

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETRÔNICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL

FABIANO FABRÍCIO DE CARVALHO

**FERRAMENTA DE APOIO AO DIAGNÓSTICO DE OCORRÊNCIAS
NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA
2017

FABIANO FABRÍCIO DE CARVALHO

**FERRAMENTA DE APOIO AO DIAGNÓSTICO DE OCORRÊNCIAS
NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

Monografia de Especialização,
apresentado ao Curso de Especialização
em Automação Industrial, do
Departamento Acadêmico de Eletrônica,
da Universidade Tecnológica Federal do
Paraná – UTFPR, como requisito parcial
para obtenção do título de Especialista.

Orientador: Prof. M.e. Daniel Balieiro Silva

CURITIBA
2017



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Curitiba

DIRPPG
DAELN
CEAUT



TERMO DE APROVAÇÃO

FERRAMENTA DE APOIO AO DIAGNÓSTICO DE OCORRÊNCIAS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

por

FABIANO FABRICIO DE CARVALHO

Esta Monografia foi apresentada em 04 de dezembro de 2017 como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em Automação Industrial. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Daniel Balieiro Silva
Orientador

Prof. Ubiradir Mendes Pinto
Membro titular

Prof. Dr. Kleber Kendy Horikawa Nabas
Coordenador do Curso

- O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso -

RESUMO

CARVALHO, Fabiano F. FERRAMENTA DE APOIO AO DIAGNÓSTICO DE OCORRÊNCIAS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA. 2017. 75 f. Monografia (Curso de Especialização em Automação Industrial), Departamento Acadêmico de Eletrônica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

O processo de automação nos centros de operação envolvendo os equipamentos das empresas de distribuição possibilitou a concentração de um número elevado de informações em um mesmo ambiente. Durante uma ocorrência de desligamento diversos equipamentos instalados nas subestações são sensibilizados gerando alarmes no sistema de supervisão. Estes alarmes são enviados ao centro de operação para possibilitar o diagnóstico destas ocorrências. De acordo com entidades que normatizam o assunto a quantidade de alarmes gerada, em muitas destas ocorrências, pode ser enquadrada como avalanche de alarmes onde o operador atua com maior dificuldade podendo comprometer os indicadores de qualidade e a segurança do sistema. Neste sentido, propõe-se neste estudo o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de auxiliar o diagnóstico das ocorrências no sistema de distribuição em alta tensão a partir de informações obtidas em situações reais de desligamentos. Foram realizadas duas simulações sendo uma para desligamento de uma linha de distribuição em alta tensão e outra para o desligamento de um transformador de subestação onde foi possível constatar uma sensível redução no número de mensagens de alarmes exibidas aos operadores nas *interfaces* desenvolvidas. O objetivo destas *interfaces* foi fornecer somente as informações essenciais ao diagnóstico das ocorrências. Ao se avaliar os resultados das simulações mencionadas conclui-se sobre o potencial da ferramenta de apoio ao diagnóstico onde a sua incorporação às ferramentas EMS existentes podem colaborar com a melhoria na qualidade dos serviços prestados pelas empresas do setor de distribuição de energia elétrica.

Palavras chave: Automação. Alarmes. Diagnóstico. Sistema. Elétrico.

ABSTRACT

CARVALHO, Fabiano F. A TOOL FOR SUPPORTING THE DIAGNOSIS OF OCCURRENCES IN THE ELECTRICAL POWER SYSTEM. 2017. 75 f. Monografia (Curso de Especialização em Automação Industrial), Departamento Acadêmico de Eletrônica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

The process of automation in the operation centers involving the equipment of the distribution companies allowed the concentration of a lot of information in the same environment. During a shutdown occurrence, several types of equipment installed in the substations are sensitized generating alarms in the supervision system. These alarms are sent to the operation center to make possible the diagnosis of these occurrences. According to regulating entities, the number of alarms generated in many of these events can be classified as an alarm floods where the operator acts with greater difficulty, thus compromising the quality and safety indicators of the system. In this sense, it is proposed in this study the development of a tool capable of assisting the diagnosis of occurrences in the high-voltage distribution system from information obtained in real situations of disconnections. Two simulations were performed, one for disconnection of a high voltage distribution line and another for the shutdown of a substation transformer where it was possible to observe a significant reduction in the number of alarm messages displayed to the operators in the developed interfaces. The purpose of these interfaces was to provide only the essential information for the diagnosis of occurrences. Evaluating the results of the mentioned simulations it is possible to conclude about the potential of the diagnostic support tool. Is proposed to incorporate it into the existing EMS tools to implement an improvement in the quality of services provided by the companies of the electricity distribution sector.

Keywords: Automation. Alarms. Diagnosis. System. Electric.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - MÉDIA DE ALARMES EM SUBESTAÇÃO AFETADA POR DESLIGAMENTO.....	14
FIGURA 2 – INTERLIGAÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	17
FIGURA 3 – ARRANJOS DE INTERLIGAÇÕES TÍPICAS DO SDAT.....	17
FIGURA 4 – ARRANJOS DE BARRAMENTOS DE SUBESTAÇÕES TÍPICOS DO SDAT.....	18
FIGURA 5 – SISTEMA CONVENCIONAL PARA PROTEÇÃO DE UMA LDAT.....	19
FIGURA 6 – SISTEMA CONVENCIONAL PARA PROTEÇÃO DE TRANSFORMADOR DE SUBESTAÇÃO.....	21
FIGURA 7 – SALA TÍPICA DE UM CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA.....	22
FIGURA 8 – DIAGRAMA DE BLOCOS DA REDE DE UM CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA.....	23
FIGURA 9 – GUI TÍPICA DE UMA REDE DE OPERAÇÃO.....	24
FIGURA 10 – GUI TÍPICA DE UMA SUBESTAÇÃO.....	25
FIGURA 11 – GUI TÍPICA DE LISTA DE ALARMES E EVENTOS.....	26
FIGURA 12 – GRÁFICO DE RESULTADO PARA DEC/FEC DE EMPRESA DO SETOR ELÉTRICO.....	28
FIGURA 13 – CICLO DE VIDA PARA GERENCIAMENTO DE ALARMES.....	30
FIGURA 14 – AÇÃO DO OPERADOR APÓS A ATUAÇÃO DE ALARMES CLASSIFICADOS.....	33
FIGURA 15 - SISTEMA AFETADO POR PERDA DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO EM 138KV.....	36
FIGURA 16 - DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO AFETADA POR DESLIGAMENTO DO TRANSFORMADOR.....	37
FIGURA 17 – MODELO PARA INTERAÇÃO ENTRE O OPERADOR E A FUNÇÃO FAD.....	39
FIGURA 18 – PADRÃO DE ALARMES PROPOSTO EM LISTA DE EVENTOS.....	41

FIGURA 19 – FORMATAÇÃO DA PALAVRA DE IDENTIFICAÇÃO DO NOME DO PONTO	41
FIGURA 20 – EXEMPLO DE INTERPRETAÇÃO DE ALARME EM LISTA DE EVENTOS	43
FIGURA 21 –GUI DE SUPERVISÃO DE OCORRÊNCIAS NO SISTEMA E DE SUPERVISÃO GERAL DE ALARMES DO EVENTO.....	44
FIGURA 22 – GUI_3 DE RECOMPOSIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO.....	45
FIGURA 23 –FLUXOGRAMA OPERACIONAL DA FUNÇÃO DE APOIO AO DIAGNÓSTICO – FAD	46
FIGURA 24 –FLUXOGRAMA OPERACIONAL DA ROTINA 1.....	47
FIGURA 25 –FORMATO DA MATRIZ DE DADOS DE ARQUIVO CSV	48
FIGURA 26 – RESULTADO PARA SINALIZAÇÃO DE ABERTURA DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO.....	51
FIGURA 27 – RESULTADO PARA SINALIZAÇÃO DE TODOS OS ALARMES DO EVENTO DE ABERTURA DA LINHA.....	52
FIGURA 28 – RESULTADO PARA SINALIZAÇÃO DOS ALARMES ESSENCIAIS AO DIAGNÓSTICO NA TELA DE RECOMPOSIÇÃO DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO ...	53
FIGURA 29 – RESULTADO PARA SINALIZAÇÃO DE ABERTURA DO TRANSFORMADOR DE SUBESTAÇÃO	54
FIGURA 30 – RESULTADO PARA SINALIZAÇÃO DE TODOS OS ALARMES DO EVENTO DE ABERTURA DO TRANSFORMADOR.....	55
FIGURA 31 – RESULTADO PARA SINALIZAÇÃO DOS ALARMES ESSENCIAIS AO DIAGNÓSTICO NA TELA DE RECOMPOSIÇÃO DO TRANSFORMADOR DE SUBESTAÇÃO.....	55

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – PADRÃO DE CONFIGURAÇÃO EM CORES DOS ALARMES.....	20
TABELA 2 – PERFORMANCE PARA ALARMES SEGUNDO EEMUA 191	32
TABELA 3 – PRINCIPAIS MÉTRICAS PARA PERFORMANCE DE ALARMES SEGUNDO ISA-SP 18.2.....	32
TABELA 4 – PADRÃO DE CONFIGURAÇÃO EM CORES DOS ALARMES.....	39
TABELA 5 – LISTA DE COMPLEMENTAÇÕES ACEITAS PARA OS ALARMES....	49
TABELA 6 – ANÁLISE DOS ALARMES ATUADOS NO DESLIGAMENTO DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO	54
TABELA 7 – ANÁLISE DOS ALARMES ATUADOS NO DESLIGAMENTO DO TRANSFORMADOR DE SUBESTAÇÃO	56

