janela Temporal:
 - Atuação da Proteção;
 - Canal de telecomunicação;
 - Processamento do Configurador de Redes.
- Limite superior da Janela Temporal:
 - Automático, pré-definido ou manual.

4.2.3. Tempo de Atuação da Proteção

Para a maioria das perturbações no sistema elétrico, o tempo transcorrido entre o instante da ocorrência de uma falta, e o efetivo desarme de um equipamento, está, em geral, na ordem dos centésimos de segundo. Este tempo atribui-se à partida dos relés de proteção que, por suas vezes, disparam comandos de *trip* aos disjuntores que interligam o equipamento ao restante do sistema. O ONS (2010) estabelece, dentre outros requisitos, os tempos máximos de eliminação de faltas em equipamentos, considerando os diversos arranjos de proteção existentes em linhas de transmissão, transformadores, barramentos, e etc. A Tabela 4-1 destaca estes requisitos.

Tabela 4-1 Tempo máximo de eliminação de falta em equipamentos da Rede Básica

Equipamento	Faixa de Tensão de Operação	Tempo Máximo para Eliminação da Falta
Linha de Transmissão	$\geq 345\text{kV}$	100ms
	$< 345\text{kV}$	150ms
Transformador	$\geq 345\text{kV}$	120ms
	$< 345\text{kV}$	150ms
Reator	$\geq 345\text{kV}$	100ms
	$< 345\text{kV}$	150ms
Barramento	$\geq 345\text{kV}$	100ms
	$< 345\text{kV}$	150ms
Disjuntor (falha de disjuntor)	$\geq 345\text{kV}$	250ms
	$< 345\text{kV}$	300ms
Banco de Capacitores	todas	150ms

Dada a ordem de grandeza dos tempos de atuação das proteções, entende-se que estes pequenos atrasos pouco influenciam na delimitação da janela temporal.

4.2.4. Tempo dos Canais de Comunicação Envolvidos

No instante do desarme de um equipamento do sistema elétrico, diversos pontos de supervisão são ativados em virtude da atuação dos relés de proteção, das mudanças de estado de disjuntores, das variações de grandezas do tipo analógicas, etc. Todos estes eventos são informados à unidade terminal remota da estação, que, por sua vez, transmite estes dados ao centro de operação.

O desempenho desta comunicação depende de inúmeros fatores, que compreendem desde a qualidade da unidade terminal remota (ou sistemas digitais associados), até a própria gravidade da perturbação, que pode ser suficientemente grande ao ponto de comprometer o desempenho da unidade terminal remota (devido à necessidade de ser processada grande quantidade de informação, em curto intervalo de tempo), mesmo que esta possua alta capacidade de processamento.

A avaliação do atraso imposto por este processo de comunicação pode ser bastante complexo. A fim de simplificar esta tarefa, sugere-se analisar os tempos de atraso verificados durante perturbações de médio e grande porte. Nesses casos, além de diversas estações serem envolvidas simultaneamente, a quantidade de alarmes em cada uma delas pode ser bastante significativa. Para exemplificar, tomou-se como referência a análise de uma perturbação de grande porte no sistema de transmissão da área Minas Gerais e Espírito Santo, ocorrida no dia 11/10/2011, a qual envolveu diversas estações da rede básica da Cemig GT. Nesta condição, verificaram-se atrasos na ordem de 3 a 20 segundos, em média, do momento exato da ocorrência até o instante da recepção das respectivas informações no SCADA.

4.2.5. Tempo de Processamento da Informação no Sistema Configurador de Redes

O tempo gasto para o Configurador de Redes processar a mudança de estado operativo dos equipamentos do sistema elétrico, a partir da recepção da informação no SCADA, é outra variável cuja estimativa tende a apresentar uma significativa complexidade.

O Configurador de Redes é um sistema cujo processamento compete diretamente com outros processos críticos em execução no EMS. Em condições normais, o tempo gasto para se processar a mudança de estado operativo é pequeno, variando na ordem de 1 a 5 segundos. Este comportamento se alterou significativamente ao se analisar a mesma perturbação sistêmica, envolvendo as áreas Minas Gerais e Espírito Santo, discutida no item 4.1.2.2. Nesta condição, foram observados tempos na ordem de 10 a 40 segundos.

A definição da janela temporal deve, portanto, adaptar-se adequadamente aos diversos atrasos inseridos no processo de supervisão remota de equipamentos elétricos, do momento da ocorrência da falta até o efetivo processamento desta informação pelo sistema supervisorio.

É importante destacar que o atual sistema de supervisão e controle do COS Cemig está em fase de substituição, tanto em níveis de software quanto de hardware. Isso implica que o tempo de processamento do configurador de redes tende a ser menor quanto mais eficientes forem os novos produtos a serem instalados.

Através dos levantamentos obtidos nos itens desta seção (considerando a condição crítica de uma perturbação de grande porte), torna-se possível assumir, de forma conservadora o suficiente para não se excluir eventual/acidentalmente uma sinalização de proteção de um

equipamento, que o início da janela temporal inclua os 60 segundos anteriores⁹ ao horário indicado pelo configurador de redes, para o equipamento na condição fora de serviço.

4.2.6. Limite Superior da Janela Temporal

O limite superior da janela temporal pode ser definido através das seguintes formas:

- Automático: obtido através da mensagem “equipamento em serviço” emitida pelo configurador de redes, no momento do restabelecimento do equipamento;
- Pré-definido: valor fixo para cada tipo de equipamento;
- Manual: informado pelo usuário.

A principal desvantagem de se utilizar, exclusivamente, a mensagem “equipamento em serviço” é que o tempo transcorrido até o efetivo restabelecimento do equipamento pode ser demasiadamente grande, sob o ponto de vista da quantidade de alarmes a ser considerada na janela temporal. Isto aumenta a probabilidade de serem inseridas sinalizações desnecessárias, que poderiam comprometer os resultados das etapas seguintes, até mesmo o diagnóstico final. Outro aspecto que inviabiliza o emprego desta técnica é a ocorrência de falta permanente em um equipamento, de tal modo que seu status “equipamento em serviço” poderia levar alguns dias e até alguns meses, dependendo da gravidade da falta.

Uma maneira eficiente para contornar esse problema parte-se da aplicação de um limite temporal pré-determinado para marcar o término da janela temporal, simultaneamente ao uso da mensagem proveniente do configurador de redes. Ou seja, caso o configurador de redes não informe o término da janela temporal (em caso de falta permanente, por exemplo), o limite pré-determinado encerrará a janela temporal mesmo que o equipamento não tenha retornado em serviço.

Não há um critério analítico para subsidiar a definição deste parâmetro. Contudo, deve-se objetivar o menor tempo suficientemente capaz de garantir que nenhuma sinalização de proteção importante para o diagnóstico fique de fora da janela temporal. A experiência adquirida com o uso do sistema protótipo sugere que uma janela temporal de 60 segundos (adotando como referência o horário indicado pelo configurador de redes, para o equipamento na condição fora de serviço) é suficiente para agrupar todas as sinalizações de proteção necessárias para o processamento de um diagnóstico. A Figura 4.4 ilustra a amplitude do

⁹ Valores superiores ao balizador apresentado aumentam desnecessariamente a amplitude da janela temporal. Isto favorece a inclusão de um volume de informações indesejadas para o diagnóstico.

intervalo de alarmes e de sinalizações de proteção que será extraído do SCADA e processado pelo SDP-TR, considerando os parâmetros de início e término da janela temporal sugeridos.

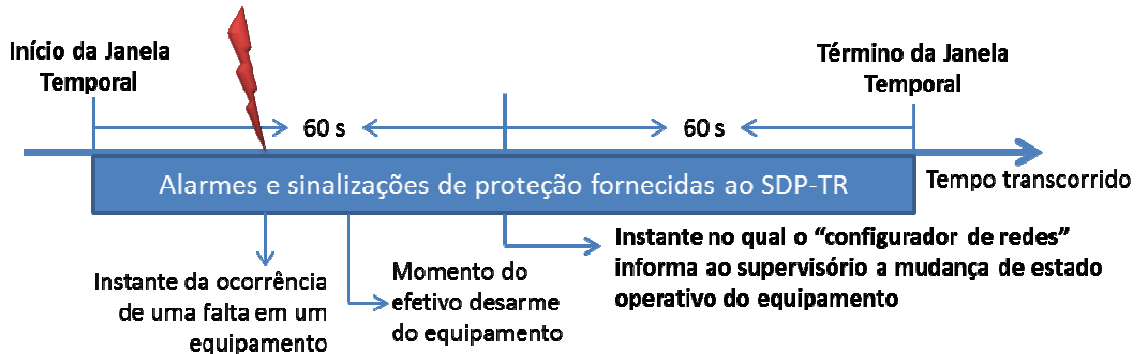


Figura 4.4 Parametrização da Janela Temporal

Permitir ao usuário a definição do limite superior da janela temporal pressupõe uma significativa mudança na filosofia de funcionamento do sistema. Neste caso, cabe ao sistema informar ao usuário a existência de sinalizações que indiquem “equipamento fora de serviço”, e, a partir dessa informação, cabe ao usuário informar o intervalo temporal que o sistema deverá processar. Uma vez que o usuário (operador) deseje investigar eventuais sinalizações de proteção em instantes temporais diferentes daqueles pré-concebidos pelo sistema, o mesmo deve estar ciente das implicações que esta janela temporal manualmente definida pode trazer em termos da qualidade do diagnóstico final.

4.3. Triagem

Estabelecidos os critérios de inicialização do processo de análise, bem como a definição da janela temporal, têm-se dois parâmetros fundamentais para se processar a triagem de alarmes. O objetivo desta etapa é recuperar somente os alarmes que carreguem consigo informações relevantes acerca das proteções que causaram o desarme de equipamentos elétricos, descartando-se os demais alarmes contidos na janela temporal.

O processo de triagem requer informações adicionais (acerca da topologia do sistema) dos “equipamentos fora de serviço”, que deverão ser mapeadas através de uma estrutura de base de dados. O desenvolvimento desta etapa pressupõe a existência de padronização na nomenclatura dos equipamentos do sistema.

4.3.1. Pré-Filtragem

A primeira etapa da triagem consiste na exclusão de dados previamente definidos como desnecessários para o processo de diagnóstico. Neste momento é possível reduzir significativamente a quantidade de alarmes existente na janela temporal, melhorando o desempenho computacional das etapas subsequentes.

Definiu-se, para o SDP-TR, que a triagem de alarmes se dá através da busca por “palavra-chave” dentro das mensagens de alarmes. Sendo assim, a seleção/exclusão de dados da primeira etapa da triagem consiste no estabelecimento das palavras-chave que se deseja recuperar dentro das mensagens de alarmes, conforme exemplifica a Tabela 4-2.

Tabela 4-2 Palavras-chave utilizadas no critério de pré-filtragem de alarmes

Palavra-chave a recuperar	Exemplo	Significado
Desarmado	NEVES1 6P4- 67N-P-TRIP DESARMADO	Trip através da função de proteção 67N-P, pertencente ao disjuntor 6P4 da subestação Neves 1: as funções de proteção dos relés geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Desarmado</i> ”, juntamente com a própria função de proteção atuada.
Bloqueia	TAQU 4T86-1 BQDQ BLOQUEIA AÇÃO LOCAL	Bloqueio por ação local da função de proteção 4T86-1, pertencente ao transformador T4 da SE Taquaril: os relés de bloqueio de manobra (proteção impeditiva), após acionados por determinadas funções de proteção, geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Bloqueia</i> ”.
Aberto	BDESP3 10U4 AF ABERTO AÇÃO LOCAL	Abertura por ação local (desarme) do disjuntor 10U4 da SE Bom Despacho 3: manobras de abertura de disjuntores e chaves seccionadoras geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Aberto</i> ”.
Fechado	BAGU 9M4 AF FECHADO TELECONTROLE	Fechamento por telecontrole do disjuntor 9M4 da SE Baguari: manobras de fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Fechado</i> ”.

No instante de uma perturbação, muitos relés de proteção são sensibilizados. De forma geral, a partida de muitos relés costuma favorecer o fenômeno “avalanche de alarmes”, já discutido nos capítulos anteriores. Esta variedade de dados não costuma agregar consistência à análise desejada. Portanto, um cuidado importante na pré-filtragem de alarmes é a diferenciação dos alarmes que sinalizam a partida de relés de proteção, dos alarmes que representam, de fato, a atuação de determinadas funções de proteção.

Todos os alarmes que não satisfazem aos critérios determinados na Tabela 4-2 são imediatamente descartados das etapas subsequentes.

4.3.2. Correspondência com Base de Dados

A segunda etapa da triagem de dados consiste na obtenção dos alarmes e sinalizações de atuação de proteção vinculadas ao(s) “equipamento(s) fora de serviço”, apontado pelo sistema configurador de redes. Necessita-se, portanto, definir quais são as palavras chave, em níveis de topologia do sistema, às quais estarão relacionadas às funções de proteção, bloqueio e manobra, de cada equipamento do sistema. A Tabela 4-3 ilustra um exemplo contido neste mapeamento:

Tabela 4-3 Mapeamento de palavras-chave vinculadas a sinalizações de proteção

Equipamento:	SE Mesquita – T1 500/230-13,4kV 400MVA
Tipo:	Autotransformador
Nomenclatura atribuída no sistema (configurador de redes) – critério de inicialização do processo de análise:	MESQ T001
Palavra chave de Proteção:	MESQ 1T
Palavras chave referentes ao terminal de alta tensão:	MESQ 3U
	MESQ 7U
Disjuntores associados:	MESQ 10U
	MESQ 20M
	MESQ 21M

O exemplo da Tabela 4-3 representa um único registro pertencente à base de dados topológica, representando um autotransformador. A estratégia de formação da base de dados garante que o SDP-TR recupere todos os alarmes com incidência das palavras chave “MESQ 1T, MESQ 3U, MESQ 7U, MESQ 10U, MESQ 20M e MESQ 21M” a partir do momento em que o configurador de redes indica o equipamento “MESQ T001” na condição “fora de serviço”. A Figura 4.5 representa a sequência lógica da triagem de dados baseada na correspondência de informações da base topológica.

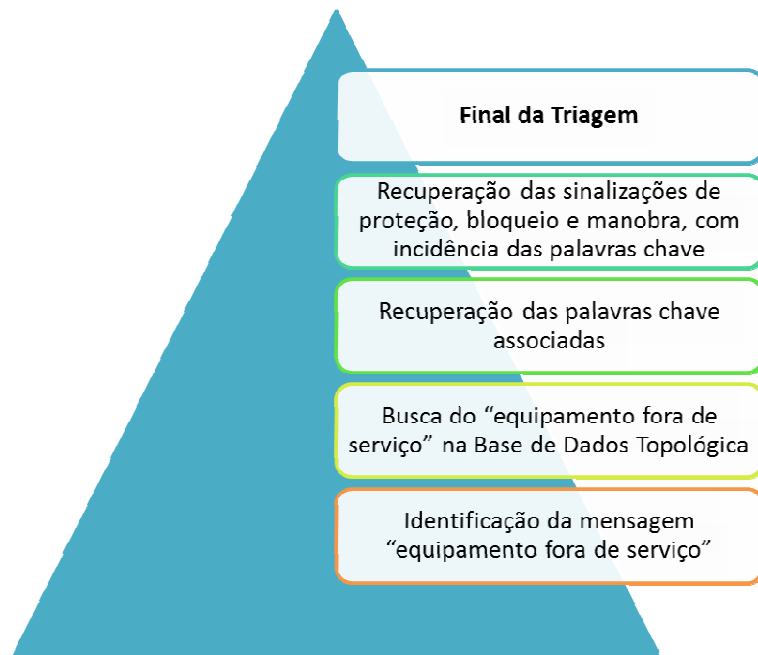


Figura 4.5 Triagem de dados baseada na correspondência de informações da base topológica

Outros equipamentos, tais como linhas de transmissão, barramentos, geradores, etc., deverão ter conteúdo de base de dados semelhante ao exemplo da Tabela 4-3, variando tão somente a quantidade de palavras-chave de terminais e/ou proteções associadas. De modo geral, a estrutura da base de dados, para atender a todos os equipamentos do sistema elétrico compreendidos pelo SDP-TR, deve ser concebida conforme as dimensões dispostas na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 Estrutura da base de dados topológica do SDP-TR

Tipo	Crítérios para início de processamento	Quantidade de palavras-chave de proteção ¹⁰	Quantidade máx. de terminais	Quantidade de disjuntores por terminal ¹¹
Banco de Capacitores	3	3	1	3
Barramento	3	3	20 ¹²	1
Compensador Estático	3	3	1	1
Compensador Síncrono	3	3	1	1
Gerador	3	3	1	3
Linha de Transmissão	3	3	3 ¹³	3
Reator	3	3	1	3
Transformador	3	3	3	3

4.3.3. Disposição das Sinalizações Triadas

O SDP-TR conta com duas interfaces para exibição do conteúdo da triagem de alarmes. A primeira interface consiste em uma matriz para cada equipamento identificado como “fora de serviço”, contendo a lista de sinalizações de proteção, bloqueio e manobra, coletadas durante a triagem de alarmes. A esta interface deu-se o nome de 1D (dimensão única), de modo a diferenciá-la da segunda interface que permite a visualização todas as sinalizações de proteção (de todos os equipamentos “fora de serviço”), em uma única matriz.

4.3.4. Disposição da Triagem em Uma Única Dimensão

A interface em 1D dispõe temporalmente todos os equipamentos identificados como fora de serviço junto de suas respectivas sinalizações de proteção. A Figura 4.6 ilustra esta forma de visualização:

¹⁰ Referência dependente do nível de padronização das palavras-chave de proteção, para cada tipo de equipamento.

¹¹ Barramentos possuem 1 disjuntor para cada terminal (ou vão); Os demais equipamentos podem ter cada um de seus terminais interligados em arranjos de 1 a 3 disjuntores.

¹² Um barramento pode ter grande quantidade de disjuntores de saída de equipamentos. Caso o barramento seja dividido em seções (através de chaves seccionadoras), deverá ser mapeada cada seção de barra separadamente, mesmo que compartilhem o mesmo arranjo de proteção.

¹³ Eventualmente uma linha de transmissão pode ser concebida em arranjo de derivação, com 3 terminais.

Equipamento "fora de serviço" (A)	palavra chave (A1)	palavra chave (A2)	...	palavra chave (An)
t{1}		alarme (1,A2)	...	
t{2}			...	alarme (2,An)
...
t{m}	alarme (m,An)		...	