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CSV	<i>Comma Separated Values</i>
EEMUA	<i>Engineering Equipment and Materials Users Association</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
GUI	<i>Graphical User Interface</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ISA	<i>International Society of Automation</i>
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
LDAT	Linha de Distribuição de Alta Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RTU	<i>Remote Terminal Units</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	PROBLEMA	12
1.2	OBJETIVOS	13
1.2.1	Objetivo Geral	13
1.2.2	Objetivos Específicos	13
1.3	JUSTIFICATIVA	14
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2	O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	16
2.1	CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA SDAT	16
2.2	SISTEMAS DE PROTEÇÃO E DIAGNÓSTICO NO SDAT	19
2.3	AUTOMAÇÃO NOS CENTROS DE OPERAÇÃO	22
2.4	ASPECTOS NORMATIVOS DO SETOR ELÉTRICO	26
3	O GERENCIAMENTO DE ALARMES	29
3.1	CONCEITOS NORMATIVOS	29
3.2	MÉTRICAS	31
3.3	RACIONALIZAÇÃO	33
4	RECURSOS E MÉTODOS	35
4.1	RECURSOS	35
4.2	MÉTODOS	38
4.2.1	Síntese do processo de seleção dos alarmes	38
4.2.2	Padrão de nomenclatura dos alarmes	40
4.2.2.1	Padrão de formato de nome da subestação	41
4.2.2.2	Padrão de formato do nome do ponto	41
4.2.2.3	Padrão de formato de descrição do alarme	43
4.2.2.4	Padrão de formato de descrição do tempo do alarme	43
4.2.2.5	Modelo de interpretação de um evento de alarme	43
4.2.3	GUI de diagnóstico e recomposição	43
4.2.4	Lógicas e rotinas internas do programa	45
5	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	51
5.1	LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 kV	51
5.2	TRANSFORMADOR DE SUBESTAÇÃO	54
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
	APÊNDICES	63
	ANEXOS	68

1 INTRODUÇÃO

A operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é realizada através de equipes atuando em turnos ininterruptos visando garantir o funcionamento do sistema. No passado, cada subestação de energia do sistema possuía uma equipe apta a fim de atender todos os alarmes e eventos que eram exibidos nos painéis da subestação. Com a evolução da tecnologia e as modificações da legislação do setor o modelo de operação local foi substituído por centros de operação onde todas as ações ocorrem através de uma *interface* computacional chamada de *Energy Management System* (EMS). Para Souza (2008) um sistema EMS é um sistema dedicado a aplicações de supervisão e controle no SEP incluindo todas as funções dos sistemas SCADA.

A operação através de um sistema EMS possibilitou a operação de diversas subestações, linhas e outros equipamentos em um mesmo ambiente de supervisão. Desta forma foi possível concentrar uma grande quantidade de alarmes que são exibidos em telas computacionais através de um *Graphical User Interface* (GUI).

Muitos destes alarmes são extremamente importantes para se identificar uma ocorrência outros não possuem elevado grau de importância. Um sistema mal projetado pode resultar em uma avalanche de alarmes o que diminui o poder de atuação dos operadores sobre os eventos (JARDINI, 1996, CAMINHA, 2004).

Devido a importância do tema diversas entidades internacionais já divulgaram normas visando padronizar o gerenciamento e projeto dos alarmes em instalações industriais. Em ANSI (2017) menciona-se que estas preocupações surgiram após a ocorrência de grandes tragédias nas indústrias. A norma ANSI/ISA 18.2-2016 especifica princípios gerais e processos para o gerenciamento do ciclo de vida de sistemas de alarme baseados em computador para instalações nas indústrias de processo.

A utilização de padrões normativos facilita a interpretação e ação dos operadores do sistema já que as formas tradicionais de análise das ocorrências no sistema elétrico ocorrem através da interpretação dos operadores que atuam conforme a experiência e normas do setor (SOUZA, 2008).

O presente estudo será realizado através de informações coletadas em uma empresa distribuidora de energia do setor elétrico. O setor de operação dessa

empresa atua através de um sistema EMS onde são monitoradas todas as grandezas elétricas de interesse, através de alarmes e eventos, visando manter o sistema em condições de distribuir a energia aos consumidores com a qualidade e segurança exigidas pelas normas em vigor. Elaborar uma ferramenta que colabore com a gestão dos alarmes nos eventos de desligamentos no sistema será o objetivo deste trabalho.

1.1 PROBLEMA

Em ocorrências de recomposição do sistema verificam-se quantidades significativas de alarmes exibidos em uma GUI. O excesso de alarmes gera uma sobrecarga momentânea de trabalho ao operador que atua com maior dificuldade.

Este aumento de alarmes, citado por EEMUA 191 (2009) como avalanche de alarmes, ocorre devido a sensibilização dos diversos equipamentos instalados nas subestações em um pequeno intervalo de tempo. Após analisar os eventos e alarmes no EMS o operador realiza o diagnóstico e atua para recompor o equipamento da subestação (LEÃO, 2011).

Para as equipes de operação realizar o diagnóstico é necessário utilizar os filtros existentes na GUI do EMS e recorrer ao histórico de eventos, alarmes ativos bem como às normas e manuais disponíveis na rede corporativa. O excesso de alarmes dificulta a realização da pesquisa em um curto espaço de tempo e aumenta a dificuldade de recompor os equipamentos dentro dos limites de tempo exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A concentração de diversas subestações existentes nos centros de operação contribui significativamente para o aumento dos eventos sob análise em tempo real já que diversos desligamentos podem ocorrer ao mesmo tempo em localidades diferentes.

Para BARANOVIK, N. *et al.* (2016) o Centros de Operação devem ser dotados de sistemas de diagnósticos inteligentes e que forneçam aos operadores informações importantes e úteis mas que ao mesmo tempo não sobrecarreguem as equipes, o que não se verifica como realidade na maioria das distribuidoras de energia no Brasil.

Neste contexto, o estudo em questão será delimitado aos alarmes decorrentes de desligamentos no sistema elétrico onde os operadores devem atuar

através da *interface* no EMS visando recompor as instalações afetadas. Pretende-se propor uma ferramenta, recorrendo a lógica de atuações no SEP e telas gráficas capazes de diminuir o número de alarmes a serem analisados pelo operador durante a recomposição do sistema elétrico.

1.2 OBJETIVOS

Nesta seção são apresentados os objetivos geral e específicos do trabalho, relativos ao problema anteriormente apresentado.

1.2.1 Objetivo Geral

Propor uma ferramenta para auxiliar à operação no diagnóstico de ocorrências visando reduzir o número de alarmes exibidos durante a recomposição do sistema elétrico de potência.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar estudo bibliográfico sobre automação e operação de subestações citando as proteções e outros eventos pertinentes a recomposição do sistema elétrico;
- Realizar estudo bibliográfico sobre o gerenciamento de alarmes em sistemas supervisórios;
- Realizar levantamento de dados sobre a atuação de alarmes no sistema em estudo;
- Propor a solução aplicando a metodologia através de *interfaces* e lógicas;
- Aplicar a solução proposta a eventos de ocorrências reais no sistema em estudo;
- Concluir sobre a funcionalidade da ferramenta proposta apontando possíveis ganhos de produção e melhoria de indicadores de qualidade.

1.3 JUSTIFICATIVA

O setor de operação é muito importante para as empresas que atuam no SEP já que através das ações dos operadores o sistema é mantido em condições seguras e ótimas de funcionamento. As condições operacionais do sistema são avaliadas constantemente através de auditorias realizadas pela ANEEL nos indicadores de continuidade das empresas. Manter os indicadores dentro dos limites exigidos é um grande desafio e as ferramentas de automação podem ser um diferencial na manutenção da concessão da prestação do serviço pelas distribuidoras de energia.

O SEP possui características peculiares de operação devido a exposição das redes e equipamentos a fatores de ordem climática que não podem ser diretamente controlados. Os vendavais, chuvas e descargas atmosféricas são situações típicas que ocasionam desligamentos dos equipamentos (KINDERMANN, 1997). Como visto, estes desligamentos aumentam de forma significativa o número de alarmes visualizados no EMS. A figura 1 exibe um gráfico onde o desligamento de um transformador de subestação fez a média de alarmes exibidos aumentar de cinco para quarenta alarmes por minuto no momento do desligamento.

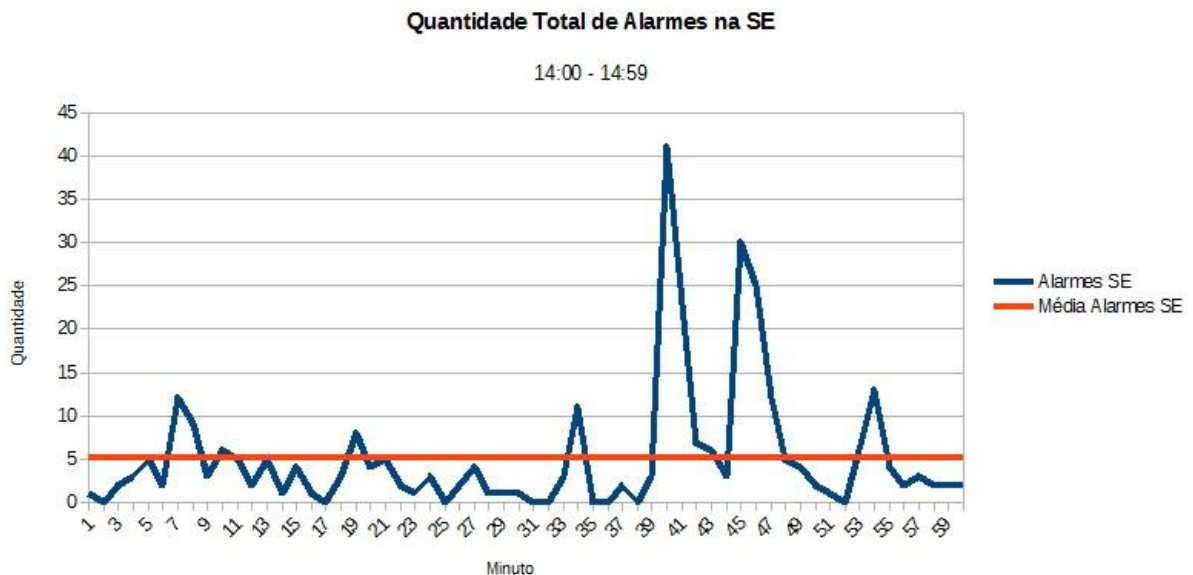


Figura 1 - Média de alarmes em subestação afetada por desligamento
Fonte: O autor (2017)

A avalanche de alarmes detectada no momento de ocorrências de desligamentos é algo preocupante nos sistemas de supervisão. Oliveira (2008) destaca em seu estudo que a pressão exercida sobre os operadores gera uma

fadiga adicional podendo ocasionar falhas operacionais e doenças do trabalho. O excesso de alarmes nas instalações também pode ser considerado inaceitável segundo os critérios da EEMUA 191 (2009) já que, em casos extremos, o sistema torna-se instável e não gerenciável.

Administrar o excesso de alarmes nos Centros de Operação é um grande desafio. Outros estudos já realizaram propostas de soluções para este problema. Neusa (2015) propõe um estudo exaustivo da causa raiz dos alarmes exibidos. Em Chen (2012) são propostas soluções baseadas em inteligência artificial ou através de lógica *fuzzy*. Assim como nos estudos mencionados o presente trabalho visa propor uma solução para o problema utilizando ferramentas e métodos viáveis para a realidade em que as empresas do setor elétrico estão inseridas.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estrutura do trabalho ficou dividida da seguinte forma:

Capítulo 1 – Introdução: serão apresentados o tema, o problema, os objetivos da pesquisa, a justificativa e a estrutura geral do trabalho.

Capítulo 2 – O Sistema Elétrico de Potência: serão abordados aspectos relativos a operação do sistema, arranjos e lógicas de atuações de proteções.

Capítulo 3 – O Gerenciamento de alarmes: será abordada a filosofia de gestão de alarmes e a técnica de sinalização bem como aspectos normativos.

Capítulo 4 – Recursos e métodos: serão apresentados os casos para estudo e a metodologia utilizada na solução do problema.

Capítulo 5 – Apresentação e Análise dos Resultados: neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos.

Capítulo 6 – Considerações finais: serão retomados a pergunta de pesquisa e os seus objetivos e apontado como foram solucionados, respondidos, atingidos, por meio do trabalho realizado. Além disto, serão sugeridos trabalhos futuros que poderiam ser realizados a partir do estudo realizado.

2 O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Historicamente, o sistema elétrico de potência foi idealizado de modo a possibilitar o transporte da energia produzida nas usinas geradoras até os grandes centros consumidores. Todos os equipamentos que compõe esta rede são distribuídos em três grandes setores com missões distintas: o setor de geração responsável pela geração de energia elétrica nas usinas, o setor de transmissão responsável por conduzir a energia produzida nas usinas até os centros consumidores e o setor de distribuição responsável por adequar os níveis de tensão e entregar esta energia aos consumidores.

Em Kersting (2002) destaca-se a existência de uma malha intermediária entre o sistema de transmissão e distribuição e esta rede é chamada de sub-transmissão. No Brasil, tradicionalmente, as empresas de transmissão eram responsáveis também pelo sistema de sub-transmissão onde as tensões típicas de operação são de 69 kV até 230 kV.

A partir de 2008 a ANEEL através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), determinou que os sistemas de sub-transmissão integrassem o sistema de distribuição onde passaram a ser chamados de Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT). O foco deste trabalho será determinar uma solução para situações específicas de equipamentos situados no sistema SDAT cujas principais características, tecnologias e particularidades são exploradas neste capítulo.

2.1 CONFIGURAÇÕES DO SISTEMA SDAT

Os sistemas SDAT possuem características diferentes dos demais subsistemas pertencentes à distribuição. Conforme destaca-se na figura 2 as linhas e subestações do SDAT são a fonte das cargas conectadas aos sistemas SDMT e SDBT e por este motivo os desligamentos e interrupções no SDAT são considerados eventos severos e de alta prioridade.

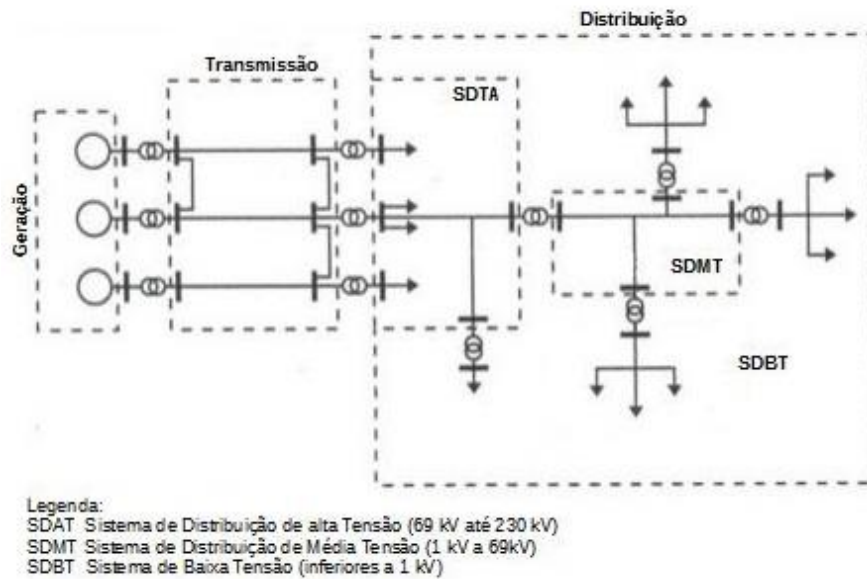


Figura 2 – Interligação dos Sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia
 Fonte: Adaptado de Kagan (2010)

Usualmente os sistemas SDTA são interligados por redes fechadas em anel em arranjos que possibilitam derivar ao longo de um trecho outras subestações e desta forma distribuir a energia elétrica através de uma grande área do sistema. Em Kagan (2010) destacam-se algumas destas interligações conforme observa-se na figura 3.

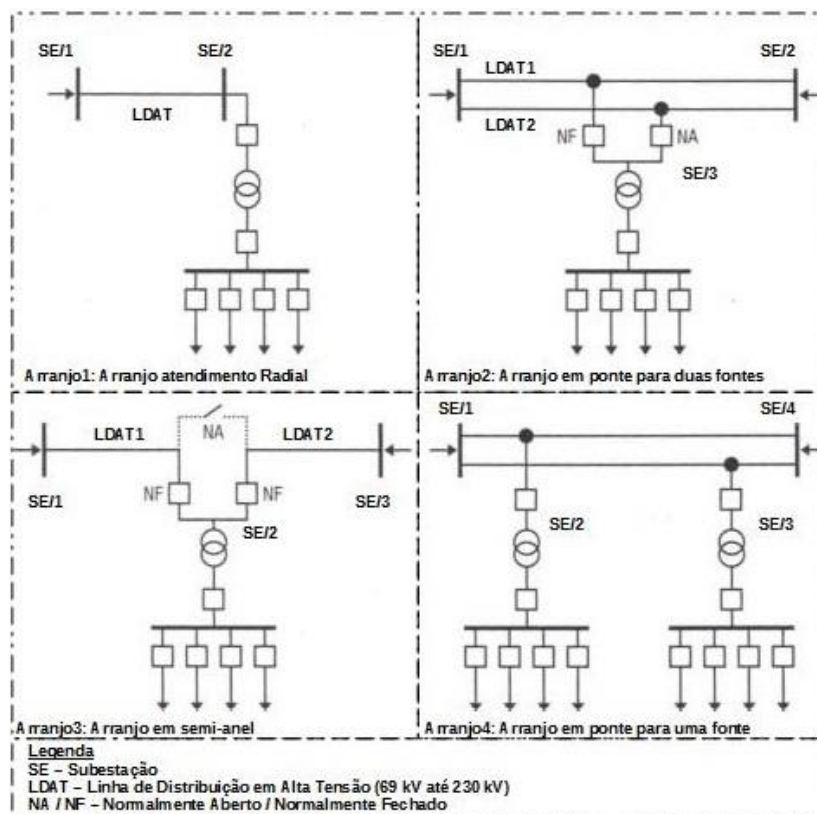


Figura 3 – Arranjos de interligações típicas do SDAT
 Fonte: Adaptado de Kagan (2010)

A alimentação das subestações através de redes fechadas em anel aumenta a confiabilidade do sistema já que na ocorrência da perda de uma fonte de alimentação uma segunda fonte poderá atender a subestação até que as equipes de operação em tempo real possam realizar o diagnóstico e recompor a linha afetada.

Assim como as LDAT as subestações que são interligadas através destas linhas também possuem uma grande variedade de arranjos de barramentos sendo muito encontradas no SDAT as subestações na configuração barramento em anel e barramento principal e transferência (KAGAN, 2010).