Equipamento "fora de serviço" (B)	palavra chave (B1)	palavra chave (B2)	...	palavra chave (Bn)
t{1}	alarme (1,B1)		...	
t{2}			...	alarme (2,Bn)
...
t{m}		alarme (m,B2)	...	

...

Equipamento "fora de serviço" (Z)	palavra chave (Z1)	palavra chave (Z2)	...	palavra chave (Zn)
t{1}		alarme (1,Z2)	...	
t{2}			...	alarme (2,Zn)
...
t{m}	alarme (m,Zn)		...	

Figura 4.6 Disposição das informações colhidas da triagem de alarmes, em 1D.

Em que:

- Cada equipamento identificado como “fora de serviço” gera uma tabela com o próprio nome do equipamento (A, B, ..., Z);
- As palavras-chave que dão nome às colunas são obtidas através da pesquisa à base de dados topológica “*equipamento fora de serviço (A, B, ..., Z)*” \leftrightarrow “*palavra chave (A, B, ..., Z) (1, 2, ..., n)*”;
- Os alarmes (m,(A,B,...,Z) (1,2,...,n)) são resultados da triagem de alarmes;
- t(m) é o tempo no qual foi registrado o “alarme (m,(A,B,...,C)n)”. Para cada t(m) tem-se somente um alarme (admite-se que um determinado t(i) seja igual a um t(j) – onde i e j são índices contidos no intervalo 1-m).

Na prática, através desta forma de visualização, o operador pode visualizar quais foram as sinalizações de proteção, bloqueio e manobra operadas para cada um dos equipamentos sinalizados como “fora de serviço”. Quando dois equipamentos compartilham um mesmo disjuntor, as sinalizações referentes a este disjuntor são exibidas em ambos os quadros de

visualização. No item 4.4 – Interfaces do SDP-TR, é ilustrado um exemplo do modo de visualização em 1D.

4.3.5. Disposição da Triagem em Duas Dimensões

A visualização do conteúdo triado em uma única matriz permite ao operador obter uma visão geral das sinalizações de proteção de todos os equipamentos identificados como “fora de serviço”. Através desta interface, denominada 2D, o operador pode facilmente identificar quais foram as primeiras sinalizações de proteção atuadas (de forma global), o que o auxilia na compreensão das causas de desarmes de múltiplos equipamentos do sistema, bem como na percepção da real sequência de desarmes. A Figura 4.7 ilustra esta forma de visualização das informações triadas.

Data/Hora absoluta	Data/Hora relativa	palavra chave (A1)	palavra chave (A2)	...	palavra chave (An)	palavra chave (B1)	palavra chave (B2)	...	palavra chave (Bn)	...	palavra chave (Z1)	palavra chave (Z2)	...	palavra chave (Zn)
t(1)	0		alarme (1,A2)											
t(2)	t(2) - t(1)					alarme (2,B1)								
...
t(i)	t(i) - t(1)	alarme (i,A1)												
t(i+1)	t(i+1) - t(1)										alarme (i+1,Z1)			
t(i+2)	t(i+2) - t(1)		alarme (i+2,A2)											
t(i+3)	t(i+3) - t(1)											alarme (i+3,Z2)		
t(i+4)	t(i+4) - t(1)											alarme (i+4,Z2)		
t(i+5)	t(i+5) - t(1)								alarme (i+5,Bn)					
t(i+6)	t(i+6) - t(1)				alarme (i+6,An)									
t(i+7)	t(i+7) - t(1)					alarme (i+7,B2)								
...
t(m)	t(m) - t(1)													alarme (m,Zn)

Figura 4.7 Disposição das informações colhidas da triagem de alarmes, em 2D.

Em que:

- Uma única tabela relaciona todas as “palavras-chave (A, B, ..., Z) (1, 2, ..., n)” de todos os equipamentos identificados como “fora de serviço”;
- As palavras chaves que dão nome às colunas são obtidas através da pesquisa à base de dados topológica “*equipamento fora de serviço (A, B, ..., Z)*” \leftrightarrow “*palavra chave (A, B, ..., Z) (1, 2, ..., n)*”;
- Os alarmes (m,(A,B,...,Z) (1,2,...,n)) são resultado da triagem de alarmes;

- $t(m)$ é o tempo ao qual foi registrado o “alarme $(m,(A,B,\dots,C)n)$ ”. Para cada $t(m)$ tem-se somente um alarme (admite-se que um determinado $t(i)$ seja igual a um $t(j)$ – onde i e j são índices contidos no intervalo $(1-m)$).

Os alarmes obtidos na etapa de triagem são posicionados às suas respectivas colunas, que levam o nome das palavras-chave obtidas da base de dados topológica. A cada linha da matriz 2D são informadas duas referências horárias. A primeira delas, chamada de “Data/Hora absoluta”, traz a própria estampa de tempo de cada alarme (bloqueio, manobra ou sinalização de proteção). A segunda coluna, chamada de “Data/Hora relativa”, é calculada tomando-se a diferença entre a data/hora absoluta e a data/hora da primeira sinalização registrada. Com isso, o primeiro alarme é marcado com “tempo = 0”, e os alarmes seguintes indicam o tempo transcorrido entre sua própria atuação e a primeira atuação registrada.

Na prática, a visualização em 2D permite ao operador visualizar todo o contexto da perturbação. As mensagens são alocadas em ordem cronológica, alinhadas às respectivas palavras-chave recuperadas através da própria base de dados. Ao contrário da visualização em 1D, quando dois equipamentos compartilham um mesmo disjuntor, as sinalizações referentes a este disjuntor não são duplicadas nesta forma de visualização. No item 4.4 – Interfaces do SDP-TR, é ilustrado um exemplo do modo de visualização em 2D.

4.4. Classificação

A lógica de classificação de alarmes deve ser estabelecida conforme a padronização adotada no centro de operação da companhia. Em geral, alarmes referentes à atuação de proteção carregam consigo informações sobre a estação e o equipamento ao qual está vinculado. Eventualmente, a referência ao equipamento poderá também estar relacionada ao nome do vão de saída do equipamento dentro da subestação. A referência sobre o nível de tensão (nominal) do equipamento deve ser empregada quando a nomenclatura dos alarmes assim dispuser.

A classificação de alarmes relacionados às funções de proteção também deve pressupor a existência de padronização. A Tabela ANSI (IEEE, 1996) é adotada por grande parte das empresas do setor.

Uma parcela significativa dos relés digitais atualmente em operação nas estações de geração e transmissão costuma exercer mais de uma função de proteção (por exemplo, relés digitais de “proteção de distância” exercem, além da própria proteção de “distância” em

diferentes zonas de atuação, as funções “direcional de sobrecorrente”, “transferência de disparo”, “religamento automático”, etc.). É comum, portanto, que as sinalizações de atuação de proteção carreguem consigo, além da própria função operada, a referência ao módulo de proteção que promoveu a atuação. Nestes casos, cabe o cuidado em distinguir quais foram as funções de proteção operadas, e não simplesmente o módulo de proteção que atuou.

Para melhor discorrer sobre a composição informativa de alarmes de proteção, são representados nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10 a seguir alguns exemplos de sinalizações de proteção, configuradas no SSCD:

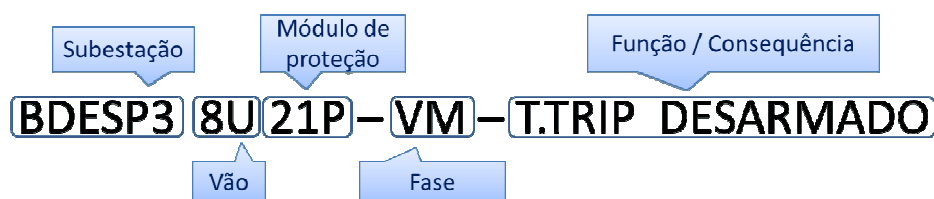


Figura 4.8 Exemplo de alarme de proteção, referente a um terminal de linha de transmissão, configurado no sistema de supervisão e controle da Cemig GT

Significado das sinalizações destacadas na Figura 4.8:

- Subestação: BDESP3 = SE Bom Despacho 3;
- Vão: 8U = Vão n. 8, saída de linha de transmissão de 500kV (U);
- Módulo de proteção: 21P = Relé de distância (21) principal;
- Fase: VM = Vermelha;
- Função / Consequência: T.TRIP = Sinal de transferência de disparo (*transfer-trip*) enviado para o terminal remoto da LT.

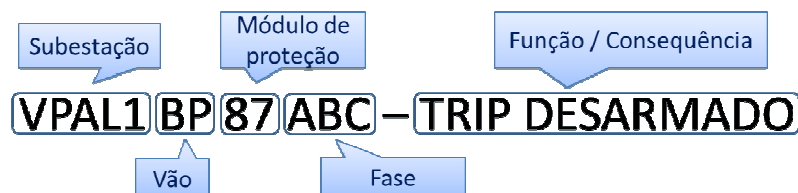


Figura 4.9 Exemplo de alarme de proteção de um barramento, configurado no sistema de supervisão e controle da Cemig

Significado das sinalizações destacadas na Figura 4.9:

- Subestação: VPAL1 = SE Várzea da Palma 1;
- Vão: BP = Barramento (B) de 345kV (P);
- Módulo de proteção: 87 = Diferencial de Barra;
- Fase: ABC = supervisão trifásica;
- Função de proteção / Consequência: TRIP = sinalização de desarme pela função 87.



Figura 4.10 Exemplo de alarme de proteção de transformador, configurado no sistema de supervisão e controle da Cemig

Significado das sinalizações destacadas na Figura 4.10:

- Subestação: MESQ = Mesquita;
- Vão: 1T = Transformador T1;
- Módulo de proteção: 63 = Relé Buchholz;
- Função de proteção / Consequência: TRIP = sinalização de desarme pela função 63.

Ao comparar os exemplos apontados nas Figuras 4.7, 4.8 e 4.9, imediatamente percebe-se que a tarefa de analisar separadamente cada pequena parte de um alarme não é trivial. Algumas das partes são separadas por “espaço”, outras por “hífen”, podendo, eventualmente, não haver nenhum tipo de separação. Pode ocorrer distinção no padrão de representação da fase à qual a proteção atuou (padrão “A, B e C”, padrão “VM, AZ e BR”, entre outros) ou ainda não haver sequer menção à fase atuada.

É preciso, portanto, estabelecer uma espécie de ordenação lexicográfica, consistente e robusta, para viabilizar a “leitura” de mensagens desta natureza. Um alarme (*string*) deve ser tratado como uma sequência de caracteres capaz de subsidiar a obtenção dos cinco conteúdos (ou quatro, quando a informação sobre a “fase” não estiver disponível) necessários para a compreensão analítica da mensagem.

Uma opção para extração deste conteúdo baseia-se na leitura direcional (da esquerda para a direita) da *string*, buscando identificar os sinais de separação (hífen, espaço, etc.) que delimitem intervalos. A cada intervalo identificado, deve-se procurar pela existência de informações sobre o módulo de proteção, fase e função de proteção / consequência. Nesta etapa não há necessidade de se investir na identificação da estação e do vão referente ao alarme, pois os mesmos já foram devidamente identificados na etapa de triagem.

É intuitivo pensar que esta estratégia de busca massiva pode prejudicar o desempenho e a agilidade na obtenção de diagnósticos, caso seja grande a quantidade de alarmes a ser analisada. Esta preocupação enaltece a importância da etapa de triagem, uma vez que somente deverão ser analisados aqueles alarmes que, de fato, puderem agregar valor ao diagnóstico. Sendo a etapa de triagem bem sucedida, espera-se que o desempenho da etapa de classificação seja satisfatório para a sua aplicação no ambiente da operação em tempo real.

Uma importante premissa assumida para esta etapa é a adoção de um único conjunto de regras de atribuição de variáveis, para todos os tipos de equipamentos, nos mais diversos níveis de tensão. Embora os arranjos de proteção apresentem diferentes níveis de complexidade, esta diversidade não compromete a classificação de alarmes, uma vez que o conjunto de regras proposto baseia-se na mais abrangente filosofia de proteção de equipamentos.

Esta premissa garante uma importante vantagem para o SDP-TR: o crescimento do sistema elétrico a partir da inserção de novos equipamentos não requer modificação na lista de regras, o que elimina a necessidade de manutenção desta base de dados.

4.4.1. Atribuição de Variáveis

Para cada alarme obtido na etapa de triagem, o SDP-TR deve recorrer a uma tabela que carregue consigo toda a gama de funções de proteção, cujo conhecimento seja de interesse para a operação, de modo que as proteções atuadas possam ser devidamente atribuídas aos seus respectivos equipamentos. Ao final deste processo tem-se, para cada equipamento, a compilação de todas as proteções atuadas no intervalo da janela temporal. No Anexo A é feita uma breve explicação sobre as funções de proteção consideradas nesta etapa.

Na sequência, é apresentada a Tabela 4-5 de proteções cadastradas no SDP-TR, com as respectivas regras de atribuição.

A Tabela 4-5 relaciona o conjunto de palavras-chave que atribuirão à respectiva variável a condição “Verdadeira”, quando as mesmas estiverem presentes no contexto do alarme

analisado. A variável somente assume a condição “Verdadeira” quando garantidas, simultaneamente, a incidência das palavras-chave mencionadas na coluna 2 (*Palavra-chave buscadas no alarme*) e a não incidência das palavras-chave mencionadas na coluna 3 (*Palavras-chave que não devem estar contidas no alarme*). Em ambas as colunas, a separação das palavras-chave por “vírgula” corresponde à aplicação do operador lógico “OU”, enquanto que a separação das mesmas por “espaço” corresponde à aplicação do operador lógico “E”.

Tabela 4-5 Regras para atribuição de variáveis de função de proteção

Variável atribuída ¹⁴	Palavras chaves buscadas no alarme	Palavras chave que não devem estar contidas no alarme	Função de Proteção Associada
PSOB12	12, SOBREVELOC, PEND_SEG		Relé de Sobrevelocidade
PD21	21	Z1, Z2, Z3, Z4, Z5	Relé de Distância
PD21Z1	21 Z1		Relé de Distância Z1
PD21Z2	21 Z2		Relé de Distância Z2
PD21Z3	21 Z3		Relé de Distância Z3
PD21Z4	21 Z4		Relé de Distância Z4
PD21Z5	21 Z5		Relé de Distância Z5
PTERM26	26		Dispositivo Térmico de Equipamento
PSUB27	27		Relé de Subtensão
PDIRP32	32		Relé Direcional de Potência
PSOBM38	38		Sobretensão do Mancal Gerador
PVIB39	39		Vibração do Mancal
PSUBE40	40		Relé de Perda de Excitação
PDESC46	46		Relé de reversão /desbalanço de corrente
PDEST47	47		Relé de reversão /desbalanço de tensão

¹⁴ As “variáveis atribuídas” são livremente criadas pelo especialista, e servem para estabelecer os conjuntos de regras de interpretação. Quanto mais regras, mais detalhado poderá ser o diagnóstico final. A nomenclatura das variáveis apresentadas recorre à abreviação da função de proteção (ex: **PDIRP32** – *Proteção DIRcional de Potência, função 32*).

Variável atribuída ¹⁴	Palavras chaves buscadas no alarme	Palavras chave que não devem estar contidas no alarme	Função de Proteção Associada
PDISC48	48, DISC.POLO		Discordância de Polos
PTERM49	49		Relé Térmico
PSI50	50	50N, 50BF, 50D	Sobrecorrente Instantâneo Fase
PFD	50BF, 62BF, 50 62 DISJ, 50D, FAL- DISJ, D.DISJ, BF- TRIP	RETRIP	Falha de Disjuntor
PRETRIP	(50BF, 50D) RETRIP		Abertura Retrip (FD)
PSIN50	50N		Sobrecorrente Instantâneo Neutro
PST51	51	51N, 51G, 51F	Sobrecorrente Temporizado Fase
PSTN51	51N		Sobrecorrente Temporizado Neutro
PSTG51	51G		Sobrecorrente Temporizado Terra
PSOB59	59	FALHA	Relé de Sobretensão
PBCT60	60		Relé de balanço de corrente ou tensão
PDE61	61		Proteção de fase dividida
PG63	63	63C, 63D, 63V, 63X	Relé de Pressão de Gás (buchholz)
PGC63	63C		Relé de Pressão de Gás do LTC
PGD63	63D, 63AR		Relé de Baixa Pressão de Disjuntor
PGV63	63V		Válvula de Alívio de Pressão
PDT64	64		Relé detector de terra
PFRV65	65 QP		Falha regulador de velocidade
PSD67	67	67N	Sobrecorrente Direcional Fase
PSDN67	67N		Sobrecorrente Direcional Neutro
POSC68	68		Bloqueio por Oscilação de Potência
PN71	71		Dispositivo de Detecção de Nível
PT77	77	77/85, FALHA	Transferência de Disparo

Variável atribuída ¹⁴	Palavras chaves buscadas no alarme	Palavras chave que não devem estar contidas no alarme	Função de Proteção Associada
PTF7785	77/85 FALHA		Falha na Teleproteção
PSINC78	78		Proteção contra falta de sincronismo
PRA79	79, RA-TRIPOL	BLOQ, BLOCK	Relé de Religamento Automático
PCF80	80		Chave de Fluxo
PFREQ81	81, SUBFRE, SOBREFRE		Relé de Frequência (sub ou sobre)
PT85	85	77/85, FALHA	Recepção de Transferência de Disparo
PBL86	86		Relé Auxiliar de Bloqueio
PDIF87	87	87N, 87R, FALHA, FUSIVEL	Relé de Proteção Diferencial
PDIFN87	87N	FALHA, FUSIVEL	Relé de Proteção Diferencial de Neutro
PDIFR87	87R	FALHA, FUSIVEL	Relé de Proteção Diferencial Restritivo
PDESL94	94		Relé Auxiliar de Desligamento
PAZ	AZ		Fase Azul
PBR	BR		Fase Branca
PVM	VM		Fase Vermelha

A Tabela 4-6 lista uma sequência de alarmes relacionada a uma ocorrência envolvendo o desligamento múltiplo do transformador T1 (MESQ 1T) 500/230kV da SE Mesquita e do barramento B1 (MESQ 1BU) de 500kV, exemplificando o funcionamento desta etapa de classificação e atribuição de variáveis.

Tem-se, para o exemplo colocado, que somente cinco dos alarmes apresentados atenderam aos critérios de atribuição de variáveis.

- Equipamento MESQ 1BU (barramento 500kV SE Mesquita):
 - PBL86 (bloqueio).
- Equipamento MESQ 1T (autotransformador ATR T1 500/230kV, SE Mesquita):

- PG63 (relé de gás);
- PGM63 (válvula de alívio);
- PBL86 (bloqueio), incidido duas vezes.