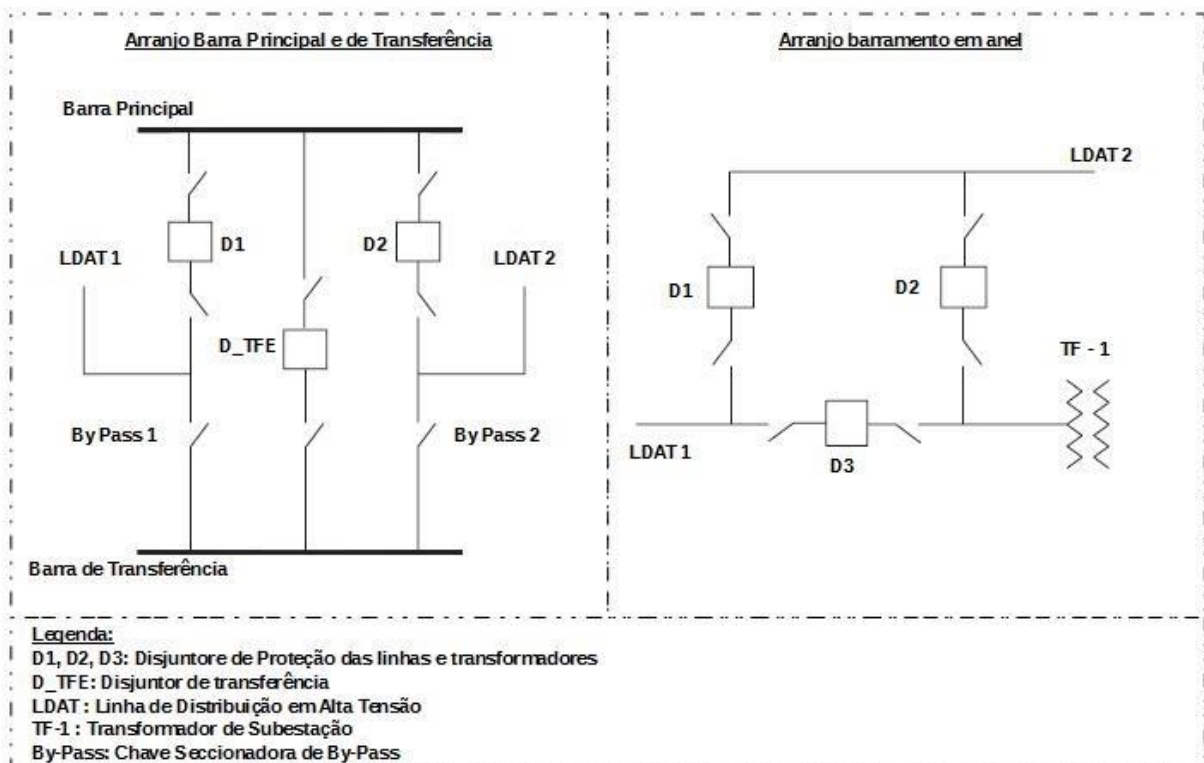


Figura 4 – Arranjos de barramentos de subestações típicos do SDAT
Fonte: Adaptado de McDonald (2007)

A utilização do arranjo de barra principal e barra de transferência permite que na ocorrência de uma indisponibilidade de algum dos disjuntores das linhas ou transformadores o mesmo possa ser retirado de operação e o disjuntor de transferência poderá ser utilizado através do fechamento da chave de *By-Pass* e do próprio disjuntor de transferência da subestação. Já na configuração para o barramento em anel verifica-se que os disjuntores possuem funções comuns às linhas e aos transformadores sendo que a indisponibilidade de algum destes equipamentos implicará em uma sensível diminuição de confiabilidade do sistema (McDONALD, 2007).

2.2 SISTEMAS DE PROTEÇÃO E DIAGNÓSTICO NO SDAT

Os sistemas de proteção utilizados no SDAT visam proteger os equipamentos contra defeitos dentro da zona protegida de cada elemento.

Conforme abordado por Kindermann (1997) devido as redes de alta tensão serem expostas ao ambiente externo e a condições climáticas desfavoráveis poderão ocorrer desligamentos em virtude de curto-circuito e descargas atmosféricas afetando diretamente os equipamentos do sistema. Estes desligamentos são chamados de faltas elétricas.

As faltas elétricas são eliminadas pelos disjuntores instalados nas subestações após a identificação de um defeito através dos reles de proteção. Os reles de proteção trabalham monitorando uma determinada zona do sistema onde compreendem-se os equipamentos protegidos (KINDERMANN, 2006). Para correta compreensão e interpretação das sinalizações de proteções atuadas nas zonas de proteção adota-se no SEP o padrão de simbologia e numeração conforme a norma ANSI/IEEE Std c37.2 cujo padrão é mundialmente reconhecido. Pode-se visualizar uma versão elaborada por SEL (2017) no anexo C.

Em uma LDAT do sistema SDTA o sistema convencional de proteção é implantado conforme destaca-se na figura 5.

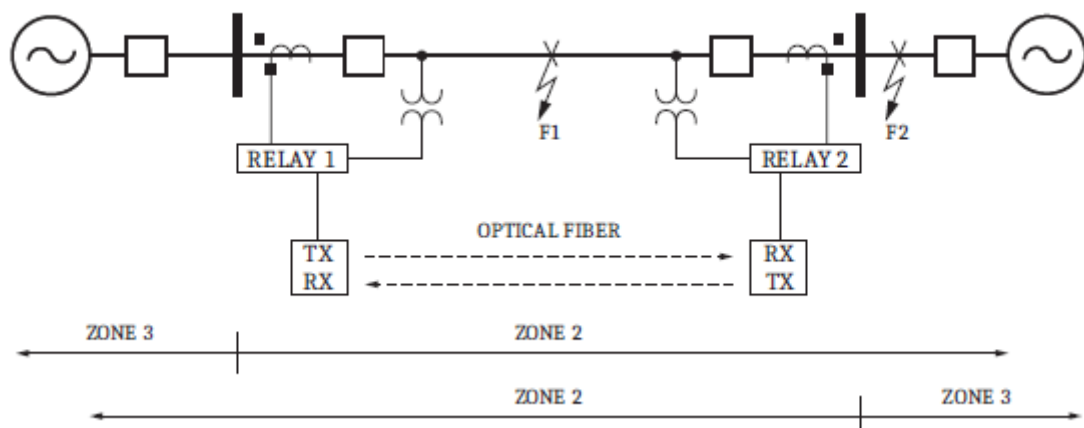


Figura 5 – Sistema convencional para proteção de uma LDAT
Fonte: SEL(2017)

Conforme observa-se na figura acima a linha é protegida por dois reles instalados nos extremos da linha. Os TC's e TP's conectados possibilitam aos reles a realização das medições e constatação da falta dentro da zona protegida além da existência de um canal de comunicação entre os reles que possibilita a troca de

informação entre os equipamentos melhorando a coordenação das atuações (SEL, 2017). Em Gonçalves (2012) verifica-se que estas linhas são dotadas ainda de equipamentos suplementares de proteção através da instalação de mais um rele que atua em paralelo ao rele principal na subestação como rele de proteção alternativa, atuando de forma independente à proteção principal. Em muitos casos de sinalizações dos reles no sistema de automação verificam-se os alarmes dos dois dispositivos de proteção para uma mesma atuação.

Com base nos estudos realizados por Kindermann (2012) é possível destacar as principais proteções implantadas nas LDAT conforme o conteúdo da tabela 1.

Tabela 1 – Principais proteções adotadas em LDAT

Número	Denominação da Função	Breve Descrição
21	Proteção de Distância	Atua através da variação da impedância da linha após falta protegendo uma zona ou percentual da linha.
67	Rele Direcional de Corrente	Atua indicando uma falta na direção ajustada, gerando corrente da fase para o neutro.
85	Teleproteção	Dispositivo de telecomunicação em os reles nos extremos da linha podendo enviar sinais de atuações para desligamentos.
79	Religamento	Rele instalado no esquema de proteção para efetuar um comando automático de religamento após um tempo morto ajustado.

Outro elemento extremamente importante para o SDAT é o transformador de subestação que é instalado entre os barramentos de alta e média tensão das subestações realizando a adequação dos níveis de tensão para atendimento dos alimentadores de distribuição (KAGAN, 2010).

O sistema convencional de proteção de um transformador de subestação pode ser observado na figura 6.

eventos de alarmes da ocorrência sinalizadas pelos reles de proteção (TCHEOU, 2005).

Análises por oscilografia são realizadas através das amostras dos valores de tensão e corrente armazenadas nos reles de proteção que possuem ferramentas de engenharia importantes para o diagnóstico. Estas análises são usualmente realizadas por equipes de engenharia em estudos mais detalhados das ocorrências devido à complexidade das informações sob análise (MORETO, 2010).

Análises de alarmes e eventos podem ser realizadas pelas equipes em tempo real através da interpretação dos alarmes de proteções atuadas na lista de eventos e sinalizadas pelos reles de proteção no sistema de automação através de uma *interface* no EMS (LEÃO, 2011).

2.3 AUTOMAÇÃO NOS CENTROS DE OPERAÇÃO

Os sistemas de automação de subestações implantados possibilitam a aquisição de dados nas subestações que são enviados aos centros de operação remotos que monitoram todas as variáveis do sistema.

Um centro de operação realiza a interação com os equipamentos instalados nas subestações podendo intervir em eventos de recomposição do sistema, controle de tensão nas barras carregamento de linhas e transformadores. Neste modelo de atuação as subestações permanecem desassistidas de operação local sendo todas as atividades realizadas prioritariamente através de intervenção remota (QUEIROZ, 2010). Na figura 7 ilustra-se uma sala típica de um centro de operação.



Figura 7 – Sala típica de um centro de operação do sistema
Fonte: Barnes (2004)

A infraestrutura de um centro de operação é baseada em uma arquitetura de aquisição de dados em rede conforme observa-se na figura 8.

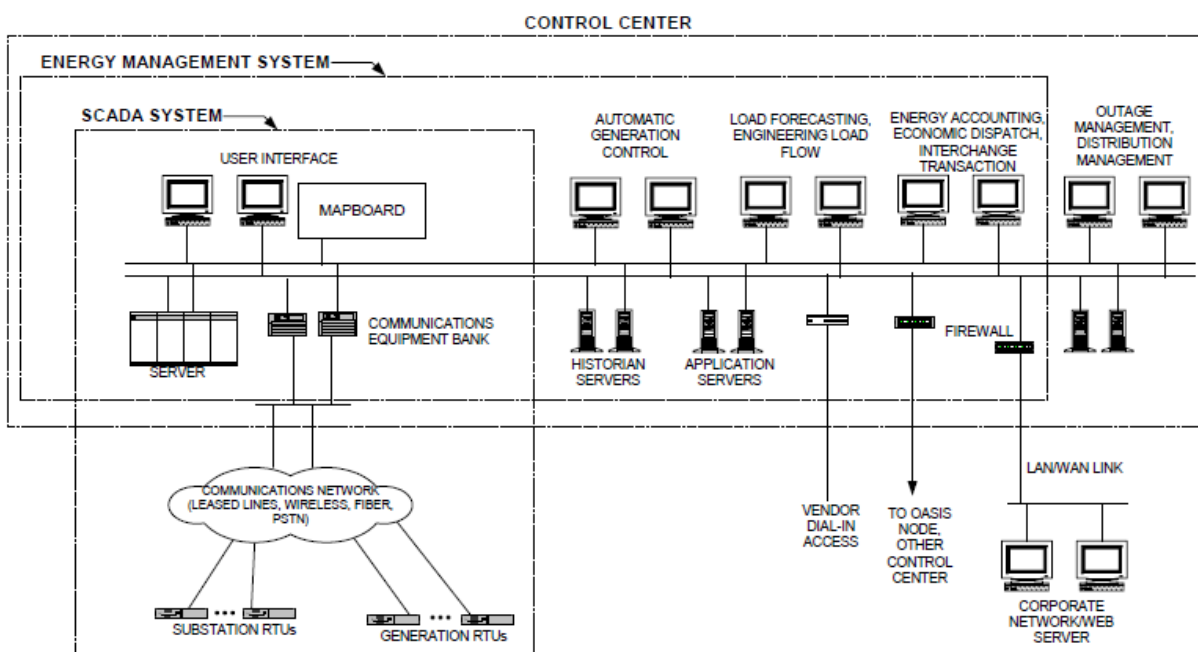


Figura 8 – Diagrama de blocos da rede de um centro de operação do sistema
Fonte: Barnes (2004)

Nas subestações estão instaladas as *Remote Terminal Units* (RTU) que comunicam-se com o servidor no centro de operação através de uma rede dedicada enviando todos os pacotes de dados necessários à supervisão dos equipamentos em campo. De modo alternativo às RTU's existem diversos reles de proteção que agregam as funções de proteção e de cliente remoto para comunicação com o servidor EMS (JUNIOR, 2005).

Nos centros de operação o EMS é uma ferramenta fundamental para possibilitar a operação de toda a malha do SDAT. Isto se deve ao fato do EMS possuir outras funções além de controlar e realizar a comunicação e aquisição de dados como o realizado pelos sistemas SCADA. O EMS se destaca por possuir ferramentas dedicadas de controle automático de geração (CAG), despacho econômico de carga, controle de fluxo de potência, controle de situações emergências de sub-frequência, cálculos em tempo real e a possibilidade de implementar funções automáticas disparadas por eventos como por exemplo a abertura de um disjuntor de subestação (BARNES, 2004).

Existem diversos fabricantes de sistemas EMS utilizados nas empresas do setor elétrico. A empresa Eletrobrás através do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia

(SAGE) que é um sistema EMS de grande porte e alto desempenho, utilizado por dezenas de concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, em especial as empresas fundadoras do CEPEL (Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul), além do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), (CEPEL, 2017).

Pode-se citar também o EMS XA21 da *General Electric* (GE) que possui ferramentas poderosas de segurança e gerenciamento de banco de dados bem como de implementação de *softwares* e funções adicionais de controle de variáveis ou equipamentos do sistema sob supervisão além da possibilidade de criação de centro de operação *back-up* e fisicamente separado do centro primário (GE, 2017).

Não obstante a *Elipse Software* oferece o *Elipse Power* EMS que também é uma ferramenta robusta e possibilita a implementação de todas as funções e *interfaces* necessárias de forma ágil agregando ainda funções automáticas de recomposição chamada de *Self-Healing* e estimador de estados que possibilita a identificação de variáveis com divergências e erros de medidas elétricas (ELIPSE, 2017).

As ferramentas EMS permitem criar diversos tipos de GUI para atuação nos centros de operação. Verificam-se no SDAT *interfaces* padrão de operação que compreendem uma visão geral da rede sob supervisão, demonstrando as linhas disjuntores e transformadores conforme ilustrado na figura 9.

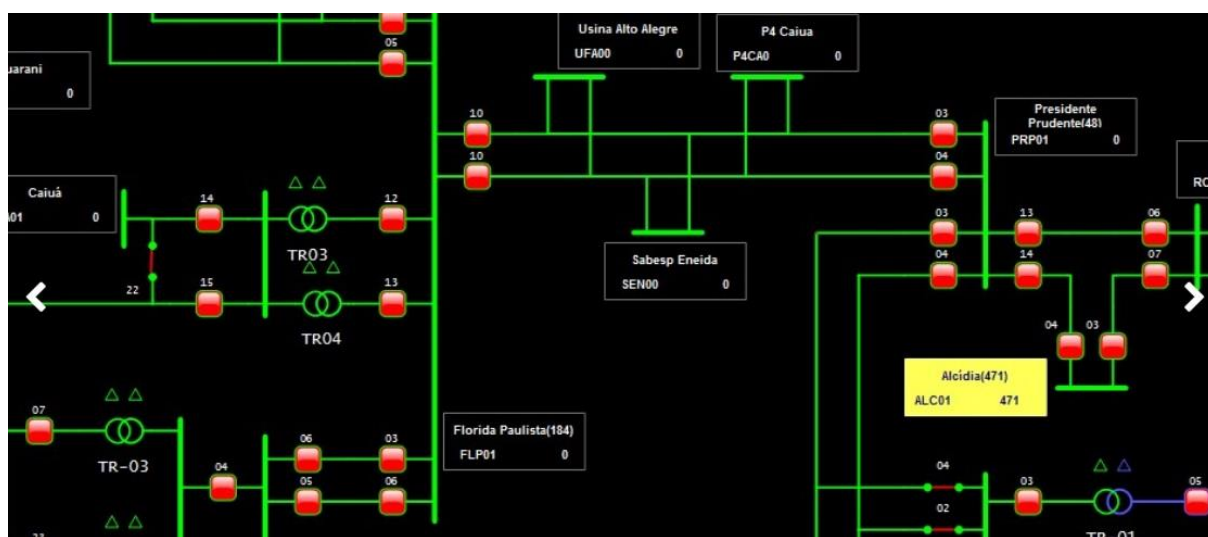


Figura 9 – GUI típica de uma rede de operação
Fonte: Elipse Software (2017)

Outra GUI importante encontrada no SDAT refere-se a utilização do diagrama unifilar da subestação como fonte de dados para as equipes de operação conforme a figura 10.

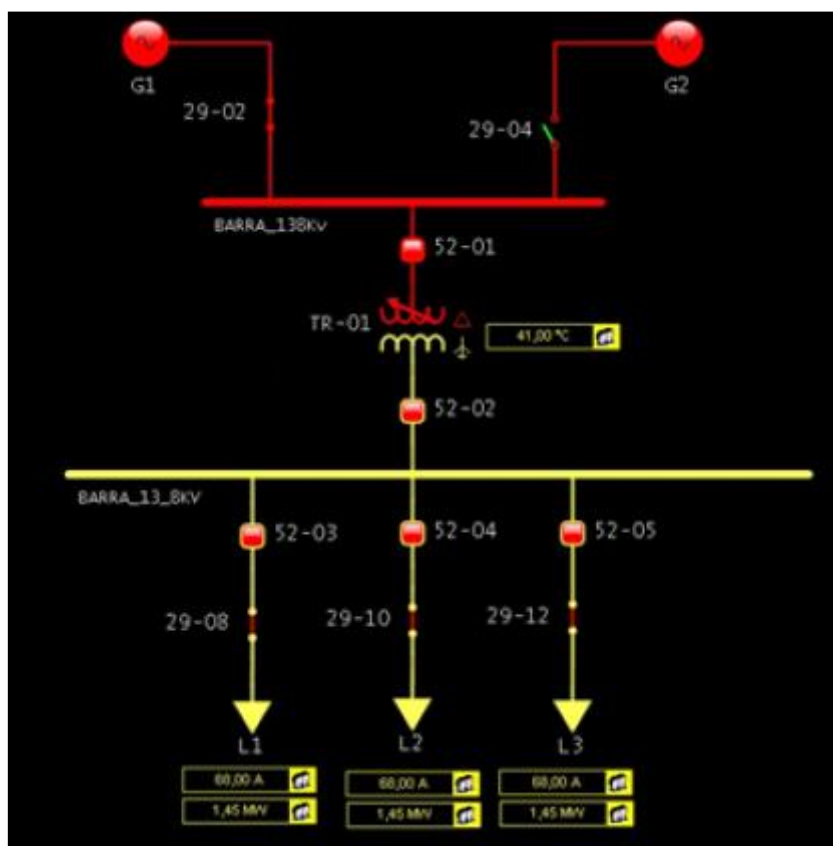


Figura 10 – GUI típica de uma subestação
Fonte: Elipse Software (2017)

Os alarmes são configurados dentro do EMS para alertar os operadores do sistema que alguma variável analógica violou o limite previamente ajustado, caso a variável digital que representa um equipamento mude de estado ou se a aplicação determina a emissão de uma mensagem para ação do operador (CHENG, CHEN e PENG, 1991). Na figura 11 ilustra-se uma GUI típica de supervisão de alarmes no EMS onde a ferramenta possibilita a realização de filtros manuais através de botões ou a busca de eventos por classes destacados em cores que podem ser configuradas pelo programador.