Tabela 4-6 Exemplo de atribuição de variáveis

Data/Hora	Alarme	Equipamento relacionado	Variável atribuída
31/12/08 05:38:24,892	MESQ 1T ⁶³ -TRIP ND desarmado ação local	MESQ 1T	PG63
31/12/08 05:38:24,921	MESQ 3U4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
31/12/08 05:38:24,921	MESQ 10U4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
31/12/08 05:38:24,929	MESQ 21M4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
31/12/08 05:38:24,929	MESQ 20M4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
31/12/08 05:38:24,949	MESQ 1BU ⁸⁶ _P BQDQ bloqueia ação local	MESQ 1BU	PBL86
31/12/08 05:38:24,983	MESQ 1T ⁸⁶ _P BQDQ bloqueia ação local	MESQ 1T	PBL86
31/12/08 05:38:25,026	MESQ 1T ⁸⁶ _S BQDQ bloqueia ação local	MESQ 1T	PBL86
31/12/08 05:38:25,030	MESQ 1T ^{63V} _TRIP ND desarmado ação local	MESQ 1T	PG63V
31/12/08 05:38:25,055	MESQ 20M4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local	MESQ 1T	
31/12/08 05:38:25,058	MESQ 3U4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local	MESQ 1T	

A duplicação de atribuição à variável PBL86, referente ao equipamento MESQ 1T, não influencia no resultado final. De fato, a repetição ocorreu porque existem dois relés de bloqueio para o transformador T1 da SE Mesquita (principal e suplementar).

4.4.2. Regras de Agrupamento de Variáveis

A montagem do conjunto de regras para a elaboração do diagnóstico final (descrição de funções de proteção operadas) deve atender aos anseios dos principais usuários do sistema, que são os operadores do centro de operação.

A fim de adotar ações mais assertivas após o desarme de um equipamento, os operadores procuram imediatamente obter indícios que justifiquem alguma das seguintes hipóteses para o desarme:

- O desarme ocorreu devido a um problema interno ao equipamento;
- O desarme ocorreu devido a uma sobrecarga imposta ao equipamento;
- O desarme ocorreu devido à condição imposta pela topologia da rede (mais de um equipamento desarmado);
- O desarme ocorreu por atuação de proteção de retaguarda;
- O desarme foi indevido (*trip* acidental, manobra incorreta).

Portanto, para que os diagnósticos construídos pelo SDP-TR sejam claros e objetivos, deve-se primar pela elaboração de regras que favoreçam a confirmação de alguma das hipóteses colocadas. Além disso, cuidados adicionais devem ser adotados para garantir a qualidade e a integridade das regras. Em especial, a Tabela 4-7 traz as principais anomalias apresentadas na literatura (VALE, 1997).

Tabela 4-7 Anomalias em regras de classificação

Tipo de Regra	Definição da Anomalia
Regras redundantes	Uma regra é considerada redundante se o sistema apresentar o mesmo comportamento na ausência dessa regra.
Regras contraditórias	São regras que podem ser disparadas em condições semelhantes, mas produzem efeitos contraditórios.
Regras Especializadas	É uma situação particular de regras redundantes. Esta situação corresponde à existência de uma regra que trata de um caso particular, considerado numa outra regra mais geral (especialização).
Regras circulares	Uma regra é circular quando, direta ou indiretamente, faz referência a si mesma;

Tipo de Regra	Definição da Anomalia
Condições desnecessárias	“if” Existência de uma condição para a qual existe o complemento em outra regra equivalente, tornando inútil a condição. Isso permite a remoção de uma das regras.
Regras com conclusões não utilizadas	Estas regras não permitem a continuação do raciocínio, visto que as suas conclusões não são utilizadas em outras regras.
Regras em falta	Esta anomalia está relacionada com os estados possíveis que não são contemplados por nenhuma regra.
Regras não atingíveis	Corresponde à situação de uma regra que nunca é utilizada.

Considerando que cada tipo de equipamento possui sua própria filosofia de proteção, o tratamento das sinalizações deverá ocorrer de forma particular para transformadores, linhas de transmissão, barramentos, etc. Sabe-se que transformadores são protegidos por arranjos de proteções físicas (relés de gás, de nível, etc.) e de proteções elétricas (relé diferencial, sobrecorrente, etc.), linhas de transmissão dispõem de arranjos de proteções elétricas (relés de distância, de sobrecorrente, esquemas de teleproteção, religamento automático, etc.), e assim ocorre com todos os demais equipamentos do sistema elétrico. Portanto, devem ser especificadas quais variáveis e combinações serão empregadas para cada tipo de equipamento.

4.4.3. Regras para Transformadores e Reatores em Derivação

As principais falhas que podem ocorrer em transformadores e reatores de potência são curtos-circuitos nos enrolamentos. Os curtos-circuitos resultam de defeitos de isolamento, que, por suas vezes, decorrem principalmente de sobretensões e sobreaquecimento. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, provocam envelhecimento precoce do material isolante dos enrolamentos, diminuindo seu tempo de vida útil.

Filosoficamente, a atuação de determinadas funções de proteção provoca a atuação da proteção de bloqueio. Pressupõe-se, pela atuação do bloqueio de um transformador (ou de um reator), que deve ser evitada uma manobra de restabelecimento sem antes submetê-lo a uma criteriosa inspeção, que pode ser visual (no local do equipamento) e/ou laboratorial (análise físico-química e cromatográfica do óleo isolante).

É importante que o SDP-TR informe aos operadores tanto a ocorrência, quanto a não ocorrência de bloqueio. Quanto aos conjuntos de proteção, o descritivo relacionado a cada uma das funções listadas na Tabela 4-8 deve ser direcionado à elaboração do diagnóstico. Caso não seja identificada a atuação de nenhuma função de proteção pertencente ao grupo de “proteções físicas”, esta informação também deve constar no diagnóstico. O mesmo vale quando não se identificar nenhuma atuação de “proteções elétricas”.

Tabela 4-8 Regras de interpretação de proteções de transformadores e reatores

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PTERM26, PTERM49		sobretensão
PSI50, PST51		sobrecorrente fase
PSIN50, PSTN51		sobrecorrente neutro
PSTG51		sobrecorrente terra
PG63		relé de gás
PGC63		relé de gás comutador
PGV63		válvula de alívio de pressão
PDT64		detector.terra
PN71		nível óleo
PBL86		bloqueio
	PBL86	sem bloqueio
PDIF87		diferencial
PDIFN87		diferencial neutro
PDIFR87		diferencial inrush/sobrecit.
	PSI50, PST51, PSIN50, PSTG51, PSTN51, PDT64, PSD67, PSDN67, PDIF87, PDIFN87,	sem sinalização prot. elétrica
	PTERM26, PTERM49, PG63, PGC63, PGV63, PN71	sem sinalização prot. física

4.4.4. Regras para Linhas de Transmissão

Estatisticamente, a maioria das faltas em linhas de transmissão apresenta característica transitória. Esse fato sugere o uso de sistemas de religamento automático (função 79), que, embora não exerçam a função de proteger da LT, desempenham um papel fundamental para garantir uma alta disponibilidade destes equipamentos. O esquema de proteção de linhas de transmissão deve garantir que todo defeito seja eliminado tão rapidamente quanto possível, sendo também desligada uma única seção, de mínima extensão possível.

A implantação de esquemas de teleproteção (funções 77 e 85) visa aliar a rapidez de atuação de uma proteção à seletividade requerida. Trata-se de um sistema de comunicação entre terminais de linhas de transmissão, que trocam informações sobre a existência de defeito na zona de interesse, utilizando-se de sistema de transmissão via ondas portadoras (*carrier*), rádio ou fibra óptica.

De forma análoga à filosofia de proteção de transformadores, as linhas de transmissão também sofrem a atuação de bloqueio quando da atuação de determinadas funções de proteção. Desta maneira, deve-se evidenciar a atuação (ou não atuação) de bloqueio, além das funções de religamento automático e de transferência de disparo (teleproteção).

Tabela 4-9 Regras de interpretação de proteções de linhas de transmissão

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PD21	PD21Z1 PD21Z2 PD21Z3 PD21Z4 PD21Z5	prot.distância
PD21Z1		prot.distância Z1
PD21Z2		prot.distância Z2
PD21Z3		prot.distância Z3
PD21Z4		prot.distância Z4
PD21Z5		prot.distância Z5
PUB27		relé.subtensão
PSI50, PST51		sobrecorrente.fase
PSIN50, PSTN51		sobrecorr.neutro
PSOB59		sobretensão
PSD67		direcional sobrecorr.

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PSDN67		direcional sobrecorr.neutro
POSC68		bloqueio por oscil.potência
PSINC78		prot.contra perda de sincronismo
PTF7785		indicação de falha teleproteção
PT77	PT85	envio transfer trip
PT85	PT77	recepção transfer trip
PT77, PT85		envio/recepção de transfer trip
	PT77 PT85	sem sinalização de transfer trip
PRA79		sinalização de relig.autom.
	PRA79	sem relig.autom.
PDIF87		diferencial
PBL86		BLOQUEIO
	PBL86	sem bloqueio
	PD21 PD21Z1 PD21Z2 PD21Z3 PD21Z4 PD21Z5 PSUB27 PSI50 PSIN50 PST51 PSTN51 PSOB59 PSD67 PSD67N POSC68 PSINC78	sem sinalização de prot.elétrica

Devido à extensão característica das linhas de transmissão, a aplicação da proteção diferencial era até pouco tempo inviável. Atualmente esta classe de proteção tem sido empregada em linhas de transmissão de extensões reduzidas (inclusive para as que interligam as unidades geradoras à subestação da usina) de forma bastante satisfatória, no entanto, ainda persistem as dificuldades de se manter uma comunicação suficientemente robusta entre terminais de linhas de maior extensão, para fins de comparação diferencial. A eficiência deste tipo de proteção (velocidade e precisão) tem motivado melhorias nos aspectos que a inviabilizavam. A expectativa é que, no futuro, este tipo de proteção possa complementar, ou até mesmo substituir os atuais esquemas existentes.

4.4.5. Regras para Barramentos

No caso dos barramentos, o principal defeito que pode ocorrer é o curto-circuito, em decorrência do rompimento de isolação, rompimento de conectores, falhas em equipamentos (TP, TC) ou aproximação indevida de objetos e animais.

Os relés utilizados para detecção de falhas em barras baseiam-se na 1ª lei de Kirchhoff, a saber: a soma das correntes entrando e saindo de uma barra, ou nó, deve ser igual à zero.

Os arranjos de proteção de barramentos de subestações, em geral, são constituídos de relés diferenciais, relés de subtensão e de sobretensão. A atuação da proteção diferencial provoca atuação do bloqueio do barramento, pressupondo-se falha ou defeito interno ao barramento. Em algumas estações, a fim de reduzir os custos com arranjos de proteção, os esquemas de proteção contra falha de disjuntor enviam sinal de disparo para a proteção diferencial do barramento, para que esta promova o isolamento da falha. Neste caso, embora ocorra a sinalização de atuação da proteção diferencial, sabe-se que não houve falha interna ao barramento.

Tabela 4-10 Regras de interpretação de proteções de barramentos

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PSUB27		subtensão
PSOB59		sobretensão
PDIF87, PDIFN, PDIFR		DIFERENCIAL de barra
PBL86		BLOQUEIO
	PBL86	sem bloqueio
	PSUB27 PSOB59 PDIF87 PDIFN87 PDIFR87	sem atuação de proteção elétrica

4.4.6. Regras para Bancos de Capacitores Shunt

Os bancos de capacitores utilizados na compensação de potência reativa (controle de tensão) dos sistemas de potência, em geral, possuem esquemas de proteção contra sobrecorrente (instantâneo/temporizado), proteções contra sobretensão/subtensão, ou ainda relés de detecção de “fuga à terra”. A Tabela 4-11 descreve as funções de proteção que devem ser cadastradas no SDP-TR.

Tabela 4-11 Regras de interpretação de proteções de bancos de capacitores

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PSUB27		subtensão
PSI50, PST51		sobrecorr.
PSIN50, PSTN51		sobrecorr.neutro
PSOB59		sobretensão
PBCT60		balanço.tensão.corr.
PDT64		detector.terra
PBL86		BLOQUEIO
	PBL86	sem bloqueio
	PSUB27 PSI50 PSIN50 PST51 PSTN51	sem atuação de proteção elétrica
	PSOB59 PBCT60 PDT64	

4.4.7. Regras para Unidades Geradoras

O conjunto de proteções de um gerador síncrono deve protegê-lo contra faltas internas e externas.

As faltas externas, em geral, são atribuídas às repentinas variações de tensão, curto-circuito em linhas de transmissão, perda de carga, desequilíbrios, etc., enquanto as faltas internas se relacionam a curtos-circuitos nos enrolamentos do estator ou rotor (por perda de isolamento) ou falhas no sistema de excitação (perda de campo). As falhas podem ainda estar associadas a problemas mecânicos (vibração, sobrevelocidade, ressonância mecânica, arrefecimento, etc.).

Os geradores estão sujeitos a uma variedade de falhas bastante superior aos demais equipamentos do sistema elétrico. Por isso, a necessidade de protegê-los contra essas possíveis condições anormais, e, ao mesmo tempo, manter a proteção simples e confiável, resulta em opiniões divergentes entre os especialistas em proteção. De fato, uma operação intempestiva pode ser tão grave quanto uma falha ou demora de atuação da proteção.

Alguns tipos de proteção geram somente sinalizações, sem necessariamente provocar o desarme da unidade geradora; outras, além de gerar a sinalização, disparam o sinal de

desarme. A Tabela 4-12 relaciona as regras para descrição de desligamentos envolvendo unidades geradoras:

Tabela 4-12 Regras de interpretação de proteções de geradores

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PSOB12, PFREQ81		sub/sobre freq.veloc
PSOB24		sobreexcitação
PSINC25, PSINC78		perda de sincronismo
PSUB27		subtensão
PPR32		pot.reversa
PTERM26, PSOBM38, PSOBT49		sobretemp.
PVIB39		vibração.mancal
PSUBE40		subexcitação
PDES46		deseq.carga/seq.neg
PSI50, PST51		sobrecorr.
PSIN50, PSTN51		sobrecorr.neutro
PSOB59		sobretensão
PBCT60		balanço.volt.corr.
PDE61		deseq.enrolamento
PDT64		relé fuga.terra
PFRV65		falha.bomba.RV
PCF80		chave.fluxo
PDIF87, PDIFN87, PDIFR86		prot.diferencial
PBL86		BLOQUEIO
	PBL86	sem bloqueio
PDESL94		relé aux.deslig.

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
	PSOB24, PSINC25, PSINC78, PSUB27, PPR32, PSUBE40, PDES46, PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51, PSOB59, PBCT60, PDE61, PDT64, PFRV65, PCF80, PDIF87, PDIFN87, PDIFR87, PDESL94	sem sinalização prot. elétrica
	PSOB12, PFREQ81, PTERM26, PSOBM38, PSOBT49, PVIB39, PDESL94	sem sinalização prot. física

4.4.8. Regras para Compensadores Síncronos

Por tratar-se de máquinas rotativas, os compensadores síncronos possuem arranjos de proteção semelhantes aos de um gerador síncrono. A Tabela 4-13 descreve as funções de proteção que devem ser cadastradas no SDP-TR.

Tabela 4-13 Regras de interpretação de proteções de compensadores síncronos

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PSOB12, PFREQ81		sub/sobre freq.veloc
PSOBM38, PSOBT49		sobretemp.
PVIB39		vibração.mancal
PSUBE40		subexcitação
PDESC46		deseq.carga/seq.neg
PDEST47		reversão/desbalanço de tensão
PSI50, PST51		sobrecorr.
PSIN50, PSTN51		sobrecorr.neutro
PSOB59		sobretensão
PBCT60		balanço.volt.corr.
PDE61		deseq.enrolamento
PDT64		detector terra
PDIF87, PDIFN87		prot.diferencial

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PBL86		BLOQUEIO
	PBL86	sem bloqueio
	PSUBE40, PDES46, PDEST47, PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51, PSOB59, PBCT60, PDE61, PDT64, PDIF87, PDIFN87	sem sinalização prot. elétrica
	PSOB12, PFREQ81, PSOBM38, PSOBT49, PVIB39	sem sinalização prot. física

4.4.9. Regras para Compensadores Estáticos de Reativos

Esta categoria de equipamentos normalmente é provida de um arranjo de proteção capaz de resguardar o conjunto composto pelo transformador abaixador, módulos de controle (tiristores), e elementos de compensação (capacitivos e indutivos). Dispõem de proteções para desequilíbrio de corrente ou tensão, e relés de bloqueio. A Tabela 4-14 descreve as funções de proteção que devem ser cadastradas no SDP-TR.

Tabela 4-14 Regras de interpretação de proteções de compensadores estáticos de reativos

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PSUB27		subtensão
PSOB59		sobretensão
PSI50, PST51		sobrecorr.
PSIN50, PSTN51		sobrecorr.neutro
PDT64		detector terra
PBL86		BLOQUEIO
	PBL86	sem bloqueio
	PSUB27, PSOB59, PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51, PDT64	sem sinalização prot. elétrica

4.4.10. Regras para Esquemas de Proteção de Falha em Disjuntores

Os sistemas de proteção de disjuntores monitoram a capacidade de sua principal função: abrir e fechar circuitos, de forma rápida e simultânea. As falhas nestes tipos de equipamento provocam consequências bastante graves, quando ocorrem durante distúrbios no sistema elétrico.

As regras para identificação da atuação de proteções relacionadas à falha de um disjuntor são aplicadas de forma independente às regras dos equipamentos listados nos itens anteriores, pelo fato de que a maioria dos equipamentos do sistema elétrico são interligados uns aos outros por meio de disjuntores. Cabe neste conjunto de regras, portanto, a identificação de sinalizações que indiquem a incapacidade de manobra de abertura de um disjuntor, no momento em que o mesmo é requisitado para o isolamento de uma falta, bem como as sinalizações de atrasos na abertura dos polos de um disjuntor (discordância de polos).

O esquema de proteção contra falha de disjuntor, quando sensibilizado, envia um segundo sinal de abertura (*trip*) para o disjuntor cuja abertura fora solicitada, antes de promover a total abertura dos circuitos adjacentes. Esta função é conhecida como “RETRIP da função Falha de Disjuntor”, e também deve ser incluída nas regras de análise.

A Tabela 4-15 mostra as funções de proteção que são analisadas nesta classe de regras.