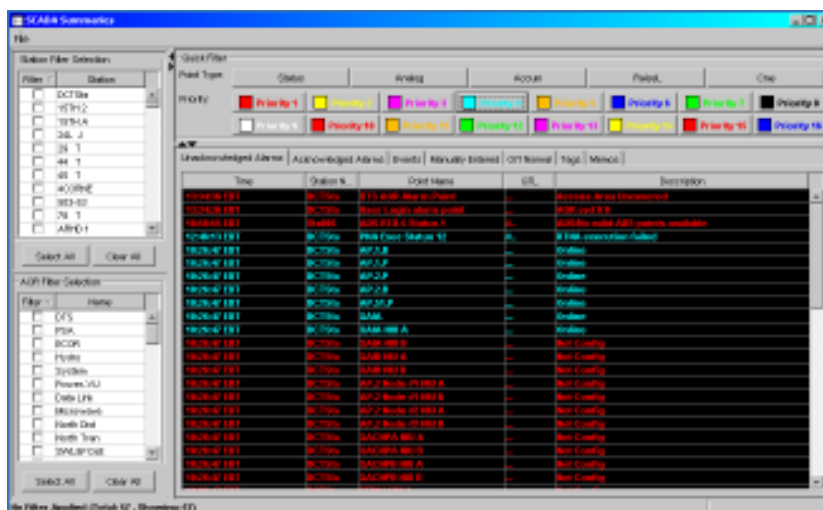


Figura 11 – GUI típica de lista de alarmes e eventos
Fonte: GE (2017)

Nos centros de operação a utilização destas tecnologias permite aos desenvolvedores de sistemas de automação criar ferramentas inovadoras e dedicadas as necessidades de cada empresa do setor. Ainda que os *softwares* comerciais já possuam inúmeras funcionalidades, as constantes modificações normativas do setor e a busca pela manutenção da qualidade nos serviços prestados pelas empresas exige que novas funcionalidades sejam constantemente incorporadas aos sistemas de automação.

2.4 ASPECTOS NORMATIVOS DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro sofreu inúmeras modificações de ordem legal nos últimos anos onde viu-se, após a promulgação da Lei número 8.987/95 que definiu as regras de concessão de exploração do serviço público no âmbito da geração, transmissão e distribuição de energia, um aumento de competitividade no setor e de maior pressão no cumprimento de metas de indicadores de qualidade não encontrados anteriormente no modelo de gestão por estatais controladas pelo Estado.

Neste novo modelo, as empresas do setor de distribuição de energia são consideradas concessionárias de energia elétrica que possuem o direito de explorar o setor mediante contratos de concessão que estão sujeitos ao cumprimento de metas de qualidade estipuladas pela ANEEL (MOZER, 2016).

Os contratos de concessão realizados no âmbito da Lei 8.987/95 possuíam inicialmente um prazo de 30 anos para amortização dos investimentos realizados

pelas empresas sendo passíveis de uma possível prorrogação por igual período o que, para algumas empresas, já foi realizado (GANIM, 2003).

Dentre as metas de qualidade estipuladas pela ANEEL, presentes no módulo 8 do PRODIST, destacam-se as metas de eficiência na continuidade do fornecimento de energia elétrica. Estes indicadores definem os tempos limites de interrupção dos consumidores e são apurados de forma global e individual. A apuração individual representa cada consumidor conectado ao sistema e a apuração global denota o somatório das interrupções em grupo ou conjunto de consumidores (ANEEL, 2017). Na lista abaixo é possível verificar estes indicadores conforme o manual PRODIST.

- Indicadores Individuais:
 - DIC: duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
 - FIC: frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;
 - DMIC: duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
 - DICRI: duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora.
- Indicadores de Conjunto de Unidades Consumidoras:
 - DEC: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora em relação ao número total de consumidores do conjunto, expressa em horas e centésimos de hora;
 - FEC: frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora em relação ao número total de consumidores do conjunto, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções.

Os indicadores após auditados são disponibilizados para consulta pública e ainda que os valores médios das empresas que atuam no setor de distribuição estejam dentro dos limites exigidos, é possível identificar algumas empresas que atingem suas metas com dificuldade conforme caso ilustrado na figura 12 (ANEEL, 2017).

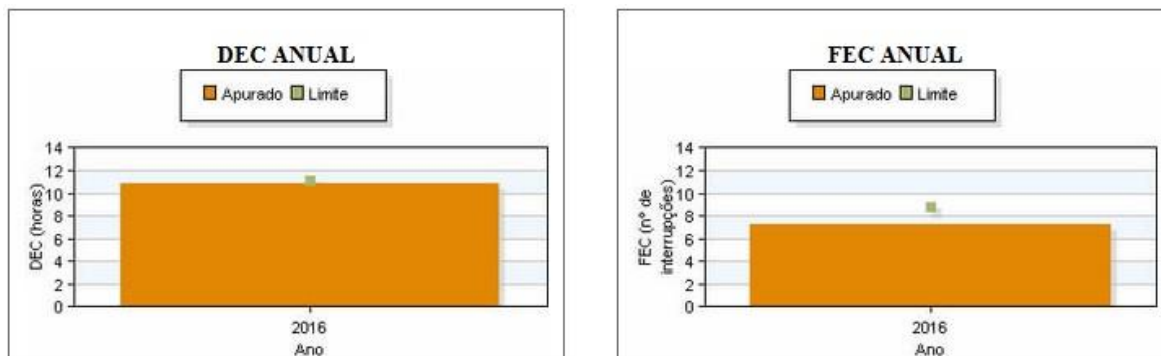


Figura 12 – Gráfico de resultado para DEC/FEC de empresa do setor elétrico
Fonte: ANEEL (2017)

Conforme estudo em Kindermann (1997) 96% das faltas elétricas no SEP são devido a falhas nas linhas e subestações sendo somente 4% ocorrências no sistema de geração.

Ciente disto, a ANEEL realiza a apuração dos indicadores de forma a proporcionar às empresas tempo suficiente para identificação dos defeitos, realização de diagnóstico e manobras no sistema, sendo o tempo limite considerado para apuração igual ou superior a três minutos. Desta forma, desligamentos no sistema inferiores a três minutos não são contabilizados para os indicadores de conjunto DEC e FEC, somente para indicadores individuais. Os valores de DEC e FEC são considerados indicadores de eficiência de prestação do serviço (APURAÇÃO ANEEL, 2017).

Deste modo, entende-se que em um centro de operação existe a necessidade de realizar tomada de decisões importantes em um curto espaço de tempo. No SDAT, deseja-se que a recomposição dos equipamentos ocorra em até três minutos o que é diretamente influenciado pelo número de informações sob avaliação e de ferramentas computacionais dedicadas para intervenção remota.

3 O GERENCIAMENTO DE ALARMES

O tema gerenciamento de alarmes é fonte de estudo há muitos anos devido a ocorrência de diversas catástrofes associadas a este tema e observadas ao longo da história. Reason (1988) aponta o caso clássico da explosão da usina nuclear de Chernobyl na Rússia devido a uma falha humana após o reconhecimento de alarmes pelo operador sem adoção de procedimentos corretivos. Em 2003 grande parte da América do Norte foi afetada por blecaute devido à falta de ação do operador para corrigir um alarme atuado no sistema (SILVA, 2006).

Ainda que as grandes catástrofes incentivem os estudos relativos ao tema, destacam-se na literatura normas que visam evitar tais acontecimentos bem como auferir procedimentos e técnicas para projeto e manutenção do ciclo de vida dos alarmes na indústria. Entende-se que um sistema de alarmes bem projetado pode mitigar as causas comuns de falhas onde um distúrbio se propaga atingindo grande parte do sistema (NIMMO, 1999).

Visando melhorar a eficácia do sistema é importante implementar novas técnicas de apuração dos alarmes além de incorporar aos sistemas supervisórios ferramentas de filtros, classificação, agrupamentos e ferramentas de apoio a decisão (LEITÃO, 2008).

Neste contexto, utilizam-se neste trabalho os conceitos compreendidos nas normas EEMUA 191 e ISA-SP 18.2 elaboradas pelas instituições *Engineering Equipment and Materials Users Association* e *The International Society of Automation*, respectivamente, como base teórica na solução do problema proposto.

3.1 CONCEITOS NORMATIVOS

A norma EEMUA 191 descreve o padrão para projeto e gestão de alarmes de forma eficaz onde sugerem-se diretrizes para implementação e modificações nos sistemas de gestão de alarmes através dos princípios:

- Usabilidade: o projeto deve satisfazer as necessidades do operador dentro das suas limitações de capacidade em manipular as informações apresentando apenas valores relevantes ao momento do alarme em frequência compatível com a capacidade de operação;
- Segurança: o sistema de alarme deve contribuir claramente com os sistemas de segurança para pessoas e equipamentos;
- Monitoramento de desempenho: o sistema de alarmes deve ser monitorado em todas as fases, desde o comissionamento até a manutenção, visando garantir as condições operacionais da planta;
- Investimento em engenharia: o sistema de gerenciamento deve possuir conceitos de projeto e manutenção em que todas as ações e investimentos na gestão de alarmes devem ser justificáveis através de aspectos técnicos para todos os alarmes.