Tabela 4-15 Regras de interpretação de proteções de disjuntores

Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas	Descritivo
PDISC48		discordância de polos (n.º disj)
PRETRIP		retrip (FD) (n.º disj)
PFD		falha do disjuntor (n.º disj)
PGD63		baixa pressão disj. (n.º disj)

4.5. Interfaces do SDP-TR

4.5.1. Interface de Acesso *Off-line*

Considerando que o uso do SDP-TR ocorre nos momentos mais críticos no ambiente da operação centralizada de instalações, existe a opção de mantê-lo em uma aplicação desvinculada ao EMS (os prós e contras desta decisão foram discutidos em capítulos

anteriores). Nesta situação, todo o processamento ocorre quando o sistema é demandado por algum usuário. Para esta forma de acesso, devem ser observados os fatores que favoreçam a agilidade na obtenção dos dados e na compreensão dos diagnósticos.

Para isso, é fundamental que a interface de manuseio seja simples. No momento de uma perturbação no sistema elétrico, a presença de muitas opções de acesso na interface do SDP-TR pode confundir o usuário e atrasar a obtenção das informações de interesse para a equipe. Portanto, deve-se primar pela redução de funcionalidades na tela principal de acesso ao sistema. A Figura 4.11 propõe um menu de abertura, com duas opções de abas: “Agora” e “Histórico”.

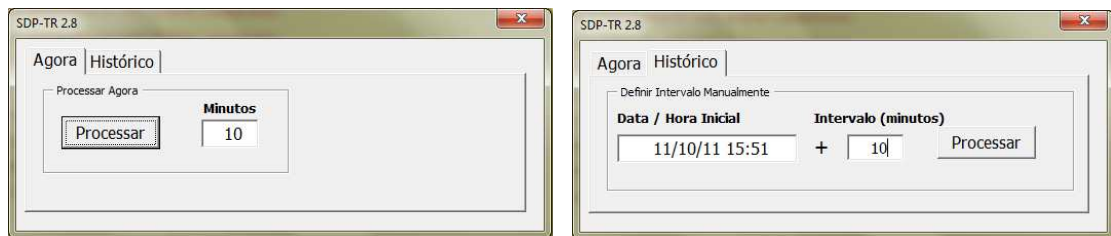


Figura 4.11 Menus de acesso ao SDP-TR

O acesso ao SDP-TR automaticamente propõe a seleção da aba “Agora”, sugerindo que sejam analisados os últimos 10 minutos de alarmes e sinalizações de proteção. Este tempo é contado a partir da data/hora corrente na estação de trabalho do operador. A adoção do valor “10 minutos” leva em consideração que o operador gasta um determinado tempo em sua própria interface de supervisão e controle para constatar a extensão de uma perturbação e, a partir daí, requisitar seus recursos de apoio à tomada de decisões. Portanto, os últimos 10 minutos têm grande probabilidade de trazer as informações mais relevantes para a operação em tempo real. O operador ainda tem a liberdade de alterar o intervalo temporal sugerido, caso isso lhe seja conveniente.

Se necessário, a fim de se garantir maior agilidade, o SDP-TR pode ainda ser configurado para ignorar a abertura do menu inicial, automatizando o processamento dos últimos 10 minutos após o acesso ao sistema.

Depois de superado o instante mais crítico da perturbação, e a fim de se proceder com investigações em outros horizontes temporais, o operador pode fazer uso da aba “Histórico”. Nesta aba deve ser informada a data/hora inicial da pesquisa, bem como o intervalo (a partir da data/hora informada) a ser considerado.

4.5.2. Interface de Acesso *On-line*

Na interface de acesso *on-line*, o SDP-TR pode ser parte componente do EMS, ou possuir um servidor de aplicação exclusivo. A diferença fundamental desta interface, para a apresentada no item anterior, é que nesta o SDP-TR está ininterruptamente ativo, processando todas as mensagens de configuração de redes (equipamentos “fora de serviço”), conforme os respectivos critérios de definição de janela temporal.

Sendo assim, ao acessá-la, o operador visualiza o diagnóstico dos últimos desligamentos processados (a quantidade de diagnósticos em exibição fica a critério da supervisão da equipe). É importante ressaltar que os desligamentos mais recentes só podem ser exibidos após o término da janela temporal daquele equipamento. Isso ocorre porque a elaboração do diagnóstico depende da obtenção de todas as sinalizações de proteção contidas no intervalo da janela temporal, conforme discutido no item 4.1.2 – Janela Temporal.

Cabe ao desenvolvedor da aplicação definir se o acesso aos dados ocorrerá através da própria base de dados de tempo real ou se através da base de dados histórica. A segunda opção pode não ser viável caso haja grande atraso na atualização da base de dados histórica.

A esta forma de acesso, cabem os mesmos critérios definidos na interface *off-line* para acesso aos registros históricos.

4.5.3. Interface de Apresentação dos Diagnósticos

Deve-se primar pela simplicidade e clareza nas telas de apresentação dos diagnósticos. Para cada equipamento desligado que for identificado no intervalo selecionado pelo operador, deve-se gerar uma mensagem contendo as funções de proteção atuadas, bem como a data e a hora que o SSC registrou o desligamento.

A Figura 4.12 ilustra a tela de apresentação dos diagnósticos, ajustada para apresentar uma perturbação no sistema elétrico, envolvendo a SE Barreiro 1 345kV.

A disponibilização das sinalizações de proteção obtida da etapa de triagem de dados, através das interfaces de visualização em 1D e 2D discutidas no item 4.2.3, é apresentada através das Figuras 4.13 e 4.14, respectivamente, que ilustram a mesma perturbação exemplificada na Figura 4.12:

- Inserção, remoção e alteração da lista de regras de interpretação de sinalizações de proteção;
- Modificações topológicas provisórias, que impliquem meramente na utilização de *disjuntores de transferência*, não requerem modificação alguma nas bases de dados.

As interfaces de manutenção são, portanto, permissões de acesso às seguintes tabelas de dados:

- Tabela 4-3 – Mapeamento de palavras-chave vinculadas a sinalizações de proteção;
- Tabela 4-4 – Estrutura da base de dados topológica do SDP-TR;
- Tabela 4-5 – Regras para atribuição de variáveis de função de proteção;
- Tabelas 4-8, 4-9, 4-10, 4-11, 4-12, 4-13, 4-14 e 4-15 – Regras de interpretação de proteções dos equipamentos;

Desta maneira, os próprios especialistas da área de operação que detiverem conhecimento sobre a padronização empregada na formação dos nomes dos equipamentos, bem como dos alarmes associados ao SSC, têm condições de promover a manutenção do sistema.

A Tabela 4-4 deve, preferencialmente, ser concebida com capacidade tal que não se configure a posterior necessidade de redução da mesma, pois esta modificação pode prejudicar a integridade dos dados da Tabela 4-3.

4.6. Considerações Finais

Os requisitos funcionais apresentados neste capítulo detalham toda a estrutura de processamento, além das interfaces de acesso e de visualização de informações do SDP-TR. Embora o sistema seja protótipo, é possível aferir o funcionamento de suas regras e estratégias por meio de registros históricos.

O histórico de alarmes do COS Cemig guarda alguns anos de informações em suas bases. Através destes dados, é possível simular o processamento de perturbações e obter os diagnósticos como se estivessem sendo solicitados em tempo real. No próximo capítulo serão apresentados os resultados obtidos através do sistema protótipo, baseado nos requisitos funcionais e não funcionais percorridos.

5. RESULTADOS

5.1. Considerações Iniciais

A metodologia apresentada nos capítulos anteriores pode ser avaliada através do protótipo do SDP-TR, desenvolvido à luz das regras de triagem e de classificação já apresentadas.

A eficácia de sua aplicação, em tempo real, é posta à prova na medida em que os resultados obtidos (através dos dados contidos em registros de eventos históricos) igualam-se às informações contidas nos registros de perturbações (descrição das proteções atuadas), que são cadastradas pelos operadores do centro de operação.

5.2. Levantamento de Perturbações para Análise

Para se promover a avaliação de eficácia da metodologia apresentada, foi realizado um levantamento histórico de eventos de desligamentos automáticos (causados por atuação de proteção), no sistema de geração e transmissão operado pelo COS Cemig, compreendido no período de Janeiro de 2010 a Dezembro de 2011. Ao todo, 1799 registros de desligamento automático de equipamentos foram extraídos dos “Relatórios Diários da Operação”, sendo, cada um, individualmente processado pelo SDP-TR.

5) Início: 23:01	Restabelecimento: 27/10/2011 23:01
Estação: SGOT2 - São Gotardo 2 - Telecontrolada	
Disjuntores, Circuitos e Localidades: Disjuntor 11U4 e 10U4 - LT 500kV para Emborcação.	
Proteções Operadas: 11U21P_TRIP_GERAL; 11U21P_AZ_TRIP; 11U21P-Z1-TRIP. 11U21S_TRIP_GERAL; 11U21S_AZ_TRIP; 11U21S_Z1_TRIP.	
Sequência dos Eventos: 23:01 - Houve um RAS no disjuntor 10U4. 23:02 - Fechado disjuntor 11U4, acoplado o vão.	
Causa: Em apuração.	Proteções Operadas: 11U21P_TRIP_GERAL; 11U21P_AZ_TRIP; 11U21P-Z1-TRIP. 11U21S_TRIP_GERAL; 11U21S_AZ_TRIP; 11U21S_Z1_TRIP.
Conseqüências: Não houve.	
Condições Atmosféricas: Céu Encoberto	
Observações: 1) SLT: Havia presença de descargas atmosféricas próximas da LT. 2) Sapnet: Falta na fase AZ com terra a 146KM, a partir de São Gotardo 2. Ponto mínimo 140 e máximo 152Km.	
Disponibilização p/ ONS:	

Figura 5.1 Registro típico de um desligamento automático contido no RDO, com destaque para a descrição das proteções operadas.

No RDO, além de informações tais como data, horário e equipamento desligado, consta a relação das proteções operadas (Figura 5.1). Esta informação é obtida através dos registros de alarmes do SSCD e consistida junto às equipes mantenedoras das estações de geração e de transmissão. São informações desta natureza que subsidiam a avaliação da eficácia da metodologia apresentada.

5.3. Escopo dos Testes e Avaliações

A fim de facilitar a compreensão das informações apresentadas na sequência, são definidos por “evento” cada registro de perturbação extraído do RDO, e por “subevento”, cada equipamento que apresentar a condição “fora de serviço”, dentro de um mesmo evento.

A Tabela 5-1 apresenta alguns números acerca do universo de eventos extraídos do RDO, após processados pelo SDP-TR.

Tabela 5-1 Resumo do histórico de eventos processados pelo SDP-TR¹⁵

Total de eventos processados pelo SDP-TR	1799 eventos
Total de subeventos	2454 sub eventos
Média de alarmes processados (janela temporal de 5 min.), por evento.	222 alarmes
Máximo de alarmes processados em único evento (janela temporal de 5 min.)	5355 alarmes

A Tabela 5-2 classifica, em “tipos de instalação”, todos os subeventos obtidos do histórico de eventos processados.

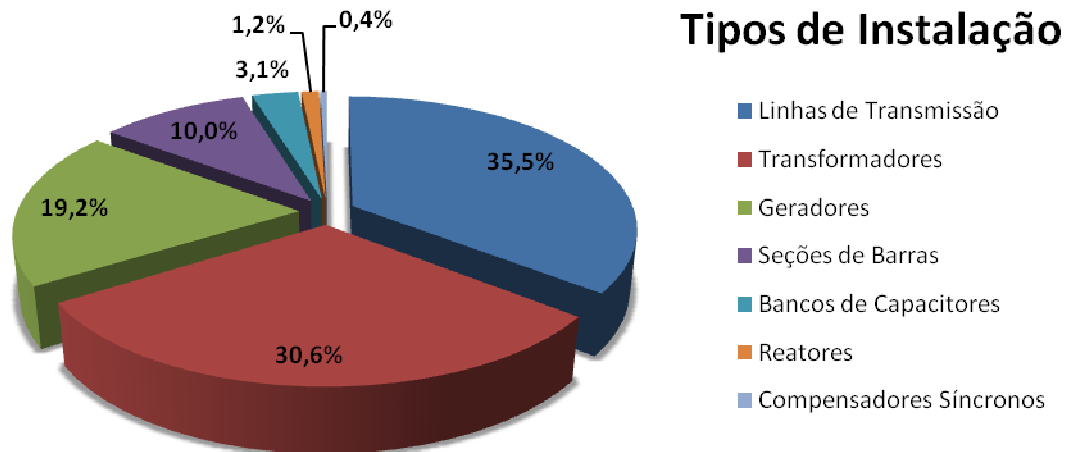
A elevada quantidade de subeventos relacionados às linhas de transmissão se deve ao fato da forte exposição que este tipo de instalação sofre aos mais diversos defeitos possíveis, ao longo de seu percurso entre duas subestações adjacentes.

No caso dos transformadores, é importante esclarecer que os números apresentados referem-se tanto aos transformadores elevadores de unidades geradoras, quanto aos transformadores de subestações. Isso significa que, em um cálculo aproximado, dos 30,56% de incidências de desarmes em transformadores, somente 11,41% refere-se aos

¹⁵ O total de subeventos é substancialmente maior que o total de eventos processados, em função das perturbações nas quais ocorrem desarme de múltiplos equipamentos.

transformadores de subestações. Considerando que o desarme de uma unidade geradora implica, necessariamente, o desarme de seu transformador elevador, tem-se que os demais 19,15% (equivalente ao número de desarmes de unidades geradoras) referem-se ao desarme de transformadores de unidades geradoras.

Tabela 5-2 Representatividade dos subeventos processados, por tipo de instalação.



Tipo de Instalação	Total de subeventos	Representatividade %
Linhas de Transmissão	872	35,5%
Transformadores	750	30,6%
Geradores	470	19,2%
Seções de Barras	245	10,0%
Bancos de Capacitores	77	3,1%
Reatores	29	1,2%
Compensadores Síncronos	11	0,4%
Total	2454	100,00%

Os desarmes relacionados às seções de barra normalmente implicam desarmes de múltiplos equipamentos.

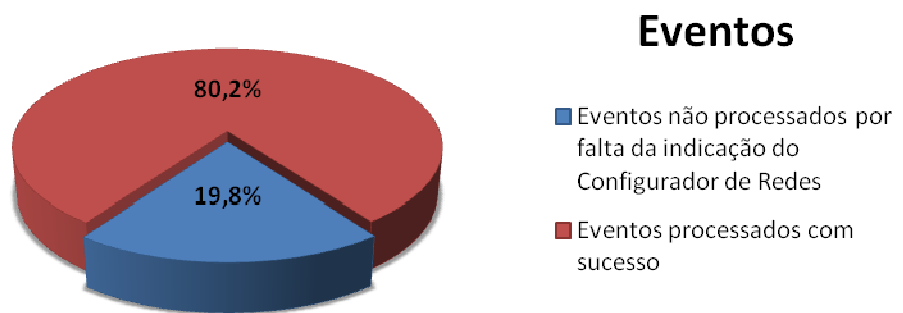
As demais instalações apresentam menor representatividade, dadas as suas existências em menores quantidades no sistema elétrico.

5.3.1. Processamento de Eventos

Dos 1799 eventos, 329 foram escolhidos¹⁶, aleatoriamente, para terem seus resultados comparados com os respectivos registros do RDO. Um fator que impactou o pleno aproveitamento da amostragem foi a ocorrência de falta da sinalização de “Equipamento Fora de Serviço”, emitida pelo Configurador de Redes (módulo componente do EMS do SSCD), e que opera como disparo para início de uma análise. Este impacto é representado na Tabela 5-3.

Conforme discutido nos capítulos de desenvolvimento, uma vez que o Configurador de Redes deixa de emitir o disparo para início de uma análise, o SDP-TR permanece em estado de observação em vez de iniciar um diagnóstico. Esta falha ocorre essencialmente para eventos de desarmes de linhas de transmissão, com atuação satisfatória do dispositivo de Religamento Automático (relé 79). Em muitos casos, este religamento automático ocorre em frações de segundo, tempo suficientemente baixo para que o Configurador de Redes não perceba a mudança de estado operativo, e, conseqüentemente, não emita a mensagem de “Equipamento Fora de Serviço”.

Tabela 5-3 Resumo da análise comparativa da amostragem.

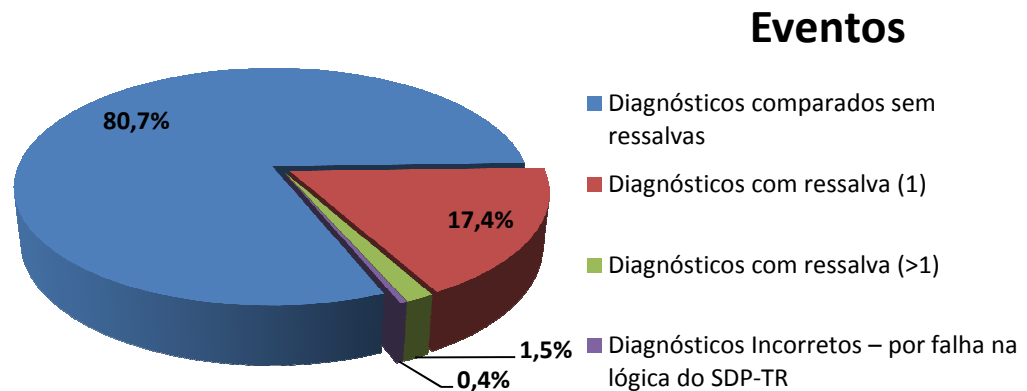


	Quantidade de Eventos	Representatividade %
Eventos não processados por falta da indicação do Configurador de Redes	65	19,8%
Eventos processados com sucesso	264	80,2%
Total	329	100%

¹⁶ Os 329 eventos analisados - aproximadamente 18% do total de eventos – compõem uma amostra representativa, considerando uma margem de erro de 5%, conforme metodologia estatística para cálculo de amostragem.

Dada esta restrição, a amostragem restringiu-se ao universo de eventos processados com sucesso. Na sequência de avaliações, faz-se a distinção entre os eventos cujas comparações se deram sem ressalvas, parcialmente com ressalvas e diagnósticos incorretos. A Tabela 5-4 ilustra o resultado desta avaliação:

Tabela 5-4 Resumo da análise comparativa da amostragem.