Para ISA-SP 18.2 o sistema de gestão de alarmes deve ser gerenciado através de um modelo abrangente, em todas as fases de uma planta industrial, considerando-se ciclo de vida completo do sistema de gestão. A figura 13 ilustra este ciclo.

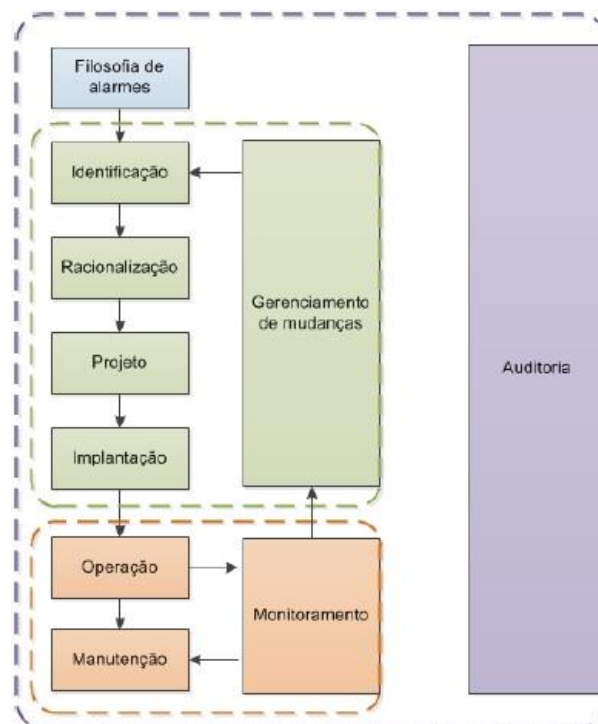


Figura 13 – Ciclo de vida para gerenciamento de alarmes
Fonte: Adaptado de ISA-SP 18.2 (2009)

Nos itens abaixo destacam-se os processos do ciclo de vida do processo de gerenciamento de alarmes.

- Filosofia de alarmes: o primeiro item a ser avaliado quando implantando um ciclo de vida consiste em um documento contendo as diretrizes para a inclusão de alarmes, configuração de limites e prioridades;
- Identificação: visa avaliar os alarmes que possam ser incluídos no sistema de supervisão visando aprimorar a gestão de alarmes;
- Racionalização: a racionalização é a tarefa de revisar de forma justificada a remoção ou substituição de alarmes incluindo os processos de revisão de prioridades, classificação ou reclassificação ou a revisão de limites;
- Projeto: no projeto realiza-se a configuração dos alarmes incluindo ajustes de banda morta, supressão automática de alarmes, projeto de *interface* operacional;
- Implantação, operação e manutenção: nestas etapas descrevem-se os métodos para inserir um alarme no sistema de automação bem como os requisitos para retirá-lo de operação sem prejuízo à operação;
- Monitoramento: descreve as métricas necessárias para avaliação do ciclo de vida dos alarmes contendo avaliações de desempenho compreendendo a geração de relatórios para posterior identificação de melhorias no sistema;
- Gerenciamento de mudanças: visa garantir que todas as modificações sejam documentadas visando manter o histórico das mudanças e avaliações das modificações realizadas;
- Auditoria: a realização de auditoria visa identificar possíveis falhas no processo de gestão de alarmes e do ciclo de vida podendo intervir em qualquer uma das fases do ciclo.

3.2 MÉTRICAS

As melhores práticas de gestão de alarmes incentivam a realização constante de inspeções através dos conceitos do ciclo de vida dos alarmes através de métricas adequadas visando, principalmente, tornar o sistema robusto às perturbações (BRANSBY, 2000).

Em EEMUA 191 são estabelecidos parâmetros para avaliar o desempenho do sistema em situações estáveis e de perturbação conforme observa-se na tabela 2.

Tabela 2 – Performance para alarmes segundo EEMUA 191

Operação Normal	
Mais de um por minuto	Muito provável de ser inaceitável.
Um a cada 2 minutos	Provável de ocorrer sobrecarga de alarmes.
Um a cada 5 minutos	Gerenciável.
Menos de um a cada 10 minutos	Muito provável de ser aceitável.
Operação em Emergência (Número de alarmes em a cada 10 minutos)	
Mais de 100	Definitivamente inaceitável.
De 20 a 100	Difícil de gerenciar.
Menos de 10	Provável de ser gerenciável mas poderá ocorrer dificuldade caso sejam alarmes complexos.

Em ISA-SP 18.2 as principais métricas estabelecidas avaliam o sistema através de médias obtidas dentro de um período além de estabelecer critérios importantes para se identificar uma avalanche de alarmes no sistema. A tabela 3 destaca as principais métricas desta norma.

Tabela 3 – Principais métricas para performance de alarmes segundo ISA-SP 18.2

Métrica	Valor Objetivo	
	Aceitável	Máximo
Anuncio de alarme por 10 minutos por operador	1 (média)	2 (média)
Percentual de horas contendo mais de 30 alarmes	< 1%	
Percentual de tempo no em períodos de 10 minutos contendo mais de 5 alarmes	< 1%	
Número máximo de alarmes no período de 10 minutos	10 ou menos	
Percentual do tempo de operação sob a condição de avalanche de alarmes	< 1%	

Segundo ISA-SP 18.2 a avalanche de alarmes é determinada quando um operador é submetido a 10 alarmes ou mais, em média, dentro de um intervalo de 10 minutos e considera-se encerrado este evento quando o indicador é reduzido pela metade nos próximos 10 minutos.

A avaliação das métricas fornecem dados importantes para diagnosticar possíveis vulnerabilidades no sistema. O gerenciamento do número de alarmes ao qual um operador é submetido torna o sistema robusto durante contingências visto que a ação do operador é acompanhada de procedimentos de navegação por *interfaces* gráficas e avaliação de manuais e documentos o que demanda tempo para a tomada de decisão correta no dado instante.

3.3 RACIONALIZAÇÃO

De acordo com o que foi mencionado na seção 3.1 a racionalização é um processo importante do ciclo de vida de um sistema de gestão de alarmes e é através desta etapa em que se adotam procedimentos para revisão dos alarmes do sistema.

De acordo com Stauffer *et al.* (2010) os alarmes podem ser classificados por atributos, prioridades onde a prioridade de um alarme deve ser definida de acordo com as consequências e severidade de sua atuação.

Em EMMUA 191 a principal orientação para racionalizar um sistema de alarmes é pela classificação de prioridades. Neste modelo, o operador atua monitorando os sistemas de controle visando manter a planta dentro do alvo onde encontra-se a zona estável de operação conforme demonstra-se na figura 14.

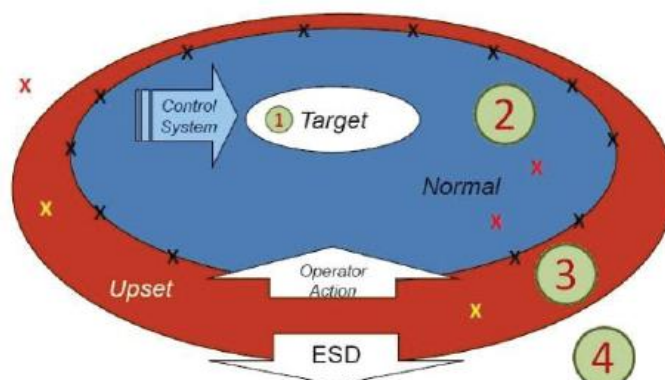


Figura 14 – Ação do operador após a atuação de alarmes classificados
 Fonte: EEMUA 191 (2009)

Os alarmes pertencentes a área 1 representam o funcionamento normal do sistema. Na área 2 o sistema ainda é normal no entanto possíveis ações de controle ou operacionais podem ser necessárias a fim de manter o sistema dentro dos padrões. Os alarmes da região 3 representam alarmes reais que requerem ações imediatas dos operadores. Na área 4 o sistema já se encontrará em condições de *Shutdown* e ações de reestabelecimento deverão ser adotadas.

Na racionalização podem ser adotados procedimentos para eliminação de alguns alarmes através de critérios de reclassificação. Para EEMUA 191 os alarmes podem ser eliminados ao se classificar por prioridades onde os alarmes classificados nas áreas 1 e 2 são enviados somente como mensagens à operação que deverá monitorar as mensagens mas interromper este processo sempre que um alarme da área 3 ocorrer.

No entanto, ao lidar com a diversificação e quantidade de alarmes na indústria atual somente a adoção de métodos de priorização pode não ser suficiente já que processos de grande porte podem possuir milhares de variáveis. Considerando que as zonas confortáveis de operação são difíceis de se alcançar, pode-se atribuir a função de decisão de eliminação aos operadores através de ferramentas ou documentos e procedimentos específicos na remoção dos alarmes (WANG *et al.*, 2016).

A adoção de um modelo de eliminação inteligente pode ser utilizada ao se analisar cautelosamente o sistema. Para Deconinck e Vriens (2011) os alarmes da área 1 podem ser imediatamente eliminados pois não representam informação útil ao processo de decisão da operação. No entanto os alarmes da área 2 devem ser cuidadosamente analisados pois, apesar da planta estar em condições normais de operação, podem representar possíveis oscilações e uma ação do operador poderá ser necessária e os alarmes das áreas 3 e 4 são essenciais.

4 RECURSOS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os recursos e métodos utilizados no desenvolvimento da ferramenta. Na seção recursos serão exploradas as ocorrências propostas para validação e testes da ferramenta desenvolvida e nominada neste trabalho de Ferramenta de Apoio ao Diagnóstico no SEP (FAD). Na seção métodos demonstra-se a criação do ambiente para utilização da ferramenta além da aplicação da metodologia de análise dos alarmes como solução para o problema proposto.