Aspectos da Amostragem Avaliados	Quantidade de Eventos	Representatividade %
Diagnósticos comparados sem ressalvas	213	80,7%
Diagnósticos com ressalva (1)	46	17,4%
Diagnósticos com ressalva (>1)	4	1,5%
Diagnósticos Incorretos – por falha na lógica do SDP-TR	1	0,4%
Total	264	100%

Detalhamento dos aspectos avaliados (as falhas de diagnóstico são abordadas no item 5.3.1.1):

- “*Diagnósticos comparados sem ressalvas*”: o número apresentado corresponde à quantidade de diagnósticos corretos, ou seja, todas as informações de proteções atuadas contidas no RDO foram devidamente apontadas pelo SDP-TR. Observaram-se, ainda, algumas sinalizações adicionais que foram apontadas pelo SDP-TR, mas não haviam sido registradas no RDO. Este é um aspecto positivo, uma vez que estas sinalizações adicionais de fato ocorreram, mas por motivos diversos deixaram de ser registradas;
- “*Diagnósticos com ressalva (1)*”: este número refere-se aos diagnósticos que apresentaram uma única ressalva, quando comparados com as informações contidas no

RDO. Nestes casos, não se caracteriza falha no processamento do SDP-TR, mas sim ausência das sinalizações de proteção no histórico do SSCD, cuja presença permitiria o pleno “entendimento” por parte do SDP-TR. É importante ressaltar que nenhuma instância de base de dados do COS recebe este tipo de registro faltante, ou seja, qualquer decisão que o COS necessita tomar, baseando-se exclusivamente nas informações disponíveis em seus tradicionais recursos de supervisão e controle, acaba por idêntica àquela subsidiada pelo SDP-TR. Embora a falta de sinalização seja crítica para a confiabilidade da operação de ativos, entende-se que os equipamentos do sistema elétrico são dotados de proteções de bloqueio (relés “86”), que impedem seu restabelecimento, no caso de uma falta crítica para a integridade do equipamento. A Tabela 5-5 relaciona quais funções de proteção deixaram de sinalizar para o COS nestes casos;

- “*Diagnósticos com ressalva (>1)*”: neste caso, a ausência múltipla de sinalizações de proteção para o COS compromete a qualidade dos diagnósticos. Novamente, não se trata de falha no SDP-TR, mas sim na indisponibilidade de informação confiável para o processamento do SDP-TR. A criticidade destes eventos para os equipamentos do sistema elétrico também, em último caso, é resguardada pela atuação da proteção de bloqueio no próprio equipamento.

A Tabela 5-5 detalha, para a relação dos diagnósticos apresentados com uma única ressalva, quais funções de proteção deixaram de sinalizar para o COS. Na sequência, é feita uma avaliação da gravidade que a falta das sinalizações relacionadas na Tabela 5-5 traz para os usuários do SDP-TR.

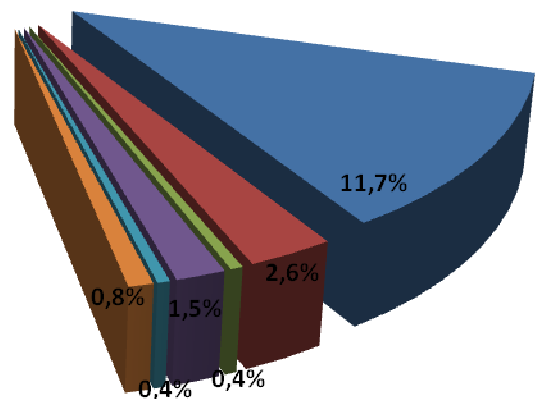
- **Relé 79:** A falta da sinalização deste tipo de proteção – religamento automático (RA) – leva o operador a concluir erroneamente que não houve tentativa de religamento automático em uma linha de transmissão. No entanto, para mitigar este problema, e, dada a elevada frequência de ocorrências desta natureza, a mensagem emitida pelo SDP-TR foi alterada, de forma conservadora, para sugerir ao operador que a informação seja conferida em outras instâncias (“*sem sinalização de relig.autom (conferir)*”). Se o religamento automático ocorreu de forma satisfatória, a linha de transmissão já retornou em serviço, sendo esse fato suficiente para o entendimento do operador. Caso o RA tenha sido não satisfatório, os procedimentos para restabelecimento de linhas de transmissão já recomendam que seja aguardado o tempo

de 3 minutos para a execução de um novo teste de restabelecimento. O objetivo de aguardo destes 3 minutos é atender ao requisito imposto pelos fabricantes, o ciclo OCO (*open-close-open*);

- **Relé 86:** a falta desta sinalização implica um bloqueio local no equipamento sem a devida informação para o COS. Caso o operador decida executar um teste neste equipamento, ocorrerá uma falha no comando, uma vez que o equipamento está sob bloqueio, apesar de o mesmo não ter sido indicado. Neste caso, os procedimentos também orientam que seja solicitado apoio local para a realização de uma inspeção ou outras análises.

Tabela 5-5 Proteções que deixaram de sinalizar para o COS.

Proteções Não Indicadas



Sinalização de Proteção	Quantidade de Eventos	Representatividade
Ausente		
Relé 79	31	11,7%
Relé 86	7	2,6%
Relé 67	4	1,5%
Relé 68	2	0,8%
Relé 21	1	0,4%
Relé 87	1	0,4%
Total	46	17,4%

- **Relé 21 e Relé 67:** estas proteções são predominantemente atribuídas às linhas de transmissão. A falta deste tipo de sinalização, embora dificulte a compreensão da causa, não implica riscos para o equipamento, caso o COS decida executar um teste de restabelecimento;
- **Relé 87:** A proteção diferencial costuma indicar falhas internas, que muitas vezes implica razoável gravidade. Filosoficamente, a atuação deste tipo de proteção provoca a atuação da proteção de bloqueio (86), o que assegura a não energização do equipamento, até que seja efetivamente realizada uma inspeção ou ensaio local para assegurar a possibilidade de retorno;
- **Relé 68:** a falta da sinalização da proteção de “bloqueio por oscilação de potência” pode induzir o operador a acreditar que o defeito esteve na própria linha de transmissão desarmada. Esta ausência não causa maiores consequências.

5.3.2. Diagnósticos Incorretos

Para a compreensão da causa do evento “diagnóstico incorreto” apontado na Tabela 5-4, é feita a seguinte análise:

Registro no RDO:

Data / Hora do Evento: 30/09/2010 0:38

Estação: Mesquita 500kV

Instalação: LT 500kV Neves 1 - Mesquita

Sequência dos Eventos: Houve religamento automático satisfatório no disjuntor 8U4 e desarmou disjuntor 7U4.

Observações: O Registrador Digital de Perturbações (RDP) indicou ocorrência de curto-circuito da fase B, para a terra, localizado a 127,85 Km contados a partir da SE Mesquita.

Proteções Operadas:

- MESQ 8U21P-67N+77 DESARMADO
- MESQ 8U21P-21+77 DESARMADO
- MESQ 8U21P-21+85 DESARMADO
- MESQ 8U21P-67N-INST DESARMADO
- MESQ 8U21P-67N+85 DESARMADO
- MESQ 8U4-79P-RELIG DESARMADO

O diagnóstico fornecido pelo SDP-TR apontou o seguinte diagnóstico:

MESQ_NEVES1_U: direcional sobrecurr.neutro; envio/recepção de transfer trip; sinalização de relig.autom.;

As mensagens “***MESQ 8U21P-21+77 DESARMADO***” e “***MESQ 8U21P-21+85 DESARMADO***” indicam a atuação da proteção de distância, associada aos esquemas de envio e recepção de *transfer trip*. O SDP-TR considerou, a partir destas mensagens, somente atuação das funções 77 e 85, respectivamente. Torna-se necessário promover uma alteração na lógica do sistema para que o mesmo passe a compreender a atuação de duas ou mais funções, a partir de uma única mensagem.

Este fato deve ser cuidadosamente estudado, uma vez que estas mensagens destoam do padrão de sinalizações de proteção empregado no sistema Cemig.

5.3.3. Diagnósticos Corretos

A relação de eventos a seguir exemplifica os diagnósticos corretamente processados pelo SDP-TR.

Data / Hora do Evento: 03/01/2010 09:19

Estação: SE Taquaril - 345kV

Instalação: Autotransformador T1 345/230kV 225MVA

Observações: 09:40 – Autorizada intervenção para identificar/corrigir falha no ATR T1, provocado por atuação do relé 1T63C. Concluída às 11:10.

Proteções Operadas:

- TAQU 1T63C-TRP ND desarmado ação local
- TAQU 1T86 BQDQ bloqueia ação local

SDP-TR:

- TAQU T001: relé de gás comutador; sem sinalização prot. elétrica; BLOQUEIO TAQU 1T86.

Data / Hora do Evento: 12/01/2010 14:19

Estação: UHE Nova Ponte - 500kV

Instalação: UG-01 171,7MW e Transformador T1 500-13,8kV 180 MVA

Observações: Rejeição de 160MW para o SIN.

Proteções Operadas:

- NPON 7U50D-RETRIP ND desarmado ação local
- NPON 8U86-BLOQ BQDQ bloqueia ação local
- NPON 8U50D-RETRIP ND desarmado ação local
- UHNPON 1G49-TRIP DESARMADO
- UHNPON 1G94S_TRIP DESARMADO
- UHNPON 1G80BP-MGT-TRIP DESARMADO
- UHNPON 1G86-BLOQ BLOQUEIA

SDP-TR:

- UHNPON T001: RETRIP (FD); sem sinalização prot. elétrica; sem sinalização prot. física; BLOQUEIO NPON 8U86-BLOQ;
- UHNPON GE01: RETRIP (FD); sobretemperatura; sem sinalização prot. elétrica; BLOQUEIO UHNPON 1G86-BLOQ.

Data / Hora do Evento: 15/04/2010 09:44

Estação: SE Ouro Preto 2 - 500kV

Instalação: Banco de Capacitores C4, 345kV, 200Mvar

Observações: Houve explosão de capacitor e queima de 6 elos fusíveis.

Proteções Operadas:

- OPR2 70P86C BQDQ bloqueia ação local

SDP-TR:

- OPR2 CAP_C4_70P4: sem sinalização prot. elétrica; BLOQUEIO OPR2 70P86C.

Data / Hora do Evento: 01/07/10 16:31

Estação: SE Barreiro 1 - 345kV

Instalação: Barramento B1 345kV e Compensador Síncrono CS-01 -13/+40Mvar

Observações: A ocorrência iniciou-se quando de manobras para retorno de desligamento programado do ATR T3 345/138kV 150MVA.

Proteções Operadas:

- BARR1 BP87-VM-TRIP ND desarmado ação local
- BARR1 BP87-AZ-TRIP ND desarmado ação local
- BARR1 BP86 BQDQ bloqueia ação local
- BARR1 1CS-47-TRIP DESARMADO
- BARR1 1CS40-TRIP DESARMADO
- BARR1 15F86S BLOQUEIA

SDP-TR:

- BARR1 B1S1_345: DIFERENCIAL de barra; BLOQUEIO BARR1 BP86; VM; AZ;
- BARR1 CS01: subexcitação; reversão/desbalanço de tensão; sem sinalização prot. física; BLOQUEIO BARR1 15F86S.

Data / Hora do Evento: 13/11/2010 15:07

Estação: SE Jeceaba - 345kV

Instalação: LT 345kV Jeceaba – Lafaiete 1

Observações: SLT indicava descargas atmosféricas na região. Não houve religamento automático.

Proteções Operadas:

- JECEAB 6P87S-67N+RC-TRIP ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87P-67N+RC-TRIP ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N+77 ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N-UT-TRIP ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N+85 ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87S-67N+RC-TRIP ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87P-67N+RC-TRIP ND desarmado ação local

- JECEAB 6P87P-RC-TRIP ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87P-TDD-REC ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87P-TDD-TRANSM ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87S-TDD-TRANSM ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87S-TDD-REC ND desarmado ação local
- JECEAB 6P87S-RC-TRIP ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N+77 ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N-UT-TRIP ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N-UI-TRIP ND desarmado ação local
- LAFA1 3P87LS-67N+85 ND desarmado ação local

SDP-TR:

- JECEAB_LAFA1_P: direcional sobrecurr.neutro; diferencial LT; envio/recepção de transfer trip; sem sinalização de relig.autom (conferir).

Data / Hora do Evento: 10/06/2010 09:07

Estação: SE Bom Despacho 3 - 500kV

Instalação: Barramento B1 500kV, LT 500kV Bom Despacho 3 – São Gotardo 2 e Reator S18 500kV 110Mvar

Observações: Havia intervenção em andamento.

Proteções Operadas:

- BDESP3 18S87-TRIP ND desarmado ação local
- BDESP3 18S86-BLOQ BQDQ bloqueia ação local
- BDESP3 1BU86_S BQDQ bloqueia ação local
- BDESP3 1BU86_P BQDQ bloqueia ação local
- SGOT2 12U21/21NS-TRIP ND desarmado ação local
- SGOT2 12U21/21NP-TRIP ND desarmado ação local
- SGOT2 13U86-BLOQ BQDQ bloqueia ação local
- SGOT2 12U86-BLOQ BQDQ bloqueia ação local
- BDESP3 16U86-BLOQ BQDQ bloqueia ação local

SDP-TR:

- BDESP3 REAT_S18_18US4: DIFERENCIAL; sem sinalização prot. física; BLOQUEIO BDESP3 18S86-BLOQ;
- BDESP3 B1_500: BLOQUEIO BDESP3 1BU86_P;
- BDESP3_SGOT2_U2: prot.distância; sem sinalização de relig.autom (conferir); BLOQUEIO BDESP3 16U86-BLOQ.

5.4. Considerações Finais

O bom resultado aferido pelo SDP-TR, conforme demonstrado neste capítulo, se deve à sua inerente simplicidade. Para os diagnósticos não processados em função da falta da sinalização do configurador de redes, há uma maneira bastante simples para reverter este cenário: a base topológica do protótipo foi concebida para utilizar, exclusivamente, a sinalização proveniente do configurador de redes para dar início a análise de desarmes de equipamentos. Conforme disposto no item 4.2.1, é possível definir outros tipos de sinalização que deem início ao processo de análise (por exemplo, as próprias sinalizações de TRIP e de BLOQUEIO dos equipamentos). Esta alternativa pode ser configurada por meio das Tabelas 4-3 e 4-4.

Para os eventos cujas análises apontaram “diagnósticos com ressalvas”, as respectivas falhas de sinalização têm motivado a geração de ações de correção e de melhoria para a equipe de infraestrutura de dados do COS Cemig, visando a não repetição das falhas.

6. CONCLUSÕES

6.1. Conclusões Gerais

O sistema elétrico de geração e transmissão sob concessão da Cemig GT, não diferente de uma parte substancial de todo o sistema interligado nacional, foi concebido em épocas e com tecnologias bastante distintas. Enquanto algumas instalações figuram o estado da arte em termos de tecnologia de subestações, com arranjos modernos e compactos, ricas em dispositivos de supervisão e controle, outras chegam a datar mais de cinquenta anos de funcionamento. É natural, portanto, que a operação centralizada tenha que se adequar aos mais diferentes arranjos, bem como à quantidade (e qualidade) das informações disponíveis.

As estações mais modernas dispõem de arranjos de proteção também modernos. Este fato, quando aliado à plena capacidade de transmissão de dados (seja através de UTR ou SDSC) constitui uma completa gama de pontos de supervisão de interesse para o trabalho aqui apresentado. Se a realidade do sistema elétrico se resumisse a este contexto, a concepção do SDP-TR seria em grande parte facilitada. Ao contrário, é comum ocorrer insuficiência de pontos de supervisão em estações mais antigas, nas quais as sinalizações provenientes de alguns relés de proteção são ora suprimidos, ora agrupados.

O fato de lidar, simultaneamente, com estas realidades opostas, incumbe ao SDP-TR a habilidade de tratar informações com diferentes graus de padronização. Prega-se, na literatura, que os SEs não possuem capacidade de generalização; contudo, uma vez conhecida a “despadronização”, o especialista tem condições de dar o devido tratamento a ela, através das próprias bases de dados do sistema.

Esta é uma das principais qualidades da sistemática proposta por este trabalho: habilidade para tratar informações “despadronizadas”, convertendo-as em diagnósticos precisos e inteligíveis para o operador.

Algumas das metodologias estudadas no Capítulo 2 apresentam capacidade de generalização, ou seja, são hábeis para atingir conclusões mesmo na ausência de alguma informação para seu núcleo de processamento. No entanto, para o propósito deste trabalho, esta habilidade poderia não trazer os resultados almejados. Considera-se que as faltas no sistema elétrico são eventos bastante distintos. Haveria, assim, dificuldade de gerar uma massa de “treinamento” para uma Rede Neural Artificial, ou para um Algoritmo Genético, por exemplo.

O dever deste trabalho resume-se em automatizar uma tarefa manual, ora executada pelos próprios operadores, em busca por elementos que o auxiliem na compreensão das causas de uma determinada perturbação no sistema elétrico. Imitar a cognição humana, através de regras do tipo “*se...então*”, permitiu alcançar o objetivo proposto.

6.2. Propostas para Trabalhos Futuros

A implementação final desta especificação de requisitos é tida como o principal desafio. No entanto, ressaltam-se alguns pontos com potencial de enriquecimento da proposta de diagnóstico de faltas em tempo real:

- Conjugar, aos insumos utilizados neste trabalho, as informações telemedidas (digitais e analógicas) disponíveis para confirmar a desenergização de um equipamento, mas que serviriam também para confirmar a atuação de religamento automático em linhas de transmissão, ou ainda, para informar a entrada em regime de sobrecarga;
- Adotar como insumo as informações disponíveis dos RDP;
- Desenvolver regras que visem à compreensão da cronologia de atuação das proteções sobre um único equipamento, bem como a cronologia geral em caso de desarmes múltiplos;
- Focar o SDP-TR para aplicações em Smart Grids, utilizando-se os conceitos da norma IEC61850 para a comunicação dos dados.

REFERÊNCIAS

- ANTUNES, F. A. S.; Silveira, P. M. **Sistema de Triagem de Alarmes e Análise de Perturbações**, Monografia do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá/MG, 2009.
- AZEVEDO, G. P.; Silva, V. N. A. L.; Borsato, A.; Baitelli, R.; Falcão, D. M.; Silva, M. B.; Figueiredo, M. V. F.; Reis, C. L.; Ribeiro, G. F.; Linden, R. **Aplicação de Técnicas de inteligência Artificial à Operação em Tempo Real de Sistemas de Potência**. II Workshop Sobre Técnicas de Inteligência Artificial Aplicadas a Sistemas de Potência e Industriais. Rio de Janeiro/RJ, 2001.
- BATISTA, L. **Abordagem Inteligente para Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falhas em Sistemas Elétricos**. VI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – SIMPASE. São Paulo/SP, 2005.
- CARDOSO Jr., G. **Estimação da Seção em Falta em Sistemas Elétricos de Potência via Redes Neurais e Sistemas Especialistas Realizada em Nível de Centro de Controle**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC, 2003.
- CARDOSO Jr., G.; Rolim, J. G.; Zürn, H. H. **Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial**. Revista Controle & Automação/Vol. 15, nº. 2, Abril, Maio e Junho. 2004.
- COURY, D. V. **Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência**. Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos. São Carlos/SP.
- DUROCHER, D. **Langage: An Expert System for Alarm Processing**. Eleventh Biennial IEEE Workshop on Power System Control Centers, pp. 19-21, 1990.
- FALCÃO, D. M. **Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas Elétricos de Potência**, Notas de Aulas Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ. 2002.
- FARIA, V. R. **Especificação Técnica de um Sistema para Tratamento de Alarmes em Centros de Controle de Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte/MG. 2002.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic algorithms in search, optimization, and learning**. Addison-Wesley. Boston/MA. 1989.
- IEEE, Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society. **IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY, USA. 1996.
- KIRSCHEN, D. S.; Wollenberg, B. F. **Intelligent Alarm Processing in Power Systems**. Proceedings of the IEEE, Vol. 80, nº. 5, 1992.
- LIBERATO, A. B.; Meza, E. B. M. **Sistema Inteligente para Tratamento de Eventos em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**. Vértices. Vol. 12, nº. 2, Campos dos Goytacazes/RJ, 2010.

NEIS, P. **Processamento Inteligente de Alarmes Empregando Algoritmos Genéticos**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Pará, Curitiba/PR, 2006.

NYE, D. **When the Lights Went Out: A History of Blackouts in America**. The MIT Press. ISBN-10: 0262013746, 2010.

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações**. Procedimentos de Rede, Submódulo 2.6, rev. 1.1. Disponível em <http://www.ons.org.br>. 2010.

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. 2012.

SEIDENSTEIN, S.; Williams, A. R.; Goddard, C. J.; Chesney, M. **Human factors review of electric power dispatch control center**. Report N°. EPRI-EL1960, Volumes 1-6. Electric Power Research Institute. Palo Alto/CA, 1983.

SILVA, A. P. A.; Insfran, A. H. F.; Silveira, P. M.; Torres, G. L. **Neural Networks for Fault Location in Substations**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, N. ° 1, Janeiro, 1996.

VALE, Z. A.; Santos, J.; Ramos, C.; Fernandes, M. F.; Rosado, C.; Marques, A. **Aplicações Inteligentes em Centros De Controlo: Verificação e Validação**. 5^{as} Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Salamanca, Espanha. 1997.

WEN, F.; Han, Z. **Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm**. Electric Power Systems Research, vol. 34, n°.3, pp. 165-172. Department of Electrical Engineering, Zhejiang University. Hangzhou, China. 1995.

ANEXO A

As principais funções de proteção dos equipamentos do sistema elétrico são mostradas na sequência, conforme numeração padronizada pelo IEEE (1996).

- **Função 12 – Proteção contra sobrevelocidade (PSOB12):** Sensores de velocidade instalados no eixo do conjunto turbina-gerador detectam a ultrapassagem dos limites de velocidade da máquina, e disparam comando de desligamento. A sobrevelocidade decorre de uma rejeição de carga, seguida do mau funcionamento do regulador de velocidade. Essa anormalidade impõe um esforço mecânico indesejável ao gerador.
- **Função 21 – Proteção de distância (PD21, PD21Z1, PD21Z2, PD21Z3, PD21Z4, PD21Z5):** Para linhas de transmissão, a proteção de impedância mede, através das entradas dos valores de corrente e de tensão do circuito protegido, a impedância vista pelo ponto de instalação da proteção. Quando ocorre uma falta, a corrente e a tensão da linha se alteram, resultando uma impedância com características de curto-circuito. Esta impedância é proporcional à distância entre o ponto de ajuste do relé e o ponto onde ocorreu a falta. Há uma relação linear entre o comprimento de uma linha de transmissão e a sua impedância série. Assim, o relé de distância deve ser ajustado para que envolva a distância de linha desejada para que se detecte o curto-circuito. É comum atribuir, à proteção de distância, ajustes adicionais temporizados (zonas 2, 3, 4 e 5), de forma que a proteção seja capaz de atuar em caráter de retaguarda, seletiva e coordenadamente com outros conjuntos de proteção.

No caso de geradores, trata-se de um relé que permite que o gerador atenda cargas que estejam dentro de uma região de operação pré-estabelecida. Deste modo, quando ocorre alguma falha externa, tal como um curto circuito, a impedância vista pela máquina sai da região admissível, provocando à atuação do relé.

- **Função 24 – Proteção de sobre-excitação Volts/Hertz (PSOB24):** A sobre-excitação pode ocorrer devido à operação com tensões maiores que a nominal, ou tensões iguais ou menores que a nominal, mas a uma frequência inferior à nominal. A partir desta relação tensão/frequência, detecta-se o nível de excitação da máquina, e o relé atua caso seja necessário.
- **Função 25 – Relé de sincronismo (PSINC25):** Este relé compara a tensão de equipamentos (bastante utilizado para gerador síncrono), previamente à interligação dos mesmos com o sistema, com a tensão do sistema. Estas tensões devem ser iguais, sob determinados aspectos (forma de onda; valor de tensão, frequência, sequência de

fases e defasamento angular nulo entre fases correspondentes), para que a interligação ocorra de maneira suave e segura para os equipamentos.

- **Função 26 – Relé indicador de temperatura de óleo (PTERM26):** Utiliza um sensor de temperatura instalado no ponto mais quente do transformador/reator, que é normalmente próximo ao topo da carcaça. Quando o óleo atinge determinadas temperaturas, é emitido um alarme ao operador. O relé pode, opcionalmente, ser configurado para provocar o desligamento do equipamento.
- **Função 27 – Proteção contra subtensões (PSUB27):** No caso de geradores, este relé é usado para detectar condições de tensão inferiores aos valores normalmente aceitos para a operação do gerador. Em bancos de capacitores, a função de subtensão previne danos de subtensões transitórias e outros problemas relacionados à energização do banco de capacitores através de um transformador sem carga paralela significativa.
- **Função 32 – Relé direcional de potência (PPR32):** Se o gerador perde a sua energia primária oriunda de uma turbina ou motor, dá-se início a um processo de reversão no sentido do fluxo de potência, que pode causar a motorização do gerador. Ao detectar essa inversão no fluxo, o relé atua para proteger o gerador.
- **Função 38 – Dispositivo de proteção de mancal (PSOBM38):** Trata-se de um sensor de temperatura instalado em um orifício do mancal para detectar sobreaquecimento. A sua atuação é feita através de um alarme, que visa alertar o operador sobre o problema.
- **Função 39 – Proteção contra vibração de mancais (PVIB39):** É um dispositivo que atua quando observada a ocorrência de condições mecânicas anormais, tais como vibração excessiva, choque, etc.
- **Função 40 – Proteção contra perda de excitação (PSUBE40):** Protege o gerador em condições de perda de excitação (campo), quando o mesmo começa a operar como uma máquina de indução, absorvendo potência reativa do sistema.
- **Função 46 – Proteção contra desequilíbrio de carga (PDES46):** A operação do sistema com desequilíbrio de cargas é extremamente nociva ao gerador, pois provoca uma forte elevação da temperatura interna. Assim, este relé é usado para detectar este desequilíbrio, que se caracteriza pela circulação de correntes diferentes entre as três fases.
- **Função 48 – Discordância de Polos (PDISC48):** Esta proteção atua quando do fechamento ou abertura de apenas um ou dois dos três polos do disjuntor, ou seja, é a situação em que os três polos não cumprem com o mesmo estado (abertos ou

fechados), acionando o temporizador, que provocará a abertura do disjuntor. Caso o defeito ocorra durante o processo de abertura, a função “falha de disjuntor” também é acionada para isolar o problema.

- **Função 49 – Relé indicador de temperatura de enrolamentos (PTERM49):** Esse relé funciona através de um dispositivo de imagem térmica, que, indiretamente, mede a temperatura do enrolamento do transformador (ou reator). Esse dispositivo é constituído, basicamente, de um resistor de aquecimento pelo qual passa uma corrente proporcional à corrente que passa pelo enrolamento do equipamento. Uma temperatura mais quente no enrolamento tem influência considerável na deterioração da isolamento do enrolamento. Este dispositivo também é utilizado em enrolamentos estatóricos de geradores.
- **Funções 50, 50N, 51, 51N - Relé de sobrecorrente de fase e neutro (PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51):** a alternativa mais barata para se proteger linhas de transmissão é por meio de relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados. Por outro lado, é difícil de ser ajustada e requer constantes reajustes, na medida em que o sistema cresce ou se modifica. É recomendada para alimentação de cargas radiais e em casos que não se exigem requisitos adicionais de confiabilidade. Empregado também para a eliminação de falhas individuais de unidades capacitivas, faltas no barramento do capacitor, ou ainda defeitos oriundos do estabelecimento de arco elétrico entre *racks* capacitivos, bem como aplicados às fases, ao neutro e ao aterramento do transformador/reator, provendo proteção contra defeitos externos.
- **Função 50BF – Detecção de falha do disjuntor (PFD e PRETRIP):** Muitas vezes um disjuntor pode não atuar mediante a um comando de abertura provocado por atuação de proteção (*breaker failure*), seja por problema de ordem elétrica ou de ordem mecânica. Esse relé detecta a falha, e dispara o procedimento padrão para este caso. Eventualmente, o próprio esquema contra falha de disjuntor comanda uma segunda tentativa de abertura (RETRIP), antes da ação sobre os circuitos adjacentes.
- **Função 59 – Proteção contra sobretensão (PSOB59):** Este relé protege o isolamento da unidade geradora contra sobretensões elevadas, que se mantêm por um determinado período. Podem ser causadas por perdas de carga, aberturas monopolares, sobre-excitação, etc. No caso de barramentos, este relé atua em circunstâncias de tensão elevada, que pode decorrer da perda substancial de carga nas proximidades daquela subestação, por aberturas monopolares, etc. Para bancos de capacitores, a função de

sobretensão o protege contra danos causados por sobretensões sustentadas no sistema. Além disso, a tensão do sistema é reduzida com a remoção do banco de capacitores de operação.

- **Função 60 – Proteção contra falta dos fusíveis dos TP (PBCT60):** A perda do sinal de tensão oriunda dos TP pode conduzir a uma série de problemas no funcionamento do sistema de geração, além da atuação intempestiva de algumas proteções. O motivo mais comum desta falha é a perda dos fusíveis. Outras causas poderiam ser atribuídas à falha em enrolamentos de TP, abertura accidental de contatos, etc. A sua detecção pode ser feita a partir de um relé de desbalanço de tensão.
- **Função 61 – Proteção de fase dividida (PDE61):** Esta proteção tem a finalidade de detectar defeitos do tipo curto-circuito entre espiras, ou quaisquer desequilíbrios entre correntes de enrolamentos de uma mesma fase do gerador. Trata-se de um relé de sobrecorrente, temporizado, que monitora a diferença de corrente entre os terminais de cada fase.
- **Funções 63, 63C, 63V, 63D – Relé de pressão de gás (Buchholz) (PG63, PG63C, PG63V, PG63D):** Os defeitos incipientes internos a um transformador/reator ocorrem, principalmente, devido a problemas de conexão (pontos quentes), pequenas descargas elétricas devido à falha no isolamento, etc. Esses defeitos incipientes causam danos que se desenvolvem gradualmente, e podem ser detectados através do acúmulo de gás no recipiente do relé, ou pela súbita variação do nível do óleo ou do gás, que provoca um desligamento bastante rápido. Uma válvula de alívio de pressão (63V) pode operar, descarregando para o ambiente externo o óleo sob alta pressão nas condições de falta interna. Quando presente um comutador de derivação sob carga (LTC), é conveniente que este dispositivo tenha seu próprio relé de gás (63C). Disjuntores possuem um relé (63D) que indica baixa pressão de gás (ou ar comprimido), sugerindo intervenção imediata da equipe de manutenção. Nesta condição, o disjuntor fica impossibilitado de receber comando.
- **Função 64 – Relé detector de terra ou relé de carcaça (PDT64):** Opera em caso de defeito à terra no isolamento do transformador ou do banco de capacitores. Porém, esta função não se aplica aos dispositivos conectados em circuito de um sistema normalmente aterrado.
- **Funções 67 e 67N – Proteção Direcional de Sobrecorrente (PSD67 e PSDN67):** Na ocorrência de um curto-circuito nas proximidades da instalação, a proteção direcional

de sobrecorrente, instalada no terminal de uma linha de transmissão, identifica a direção da corrente de curto-circuito. No outro terminal, o relé de sobrecorrente direcional é também sensibilizado para promover a identificação da direção da corrente, de modo a constatar tal sobrecorrente foi causada internamente ou externamente à linha. No caso de falta externa não há desarme da linha. Este sistema depende de comunicação confiável entre os terminais da linha de transmissão.

- **Função 68 – Relé de bloqueio por oscilação de potência (POSC68):** Relé que dispara, sob determinadas condições, um sinal de bloqueio de abertura durante faltas externas, a uma linha de transmissão. Opera, também, juntamente com outros dispositivos, para bloquear a abertura ou religamento em uma condição de falta de sincronismo ou em oscilação de potência.
- **Função 71 – Relé indicador de nível de óleo (PN71):** Este relé monitora o nível do óleo, sinalizando através de contatos, os valores máximo e mínimo de óleo. Este relé pode ser programado apenas para gerar alarme ou para comandar o desligamento no caso de atingimento do nível mínimo.
- **Função 78 – Proteção de perda de sincronismo (PSINC78):** Relé de medição de ângulo de fase e proteção contra perda de sincronismo para linhas de transmissão. Faltas severas, transitórios na rede e variações súbitas de carga podem causar uma perda de sincronismo. A operação nestas condições pode causar danos ao gerador. Este relé atua quando uma defasagem angular pré-estabelecida entre duas tensões for detectada.
- **Função 81 – Proteção contra sobre e subfrequência (PFREQ81):** A operação com sobrefrequência pode indicar uma sobrevelocidade, sendo extremamente nociva às partes rotativas do grupo gerador, pela força atuante nos mancais. A subfrequência, por outro lado, pode indicar uma sobrecarga, que deve ser rapidamente eliminada. Este relé é capaz de detectar essas variações e, em função de suas magnitudes, permite atuar com diferentes ajustes temporizados.
- **Função 86 – Bloqueio (PBL86):** Trata-se de um esquema para evitar que um equipamento seja reenergizado após a atuação de determinados tipos de proteção. Convencionou-se a realização de inspeções visuais externas, internas, ensaios elétricos, ensaios físico-químicos – conforme o tipo de equipamento – para garantir que o mesmo não tenha sofrido danos.

- **Funções 87 e 87N – Proteção diferencial (PDIF87 e PDIF87N):** É usada para caracterizar desequilíbrios de corrente nos enrolamentos do estator, protegendo a máquina contra praticamente todos os tipos de curto circuito. A grande vantagem deste relé é que ele é estritamente seletivo, podendo ser instantâneo, não necessitando uma coordenação com as demais proteções externas ao gerador. A proteção diferencial de barras tem por objetivo detectar o desbalanço (decorrente de uma fuga interna ao barramento) entre as correntes dos equipamentos que acessam o barramento, obedecendo à lei de *Kirchoff*. No caso de linhas de transmissão, a função diferencial é utilizada comparando-se as correntes nas duas extremidades da linha, fase a fase. Para que isso possa ser feito, utilizam-se tecnologias digitais para transmissão de dados entre as duas extremidades, com meios de comunicação adequados, tais como fibras óticas ou micro-ondas. Assim, em caso de um curto circuito na linha protegida, além da alteração da intensidade da corrente elétrica nas extremidades, haverá inversão no sentido da corrente em uma das extremidades. Isto significa o aparecimento de uma corrente anormal, chamada diferencial, que permite que a proteção detecte o curto circuito e atue, desligando a linha. A proteção diferencial (fase, neutro e restritiva) é ainda universalmente utilizada para proteção de transformadores. A operação do relé é instantânea, na ordem de 17 a 70 ms. A proteção diferencial deve sempre comparar valores de corrente (fase e neutro), e atuar caso elas se tornem diferentes. Em transformadores, o relé diferencial compara as correntes que circulam pelos terminais do transformador.

ANEXO B

Publicações:

XI EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação. Evento realizado na cidade de Florianópolis / SC, no ano de 2010. O trabalho foi eleito como destaque pelo comitê técnico, premiado entre os dois melhores trabalhos apresentados.



Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real

Fábio Augusto da Silva Amores
Cemig Geração e Transmissão SA
Belo Horizonte / MG

Paulo Márcio da Silveira
Unifep – Universidade Federal de Itajubá
Itajubá / MG

RESUMO

Este trabalho apresenta uma proposta de triagem e interpretação de sinalizações de proteção, capaz de auxiliar o operador no entendimento de uma determinada perturbação no sistema de transmissão de energia, em tempo real. O objetivo é fornecer melhores condições (segurança e rapidez) para a equipe durante a tarefa de restabelecimento de equipamentos designados em decorrência de perturbações no sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Diagnóstico de Perturbações, Sistemas Especialistas, Tratamento de Alarmes, Restabelecimento, Indisponibilidade.

1.0 INTRODUÇÃO

Uma das principais atividades desempenhadas pelas equipes de operação de centros de operação é o restabelecimento de instalações e sistemas elétricos após perturbações. Eventos desta natureza são origem nos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação a um fenômeno conhecido como "avalanche de alarmes" [1], [2].

Por se tratar de um problema enfrentado por diversas equipes de operação em tempo-real, muitos ideais surgiram com o objetivo de tratar, interpretar e agrupar alarmes e sinalizações semelhantes, ou que possuam algum tipo de correlação. A ideia principal é tratar informações de forma automática e segura, o diagnóstico realizado por especialistas da área, no momento de restabelecer equipamentos designados em decorrência de uma determinada perturbação [2].

Situações de contingência como blecautes no sistema elétrico, de forma geral, possuem causas



Nessa linha de raciocínio, surge a proposta deste trabalho, a qual não substitui o conhecimento e experiência das equipes de operação, mas, ao contrário, agrega segurança e precisão em suas análises.

Os alarmes e sinalizações de proteção que chegam ao sistema de supervisão e controle do centro de operação são os principais subsídios para o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de promover diagnósticos em tempo real. A existência de padrões nas nomenclaturas de alarmes e sinalizações de proteção sugere o uso de metodologias de inteligência computacional no trato do problema. Nessa linha de raciocínio, as propostas existentes na literatura propõem uso de sistemas baseados em conhecimento (SBK) como uma maneira de agregar, através de ferramentas computacionais, o conhecimento consolidado pela experiência dos operadores dos centros de operação.

A metodologia adotada nesta proposta e conhecida como Sistemas Especialistas – Figura 1. Através de regras do tipo "Se... então", são promovidas triagens iniciais e seleções de alarmes, de tal modo que os mesmos possam ser apresentados de forma mais objetiva e inteligível aos operadores [1], [4], [2].

Outros conjuntos de regras identificam a incidência de determinados tipos de proteção, para cada equipamento a ser analisado. Há, portanto, regras para identificação de proteções de transformadores, linhas de transmissão, barramentos, reatores, banco de capacitores, etc. Outras regras ainda reconhecem algumas combinações de alarmes de interesse para o operador.

As regras mencionadas compõem o "motor de inferências". O conhecimento das relações existentes entre os equipamentos e alarmes de interesse está armazenado exclusivamente na base de dados do sistema, de tal modo que não são necessárias intervenções nas estruturas e códigos do sistema computacional (representado neste caso pelo motor de inferências) para fins de atualização da base de conhecimentos.

A metodologia apresentada neste trabalho está baseada não na simples eliminação de alarmes

aleatorias e imprevisíveis. No momento em que o operador se depara com uma situação de blecaute, sua atenção é direcionada para a identificação de sua causa. Isso pressupõe uma avaliação criteriosa, do dependência quanto maior for a amplitude do blecaute. Uma vez consciente da quantidade de equipamentos envolvidos na ocorrência, é necessário identificar quais equipamentos necessitam ser isolados do sistema do sistema interligado, e quais os que podem ser imediatamente restabelecidos. Tendo a informação da causa ou origem da perturbação, esta análise pode ser efetuada de maneira ágil e eficaz.

A questão da agilidade reforça a motivação no desenvolvimento deste trabalho uma vez que a indisponibilidade de equipamentos de transmissão repercute na qualidade da energia elétrica e na diminuição da receita da transmissão.

1.0 TRATAMENTO DE ALARMES E DIAGNÓSTICO DE PERTURBAÇÕES ATRAVÉS DE SISTEMAS BASEADOS EM CONHECIMENTO.

Um sistema capaz de reproduzir, de forma plena, toda a habilidade do especialista na identificação da causa de uma perturbação e o desejo de muitas empresas do setor. Entende-se, no entanto, que as ferramentas de tratamento de alarmes e diagnóstico de perturbações mais complexas, embora capazes de gerar os melhores resultados (diagnósticos mais completos e objetivos), estarão mais expostas as falhas dos sistemas de aquisição de dados. Além disso, demandarão maior capacidade computacional ou ainda sofrerão maior dificuldade com a manutenção de suas bases de dados. Tais elementos passam a ser subsídios para que as equipes de desenvolvimento de soluções repensem as metodologias para os usuários dos centros de operação.

menos importantes, mas sim em um novo conceito de apresentação de alarmes. Da-se maior foco para os alarmes oriundos de sinalizações de proteção relacionados aos equipamentos envolvidos nas perturbações.



FIGURA 1 – Diagrama representativo de um Sistema Especialista

O conteúdo apresentado na seqüência refere-se ao desenvolvimento do protótipo do Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real (SDP-TR), que atualmente opera no COO – Centro de Operação do Sistema – de Cemig G.T. [1].

2.1 Base de dados

A base de conhecimentos deve conter informações sobre os equipamentos que se deseja diagnosticar. No entanto, deve-se tomar o cuidado de evitar estruturas demasiadamente complexas, que impeçam aos demais usuários promoverem atualizações referentes às alterações na topologia do sistema elétrico.

No COO/Cemig, as sinalizações de proteção que chegam ao sistema de supervisão e controle entregam consigo o número de operação do equipamento (para reatores, transformadores, barramentos) ou o número do disjuntor associado (para o caso de linhas de transmissão). Além disso, as mudanças de estado operativo destes equipamentos são informadas através de alarmes gerados pelo sistema de configuração de rede.

A Tabela 1 abaixo ilustra um exemplo de registro armazenado na base de conhecimentos do SDP-TR.

Coordenação
Tractebel Energia
GDF SUEZ

Promoção
Agre-Brasil

ONS
Operador Nacional do Sistema Elétrico

Coordenação
Tractebel Energia
GDF SUEZ

Promoção
Agre-Brasil

ONS
Operador Nacional do Sistema Elétrico



Equipamento:	SE Neves 1 - TI 200342-13,8KV 400kVA
Tipo:	Transformador
Nomenclatura atribuída no sistema:	NEVES1 T01
Proteções associadas:	NEVES1 II
Disjuntores associados:	NEVES1 6U
	NEVES1 6V
	NEVES1 12U
	NEVES1 16U
	NEVES1 1P

TABELA 1 - Exemplo de registro de base de conhecimento do SDP-TR

O padrão de construção destas estruturas de dados aplica-se a todos os equipamentos do sistema operado pela Cemig G.T. e seus respectivos relés de proteção. Nota-se, portanto, que a adaptação do SDP-TR a uma mudança de topologia do sistema elétrico requer somente a adição de um novo registro (para novos equipamentos) ou alteração de um dos registros existentes (quando a alteração limitar-se a configuração da subestação).

2.2. Motor de Inferências

O Motor de Inferências deste sistema concentra todos as regras de análise necessárias para a elaboração de diagnósticos de perturbações.

Dada uma determinada ocorrência no sistema, compreendida dentro de um intervalo temporal de alarmes e sinalizações de proteção, as regras de interpretação deverão reconhecer as seguintes ocorrências [1]:

- Alarmes que representem equipamento "fora de operação";

- Sinalizações de proteção associadas ao equipamento "fora de operação";
 - Alarmes de mudança de estado operador dos disjuntores associados;
- Essas regras fazem parte da etapa de triagem. Outras regras são aplicadas posteriormente, com a finalidade de interpretar as sequências de alarmes e sinalizações de proteção recolhidas conforme a triagem.
- Na sequência são apresentados os conjuntos de proteção para os diversos tipos de equipamentos e diagnósticos. É importante destacar que os arranjos de proteção variam conforme o nível de tensão de operação. As regras são, de forma geral, aplicáveis para equipamentos que operem em tensão igual ou superior a 13,8kV.

2.2.1 Transformadores e reatores

Se o equipamento "fora de operação" for um transformador ou um reator, um determinado conjunto de regras é ativado. A Tabela 2 abaixo ilustra exemplos de proteções associadas a transformadores e reatores, necessárias para a elaboração de diagnósticos [6], [7].

Relé	Função
29	Deteção de aumento de pressão interna
38	Sobretensão de óleo
48	Sobrecorrente de enrolamento
51	Sobrecorrente temporizada de fase
51N	Sobrecorrente temporizada de neutro
51E	Sobrecorrente temporizada de terra
58E	Sobretensão de impedância zero
63	Deteção de gás
71	Deteção de nível de óleo
86	Bloqueio
87	Diferencial por corrente

TABELA 2 - Principais proteções de transformadores e reatores

Faça a deteção destes relés no intervalo de alarmes selecionado, cujo grupo de regras deve preocupar-se com análises conjuntas. Supondo que um transformador "fora de operação" indique atuação das funções 29, 6, e 8, não indique outras funções da Tabela 2, o sistema poderá informar que "não houve atuação de

proteções elétricas" e também "não houve bloqueio". Pode ainda sugerir que o equipamento foi designado por "sobrecarga". De posse dessas informações obtidas em tempo real, o operador tem melhores condições de compreender a causa do desligamento e promover o restabelecimento com maior agilidade.

Tão importante quanto as regras que indicam a atuação de determinado relé, são as regras de exceção, que indicam a não atuação de proteções relevantes para o diagnóstico. As regras de exceção, para ser mais eficazes na elaboração do diagnóstico, devem indicar a não atuação de "proteções elétricas", "proteções físicas" ou "bloqueio" - para o caso de transformadores.

2.2.2 Linhas de Transmissão

De maneira análoga aos transformadores e reatores, foram levantadas as principais funções de proteção para linhas de transmissão (LT). São estas apresentadas na Tabela 3 a seguir:

Relé	Função
21	Relé distância para deteção de falhas entre fases
21N	Relé de distância para deteção de falhas entre fase e terra
50LP	Deteção de falhas que ocorram durante a energização da LT
59	Proteção trifásica para sobretensões
67N	Sobrecorrente direcional de neutro, com unidades instantâneas e temporizadas
68OSR	Deteção 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 3 - Principais proteções de linhas de transmissão

As constantes e o desarme de uma linha de transmissão, o operador busca na tela de alarmes a incidência de proteções que o leve a

concluir sobre eventual existência de proteção impedidora (relé 58), atuação de religamento automático (relé 79), proteções contra curto-circuito (relés 21, 67, 50, 51), etc. São portadas estas informações que devem estar imediatamente disponíveis para facilitar a etapa de restabelecimento da LT. Outras informações como transferência de disparo (funções 77 e 59) e sobretensão (relé 59) complementam o diagnóstico da ocorrência.

Tão importante quanto saber se houve a atuação destas proteções, é saber quando elas não atuam, de mesma forma como comentado nas regras de exceções para transformadores.

Sabe-se que alguns tipos de disjuntores de linhas de transmissão possuem limitações quanto ao intervalo de tempo entre dois ciclos O.C.O. (open - close - open), ou seja, em uma eventual ocorrência de religamento automático não satisfatório, o operador não deve submeter o disjuntor a um novo comando de fechamento imediatamente. Isso justifica a necessidade de se saber, em tempo real, sobre a atuação ou não do relé de religamento automático (79).

As regras de exceção podem também ajudar o operador a identificar uma situação de desarme indevido de uma linha de transmissão. Supondo que um determinado desarme não ocorra atuação de proteção elétrica (21, 67, 50, 51, etc.), mas ocorra uma transferência de disparo que designe um ou os dois terminais da linha. Um possível diagnóstico seria: "Ar 244848, Neves 1 - Barreira 1: Desligamento sem atuação de proteções elétricas", claro o suficiente para que o operador possa investigar outra possível causa para o desarme, excluindo a hipótese de curto-circuito.

2.2.3 Barramentos

Arranjos de proteção para barramentos são geralmente constituídos por proteções diferenciais, de sobretensão, sobretensão e contra falha de disjuntor, tal como indica a Tabela 4 abaixo:



Relé	Função
57	Bloqueio
58F	Esquema contra falha de disjuntor - deteção de corrente
59	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - temporização
86	Bloqueio
87	Diferencial (por sobrecorrente diferencial porcentual ou alta impedância)

TABELA 4 - Principais proteções de barramentos

Perturbações em barramentos costumam ser mais raras do que as que envolvem linhas de transmissão. As consequências, no entanto, são bastante graves. Barramentos designados por falha de disjuntor (funções 50F e 58F) indicam a ocorrência de uma perturbação múltipla, iniciada em outro elemento do sistema, cujo(s) disjuntor(es) associado(s) não obedeceu(m) ao comando de abertura enviado pelo seu próprio arranjo de proteção. Este evento imediatamente leva o operador a concluir que a falha não teve origem no barramento, mas sim em equipamento externo. Tendo esta informação em tempo real, o restabelecimento ocorrerá de forma muito mais objetiva.

As regras de exceção para tratamento de ocorrências em barramentos podem auxiliar o operador na identificação uma atuação indevida dos arranjos de proteção. Supondo uma desligamento com incidência de relé de bloqueio (86), sem atuação das demais proteções comentadas, o operador direcionará foco para outra possível causa para o desarme.

As regras de exceção para tratamento de ocorrências em barramentos podem auxiliar o operador na identificação uma atuação indevida dos arranjos de proteção. Supondo uma desligamento com incidência de relé de bloqueio (86), sem atuação das demais proteções comentadas, o operador direcionará foco para outra possível causa para o desarme.

2.3 Apresentação dos diagnósticos

Os diagnósticos devem ser apresentados ao operador juntamente com todos os alarmes relacionados ao equipamento designado. Uma vez que os alarmes foram devidamente triados

Relé	Função
58	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - deteção de corrente
59	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - temporização
86	Bloqueio
87	Diferencial (por sobrecorrente diferencial porcentual ou alta impedância)

TABELA 5 - Alarmes de uma ocorrência envolvendo transformador

A tabela 5 destaca os alarmes provenientes de uma perturbação em um transformador de 400MVA, 200/230kV, no qual foi constatada falha interna ao equipamento. O diagnóstico indicou "MESQ T001: relé de gás, válvula não pressionada, sem sinalização potencializadora/QUEIXO" corretamente.

Relé	Função
58	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - deteção de corrente
59	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - temporização
86	Bloqueio
87	Diferencial (por sobrecorrente diferencial porcentual ou alta impedância)

TABELA 6 - Alarmes de uma ocorrência envolvendo barramento

A tabela 6 destaca um desligamento em um barramento de 13,8kV por atuação de proteção diferencial, seguida de bloqueio. A mensagem "BARR1B151_345P_DIFERENCIAL de baixa, bloqueio; VM, AZ, 88" indicou corretamente o evento.

Relé	Função
58	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - deteção de corrente
59	Sobretensão
58F	Esquema contra falha de disjuntor - temporização
86	Bloqueio
87	Diferencial (por sobrecorrente diferencial porcentual ou alta impedância)

TABELA 7 - Alarmes de uma ocorrência envolvendo linha de transmissão

A ocorrência em uma LT de 100kV, contida na tabela 7, relata "SEDESP1_33PARA_U: possibilidade de recepção energia, sig, sem religamento". A indicação de não ocorrência de religamento automático e das demais proteções foi correta e objetiva.

As mudanças de estado de disjuntores são destacadas em cores (vermelho para abertura e azul para fechamento), de modo a diferenciar-las das sinalizações de proteção, e consequentemente facilitar o entendimento do operador.

Na primeira linha das Tabelas 5, 6 e 7 estão dispostos, além dos nomes dos equipamentos, os disjuntores associados. Nas linhas abaixo são representados os alarmes (destacados e agrupados colunas), juntamente com os respectivos horários de atuação. Na última linha, segue o diagnóstico resumido a interpretação dos alarmes triados para aquele determinado equipamento.

3.0 RESULTADOS PRÁTICOS

Para validar a eficácia da proposta apresentada neste artigo, foram submetidas para análise mais de 100 perturbações, correspondendo todo

histórico de ocorrências envolvendo o Sistema de Transmissão operado pelo ODS - Cemig, dos anos de 2008 e 2009.

Cada diagnóstico fornecido pelo SDP-TR foi devidamente comparado com os registros de operação e as respectivas análises de ocorrências elaboradas pelo setor de Análise (co-operação) do ODS-Cemig.

Os resultados apresentados estiveram bastante alinhados aos sumários de comparação mencionados. Das 160 perturbações, um total de 146 (91%) apresentaram diagnóstico condizente com as referências utilizadas.

As poucas falhas encontradas estiveram relacionadas com sinalizações que não chegaram ao sistema de supervisão e controle, e comprometeram as análises na medida de sua importância para a compreensão do evento.

Para contornar este problema, o SDP-TR passou a utilizar duas fontes distintas de sinalizações de proteção: os alarmes gerados pelo SCADA e as Sequências de Eventos (SE). Esta segunda fonte de dados traz consigo a vantagem de "estampa" de tempo com precisão de milissegundos. O SDP-TR compara as duas fontes e trata de forma especial informações faltantes ou redundantes, de modo a diminuir as consequências de correntes de falhas na recepção de alarmes, e reforça o diagnóstico quando as informações são convergentes. O percentual de diagnósticos bem sucedidos foi obtido com base nesta estratégia de análise.

É importante resaltar que em nenhuma das análises o SDP-TR apontou diagnóstico incorreto, dada as informações disponíveis.

Constatou-se durante as análises que o módulo de alarmes do sistema de supervisão e controle requereu, em média, 170 alarmes e sinalizações de proteção em intervalos de 10 minutos, nos quais estiveram contidos os alarmes referentes aos instantes iniciais de ocorrência, bem como os alarmes relacionados ao restabelecimento dos equipamentos envolvidos na perturbação. Grande parte destes alarmes não tinha relação alguma com a perturbação em questão.





É bastante notória a redução do esforço humano gasto para a diferenciação dos alarmes que têm envolvimento com as perturbações sob análise. A equipe de operação em tempo-real do CQ&C/Cemig passou a fazer uso do SDP-TR ainda em fase de experimentação, com o objetivo de auxiliar a elaboração dos relatórios diários de operação (RDO), nos seus referentes a ocorrências no sistema (tratamento de proteções anômalas e causas). Este mesmo sistema, pelo fato de permitir consultas em quaisquer períodos, tem sido utilizado de forma mais intensa pelas equipes de Análise (Pós-Operação), na tarefa de elaboração dos relatórios de perturbações.

4.0 CONCLUSÕES

O SDP-TR, conforme já mencionado, refere-se a um protótipo em fase de validação e aprimoramento das regras de interpretação. A meta e implantação no próprio sistema de supervisão e controle do CQ&C/Cemig.

Este trabalho foi desenvolvido com o propósito de auxiliar o entendimento da equipe de operação em Tempo Real do CQ&C/Cemig sobre perturbações no sistema elétrico. Justifica-se a escolha dos temas abordados (Alarmes e Sinalizações de proteção) por se tratar de uma aplicação para uso em tempo-real.

Os diagnósticos de pós-operação consideram muitas outras informações além de alarmes, tais como registros de oscilogramas, informações locais da subestação, captações em equipamentos, etc., que, devido ao elevado nível de detalhamento, estão bastante distantes de fornecer as respostas que os operadores do centro de operação demandam.

É importante ressaltar que as ferramentas computacionais baseadas no processamento de alarmes ainda sofrem prejuízos por falhas oriundas na aquisição de dados que, embora apresentem baixas probabilidades, podem instantaneamente prejudicar os resultados de seus aplicativos e levá-los a promover diagnósticos equivocados. Estas falhas podem originar-se em LITEK (unidades terminais remota) instaladas nas estações (usinas e subestações), nas diversas

vias de telecomunicação, ou ainda na própria infraestrutura de dados dos centros de controle. Contudo, os resultados apresentados atenderam ao propósito deste trabalho e comprovaram o grande potencial das metodologias de inteligência computacional para o trato de problemas do cotidiano de centros de operação.

Os próximos passos consistem no aprimoramento das regras de diagnóstico, de modo a agregar maior confiabilidade e objetividade nas análises. Outro ponto de melhoria é a implementação de análise por terminal de equipamento (especialmente para os casos de perturbações em linhas de transmissão).

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Amoson 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.

[2] Cardoso Jr G., Rolim J. G., Zapp H. H., Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Proteção: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. Revista Controle & Automação Vol.11 n.º 2, Abril, Maio e Junho 2004, 2004.

[3] Batista L., Cunha R., Vasconcelos G., Adeodato P., Noronha C., Gomes J., Regueira B., Sistema Híbrido Inteligente para Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas, XXV Congresso da Sociedade Brasileira de Computação, São Leopoldo-RS, 2005.

[4] Faicão D. M., Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas Elétricos de Potência, Notas de Aula Programa de Engenharia Elétrica - COPPE/UFPE, 2002.

[5] Mendes R. D., Inteligência Artificial: Sistemas Especialistas no Gerenciamento da Informação, Ci. Inf. vol. 26 no. 3 Brasília, Jan. Ago. 1997.

[6] Schweitzer Engineering Laboratories Inc. 2007, Tabata, AB, Canadá.
http://www.selinc.com.br/tab_assist.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

6.0 BIOGRAFIAS

Fábio Augusto da Silva Amoson:
Nascido em Araçatuba, SP em 24 de Janeiro de 1982. 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 Itá, São João del-Rei. Desde 2006 trabalha na CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais, no Centro de Operação do Sistema - CCS, como Engenheiro de Supervisão de Operação em Tempo Real. Endereço: Avenida Barbacena, 1200, SA/IN - COB, CEP: 30.190-131, Belo Horizonte, MG. Email: fabio.amoson@cemig.com.br

Paulo Márcio da Silveira
Pós-graduação em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em 1994, mestrado também pela EFEI em 1991 e doutorado pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2001. Foi pesquisador visitante no Center for Advanced Power System and na Florida State University, Tallahassee, EUA (2007-2008). É professor da Universidade Federal de Itajubá desde 1993 (atualmente Associação D). Pesquisador e instrutor da Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria de Itajubá. Coordenador do Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica (GQEE). Coordenador do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (CEPSE). Membro da Câmara Técnica da FAPENIG. Possui bolsa do Programa Pesquisador Mestrado - FPM (FAPENIG) e é Pesquisador do CNPq. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência atuando principalmente nas seguintes subáreas: Proteção, Qualidade da Energia, Correção e Proteção Elétrica e Processamento de sinais aplicados a IEDs.



É bastante notória a redução do esforço humano gasto para a diferenciação dos alarmes que têm envolvimento com as perturbações sob análise. A equipe de operação em tempo-real do CQ&C/Cemig passou a fazer uso do SDP-TR ainda em fase de experimentação, com o objetivo de auxiliar a elaboração dos relatórios diários de operação (RDO), nos seus referentes a ocorrências no sistema (tratamento de proteções anômalas e causas). Este mesmo sistema, pelo fato de permitir consultas em quaisquer períodos, tem sido utilizado de forma mais intensa pelas equipes de Análise (Pós-Operação), na tarefa de elaboração dos relatórios de perturbações.

4.0 CONCLUSÕES

O SDP-TR, conforme já mencionado, refere-se a um protótipo em fase de validação e aprimoramento das regras de interpretação. A meta e implantação no próprio sistema de supervisão e controle do CQ&C/Cemig.

Este trabalho foi desenvolvido com o propósito de auxiliar o entendimento da equipe de operação em Tempo Real do CQ&C/Cemig sobre perturbações no sistema elétrico. Justifica-se a escolha dos temas abordados (Alarmes e Sinalizações de proteção) por se tratar de uma aplicação para uso em tempo-real.

Os diagnósticos de pós-operação consideram muitas outras informações além de alarmes, tais como registros de oscilogramas, informações locais da subestação, captações em equipamentos, etc., que, devido ao elevado nível de detalhamento, estão bastante distantes de fornecer as respostas que os operadores do centro de operação demandam.

É importante ressaltar que as ferramentas computacionais baseadas no processamento de alarmes ainda sofrem prejuízos por falhas oriundas na aquisição de dados que, embora apresentem baixas probabilidades, podem instantaneamente prejudicar os resultados de seus aplicativos e levá-los a promover diagnósticos equivocados. Estas falhas podem originar-se em LITEK (unidades terminais remota) instaladas nas estações (usinas e subestações), nas diversas

vias de telecomunicação, ou ainda na própria infraestrutura de dados dos centros de controle. Contudo, os resultados apresentados atenderam ao propósito deste trabalho e comprovaram o grande potencial das metodologias de inteligência computacional para o trato de problemas do cotidiano de centros de operação.

Os próximos passos consistem no aprimoramento das regras de diagnóstico, de modo a agregar maior confiabilidade e objetividade nas análises. Outro ponto de melhoria é a implementação de análise por terminal de equipamento (especialmente para os casos de perturbações em linhas de transmissão).

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Amoson 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.

[2] Cardoso Jr G., Rolim J. G., Zapp H. H., Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Proteção: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. Revista Controle & Automação Vol.11 n.º 2, Abril, Maio e Junho 2004, 2004.

[3] Batista L., Cunha R., Vasconcelos G., Adeodato P., Noronha C., Gomes J., Regueira B., Sistema Híbrido Inteligente para Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas, XXV Congresso da Sociedade Brasileira de Computação, São Leopoldo-RS, 2005.

[4] Faicão D. M., Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas Elétricos de Potência, Notas de Aula Programa de Engenharia Elétrica - COPPE/UFPE, 2002.

[5] Mendes R. D., Inteligência Artificial: Sistemas Especialistas no Gerenciamento da Informação, Ci. Inf. vol. 26 no. 3 Brasília, Jan. Ago. 1997.



XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
Evento realizado na cidade de Florianópolis / SC, no ano de 2011.



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 - GEP

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

Fábio Augusto da Silva Amoson
Cemig O.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 ocorrências 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 no 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 à 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 a demandas por ações de estabelecimento 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". Neste momento, as equipes de operação em tempo real têm seus sistemas de supervisão e controle repletos de alarmes e sinalizações de mudanças de estado operatório 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 desligamento. Estas ferramentas agregam confiância, 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



XXI SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

(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 registros de alarmes, sequências de eventos, oscilogramas e contagens presenciais (após a realização de inspeção), etc. Em tempo real, a priorização 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 EMI (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 desenvolvimento híbrido, 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 manipulável) [1]. Funcionam bem para as situações em que foram planejados, e podem ser eficazes para ocorrências que ultrapassem os limites e padrões estabelecidos pelo sistema. Já a metodologia conduzida como Redes Neurais Artificiais (RNA) apresenta uma solução capaz de "aprender" a interpretar situações (através da estrutura de um cérebro), através de treinamento massivo baseado em ocorrências passadas ou simuladas. A principal vantagem destes sistemas é a capacidade de generalização, tornando útil para interpretar situações atípicas, e também para contornar sinalizações duvidosas ou incompletas. Algumas situações 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 à RNA. Verifica-se na bibliografia [3] aplicação desta metodologia para diagnóstico on-line de defeitos em subestações de distribuição elétrica. No entanto, constata-se dificuldades de manutenção da base de conhecimento, devido à existência de um grande número de regras. Algoritmos Genéticos simulam aspectos de 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 foi 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 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, partilhando-se toda a extensão de um sistema elétrico de potência.

Coverse 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 (reles de distância, de sobrecorrente, diferenciais, etc.) com esquemas de teleproteção e de religamento automático, transformadores e



XXI SINTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

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

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, comunicadas através das conexões das diversas mensagens individuais referentes às sinalizações de proteção identificadas dentro dos alarmes validados.

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 em Transmissão, durante os anos de 2008 a 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:

Ano	Quantidade de eventos analisados	Média de alarmes para intervalos de 10 minutos	Percentual acerto dos diagnósticos
2008	67	309	97%
2009	98	408	100%
2010	161	622	99%

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 sequências de eventos (SOE). Numa eventual falta de sinalização de uma das fontes, a outra supre a informação necessária para a acurácia 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 a tomada de decisões. O percentual de acerto, nos três anos analisados, esteve bastante elevado. Considerando, 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 desse tipo, observadas durante a realização dos testes, foram reportadas à equipe responsável pela infraestrutura de telemetria do COS-Cemig, com o intuito de evitar falhas recorrentes. Uma limitação do SDP-TR, observada durante os testes, está relacionada a 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 pelo 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 baseadas em metodologias que possuem capacidade de generalização (discutidas no item 3.1), transpondo as habilidades de reconhecer problemas tais como falhas de comunicação ou sinalizações duvidosas. No entanto, se considerarmos que estas soluções também dependem exclusivamente de alarmes, estas são apresentando desempenho satisfatório na ausência destas informações.



XXI SINTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

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

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, demandando 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 mantidas 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 ocorridas 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. UFRF. Dissertação de Mestrado no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, 2008.
- (3) LIBERATO, A. B.; MEZA, F. B. M. Sistema Inteligente para Tratamento de Eventos em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica. VERTICES, Campos dos Goytacazes/RJ, v. 12, n. 2, p. 131-139, maio/ago. 2010.
- (4) WEN, F.; HAN, Z. Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm. Electric Power Systems Research, 1991.
- (5) CARDOSO JR, G.; ROLLIM, J. G.; ZURIN, H. H. Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagem via Inteligência Artificial. Revista Controle & Automação Vol.15 no.2 Abril/Maio e Junho, 2004.
- (6) SCHWEITZER Engineering Laboratories Inc. 2007. Tabela ANSII. http://www.selsinc.com.br/tab_anssi.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 Aracaju, 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 2005 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: 30.180-131, Belo Horizonte, MG. e-mail: fabio.antunes@cemig.com.br

Paulo Márcio da Silveira: Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) em 1984, mestrado também pela EFEI em 1991 e doutorado pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2001. Foi professor visitante no Center for Advanced Power Systems e na Florida State University, Tallahassee, FL (2007-2008). É professor da Universidade Federal de Itajubá desde 1993 (análise de Associação I). Coordenador do Grupo de Estudos em Qualidade de Energia Elétrica (GQEE), Coordenador do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (CEPE), Membro da Câmara Técnica da FAREMIG. Possui

Revista Eletroevolução nº. 63, Junho/2011. Revista ISSN 1806-1877.

XI EDAO

Artigo apresentado no XI EDAO 22 a 26 de novembro de 2010

Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real

XXI SINTPEE

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

RESUMO – Este trabalho apresenta uma proposta de triagem e interpretação de sinalizações de proteção, capaz de auxiliar o operador no entendimento de uma determinada perturbação no sistema de transmissão de energia, em tempo real. O objetivo é fornecer melhores condições (segurança e rapidez) para a equipe durante a tarefa de restabelecimento de equipamentos desligados em decorrência de perturbações no sistema elétrico.

PALAVRAS-CHAVE – Diagnóstico de Perturbações, Sistemas Especialistas, Tratamento de Alarmes, Restabelecimento, Indisponibilidade.

1.0 INTRODUÇÃO

Uma das principais atividades desempenhada pelas equipes de operação de centros de operação é o restabelecimento de instalações e sistemas elétricos após perturbações. Eventos desta natureza dão origem nos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação a um fenômeno conhecido como "avalanche de alarmes" [1], [3].

Por se tratar de um problema enfrentado por diversas equipes de operação em tempo-real, muitas idéias surgiram com objetivo de tratar, interpretar e agrupar alarmes e sinalizações semelhantes, ou que possuam algum tipo de correlação. A idéia principal é tentar reproduzir, de forma automática e segura, o diagnóstico realizado por especialistas da área, no momento de restabelecer equipamentos desligados em decorrência de uma determinada perturbação [2].

Situações de contingência como blecautes no sistema elétrico, de forma geral, possuem causas aleatórias e imprevisíveis. No momento em que o operador se depara com uma situação de blecaute, sua atenção é direcionada para a identificação de sua causa. Isto pressupõe uma avaliação criteriosa, tão dispendiosa quanto maior for a amplitude do blecaute. Uma vez consciente da quantidade de equipamentos envolvidos na ocorrência, é necessário identificar quais equipamentos necessitam ser isolados do restante do sistema interligado, e quais os que podem ser imediatamente restabelecidos, tendo a informação da causa ou origem da perturbação, esta análise pode ser efetuada de maneira ágil e eficaz.

Fábio Augusto da Silva Antunes
Cemig Geração e Transmissão SA

Paulo Márcio da Silveira
Unifei – Universidade Federal de Itajubá

60

ELETOEVOLUÇÃO JUNHO 2011

61

ELETOEVOLUÇÃO JUNHO 2011

XI EDAO

Artigo apresentado no XI EDAO 22 a 26 de novembro de 2010

Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real

XXI SINTPEE

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

A questão da agilidade reforça a motivação no desenvolvimento deste trabalho uma vez que a indisponibilidade de equipamentos da transmissão repercute na qualidade da energia elétrica e na diminuição da receita da transmissora.

2.0 TRATAMENTO DE ALARMES E DIAGNOSTICO DE PERTURBAÇÕES ATRAVÉS DE SISTEMAS BASEADOS EM CONHECIMENTO

Um sistema capaz de reproduzir, de forma plena, toda a habilidade do especialista na identificação da causa de uma perturbação é o desejo de muitas empresas do setor. Entende-se, no entanto, que as ferramentas de tratamento de alarmes e diagnóstico de perturbações mais complexas, embora capazes de gerar os melhores resultados (diagnósticos mais completos e objetivos), estarão mais expostas às falhas dos sistemas de aquisição de dados. Além disso, demandando maior capacidade computacional ou ainda sofrerão maior dificuldade com a manutenção de suas bases de dados. Iais elementos passam a ser leitmotivos para que as equipes de desenvolvimento de soluções repensem as metodologias para os usuários dos centros de operação.

Nessa linha de raciocínio, surge a proposta deste trabalho, a qual não substitui o conhecimento e experiência da equipe de operação, mas, ao contrário, agrega segurança e precisão em suas análises.

Os alarmes e sinalizações de proteção que chegam ao sistema de supervisão e controle do centro de operação são os principais subsídios para o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de promover diagnósticos em tempo real.

A existência de padrões nas nomenclaturas de alarmes e sinalizações de proteção sugere o uso de metodologias de inteligência computacional no trato do problema. Nesta linha de raciocínio, as propostas existentes na literatura propõem uso de sistemas baseados em conhecimento (SBC) como uma tentativa de agregar, através de ferramentas computacionais, o conhecimento consolidado pela experiência dos operadores dos centros de operação.

A metodologia adotada nesta proposta é conhecida como Sistemas Especialistas – Figura 1. (SDP-TR), que atualmente opera no COS – Centro de Operação do Sistema – da Cemig GT. [1].



FIGURA 1 – Diagrama representativo de um Sistema Especialista

O conteúdo apresentado na seqüência refere-se ao desenvolvimento do protótipo do Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real conhecido como Sistemas Especialistas – Figura 1. (SDP-TR), que atualmente opera no COS – Centro de Operação do Sistema – da Cemig GT. [1].

60

ELETOEVOLUÇÃO JUNHO 2011

61

ELETOEVOLUÇÃO JUNHO 2011

dadas as informações disponíveis.

Constatou-se durante as análises que o módulo de alarmes do sistema de supervisão e controle registrou, em média, 370 alarmes e sinalizações de proteção em intervalos de 10 minutos, nos quais estiveram contidos os alarmes referentes aos instantes iniciais da ocorrência, bem como os alarmes relacionados ao restabelecimento dos equipamentos envolvidos na perturbação. Grande parte destes alarmes não tinha relação alguma com a perturbação em questão.

É bastante notória a redução do esforço humano gasto para a diferenciação dos alarmes que têm envolvimento com as perturbações sob análise. A equipe de operação em tempo-real do COS-Cemig passou a fazer uso do SDP-TR, ainda em fase de experimentação, com o objetivo de auxiliar a elaboração dos relatórios diários de operação (RDO), nos itens referentes à ocorrência no sistema (levantamento de proteções atuadas e causas). Este mesmo sistema, pelo fato de permitir consultas em quaisquer períodos, tem sido utilizado de forma mais intensa pelas equipes de Análise (Pós-Operação), na tarefa de elaboração dos relatórios de perturbações.

4.0 CONCLUSÕES

O SDP-TR, conforme já mencionado, refere-se a um protótipo em fase de validação e aprimoramento das regras de interpretação. A meta é implantá-lo no próprio sistema de supervisão e controle do COS-Cemig.

Este trabalho foi desenvolvido com o propósito de auxiliar o entendimento da equipe de operação em Tempo Real do COS-Cemig, sobre perturbações no sistema elétrico. Justifica-se a escolha dos insumos utilizados (alarmes e sinalizações de proteção) por se tratar de uma aplicação para uso em tempo-real.

Os diagnósticos de pós-operação consideram muitas outras informações além de alarmes, tais como registros de oscilografias, informações locais da subestação, inspeções em equipamentos, etc., que, devido ao elevado nível de detalhamento, estão bastante distantes de fornecer as respostas que os operadores do centro de operação demandam.

É importante ressaltar que as ferramentas computacionais baseadas no processamento de alarmes ainda sofrem prejuízos por falhas oriundas na aquisição de dados que, embora apresentem baixas probabilidades, podem lamentavelmente prejudicar

os resultados destes aplicativos e levá-los a promover diagnósticos equivocados. Estas falhas podem originar-se nas UTRs (unidades terminais remotas) instaladas nas estações (usinas e subestações), nas diversas vias de telecomunicação, ou ainda na própria infraestrutura de dados dos centros de controle.

Contudo, os resultados apresentados atenderam ao propósito deste trabalho e comprovaram o grande potencial das metodologias de inteligência computacional para o trato de problemas do cotidiano de centros de operação.

Os próximos passos consistem no aprimoramento das regras de diagnóstico, de modo a agregar maior confiabilidade e objetividade nas análises. Outro ponto de melhoria é a implementação de análise por terminal de equipamento (especialmente para os casos de perturbações em linhas de transmissão).

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] 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.
- [2] Cardoso Jr G., Rolim J. G., Zürn H. H., Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. Revista Controle & Automação/Vol.15 n.º.2/Abril, Maio e Junho 2004, 2004.
- [3] Batista L., Cunha R., Vasconcelos G., Adeodato P., Noronha C., Genu J., Rigueira B., Sistema Híbrido Inteligente para Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falhas em Redes Elétricas, XXV Congresso da Sociedade Brasileira de Computação, São Leopoldo-RS, 2005.
- [4] Falcão D. M., Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas Elétricos de Potência, Notas de Aulas Programa de Engenharia Elétrica - COPPE/UFRJ, 2002.
- [5] Mendes R. D., Inteligência Artificial: Sistemas Especialistas no Gerenciamento da Informação, CI, Inf. vol. 26 no. 1. Brasília Jan./Apr. 1997.
- [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.