4.1 RECURSOS

Conforme abordado no capítulo 1 os desligamentos no SDAT geram sequências de alarmes no EMS que são utilizados pelos operadores em tempo real como auxílio ao diagnóstico das ocorrências. Neste capítulo são apresentadas duas ocorrências típicas que serão exploradas como modelo de teste na ferramenta proposta.

As ocorrências envolvem o desligamento de uma linha de distribuição em 138kV e o desligamento de um transformador de carga de subestação. O desligamento da linha de distribuição 138kV afetou uma área do sistema elétrico que trabalha fechada em anel onde, após a abertura, verificou-se que o sistema foi severamente afetado com subestações permanecendo em atendimento radial através de uma única fonte.

Na figura 15 pode-se observar o diagrama elétrico do sistema afetado.

conectados todos os alimentadores de distribuição. Na figura 16 é possível verificar o diagrama unifilar da subestação.

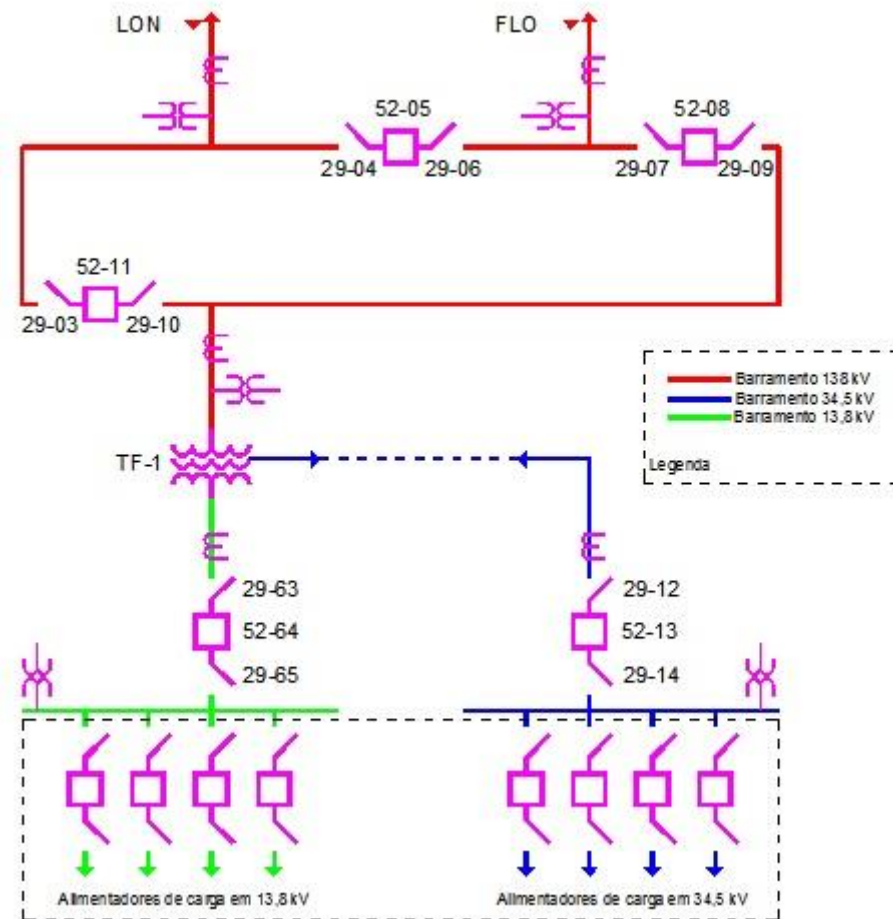


Figura 16 - Diagrama unifilar da subestação afetada por desligamento do transformador
Fonte: O autor (2017)

Analisando o diagrama da figura 16 verifica-se que o desligamento do transformador ocasionou a interrupção de todas as barras de carga da subestação. Isto foi constatado pelos operadores através da mesma metodologia utilizada para diagnosticar a ocorrência na linha de distribuição em 138kV, ou seja, através da análise na lista de eventos de alarmes onde constatou-se que o transformador desligou devido as seguintes atuações de proteções:

- I. No desligamento:
 - Proteções na zona do relé diferencial:
 - 87T – Atuação do relé diferencial;
 - 86T – Atuação da chave de bloqueio de transformador;

A lista completa dos alarmes utilizados pelos operadores para o diagnóstico das ocorrências de desligamento da linha de distribuição e do transformador de subestação podem ser visualizadas nos anexos A e B.

Nesta seção foram demonstrados os cenários propostos onde as equipes de operação atuaram utilizando as *interfaces* padrão de operação no SDAT conforme apresentado no capítulo 2. Destacou-se a severidade dos eventos e a conclusão realizada pelos operadores após inspeção na lista de alarmes dos eventos. O estudo dos eventos de desligamentos propostos nesta seção são subsídios importantes para a compreensão da metodologia utilizada na solução do problema.

4.2 MÉTODOS

A metodologia proposta para a solução do problema é aplicar lógicas através de linguagem de programação a fim de realizar a análise das mensagens de alarmes exibidas pelo EMS com o objetivo de identificar as atuações que possibilitem o diagnóstico e o início de uma ocorrência de desligamento.

Nos tópicos seguintes desta seção são apresentadas as etapas de desenvolvimento da ferramenta proposta. Optou-se por dividir o problema em três etapas: apresentar inicialmente uma síntese de operação da ferramenta, apresentar o padrão de nomenclatura, as GUI para diagnóstico e recomposição e por fim as lógicas de processo da função FAD. Para o desenvolvimento das GUI e funções lógicas utilizou-se a IDE Eclipse para linguagem Java.

4.2.1 Síntese do processo de seleção dos alarmes

Assim como verificou-se nos capítulos 2 e 3, propõe-se neste trabalho um processo de racionalização dos alarmes com o objetivo de selecionar somente os alarmes de interesse ao diagnóstico em um evento de desligamento onde o processo de interação entre a ferramenta e o operador ocorre conforme destaca-se na figura 17.

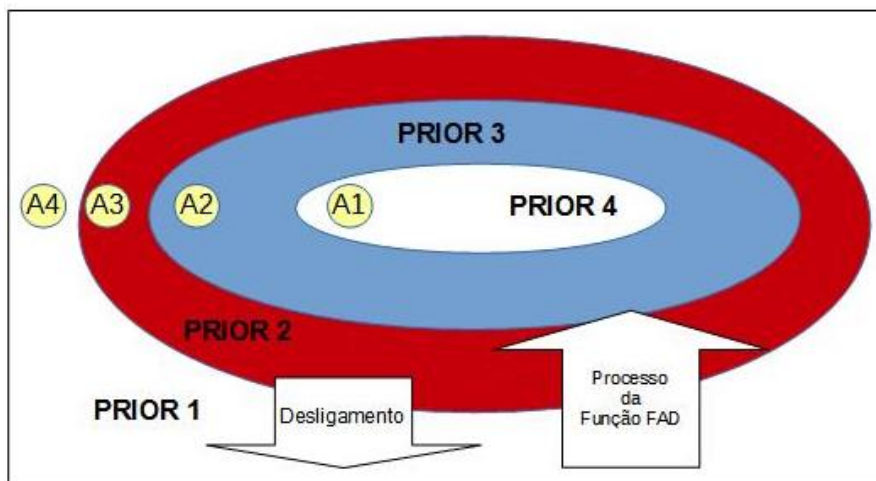


Figura 17 – Modelo para interação entre o operador e a função FAD
Fonte: Adaptado EEMUA 191 (2017)

Observa-se que de forma diferente das outras funções do EMS que visam manter o processo dentro das áreas operacionais 1 e 2, a função FAD objetiva auxiliar o retorno do sistema novamente para a condição estável de operação após uma atuação de desligamento.

Desta forma os alarmes gerados nas áreas 1 e 2 não são considerados para análise na recomposição do sistema e podem ser eliminados. Os alarmes das áreas 3 e 4 são importantes para o diagnóstico e devem ser exibidos após um processo de racionalização que visa filtrar os alarmes que são essenciais ao diagnóstico da ocorrência sob análise. Neste contexto, elaborou-se a classificação dos alarmes conforme o conteúdo da tabela 4.

Tabela 4 – Padrão de configuração em cores dos alarmes

Prioridade	Descrição	Cor do texto na GUI
1	Alarmes decorrentes da operação de equipamentos	Ciano
2	Alarmes decorrentes da atuação de dispositivos de proteção	Vermelha
3	Alarmes decorrentes da violação de limites	Magenta
4	Outros	Amarela

Os alarmes prioridade 1, decorrente da operação de equipamentos, são considerados os alarmes de abertura e fechamento de disjuntores ou outros dispositivos que ocasionam a abertura de alguma linha ou transformador no SDAT.

Os alarmes prioridade 2, decorrente da atuação dos dispositivos de proteção, são os alarmes provenientes dos reles de proteção das subestações e fornecem informações úteis ao diagnóstico.

Os alarmes prioridade 3, violação de limites, são decorrentes dos dispositivos de medição e podem indicar situações de sobrecarga e violação dos limites de tensão nas barra e linhas e, apesar de geralmente atuarem em um desligamento, são desnecessários ao diagnóstico.

Os alarmes prioridade 4, outros alarmes, são alarmes de interação entre o operador e o sistema EMS ou mensagens que não se enquadram como desligamento, violação de limites ou dispositivos de proteção devendo portanto ser eliminados.

Destaca-se que os alarmes a serem eliminados são apenas para análise de um desligamento onde são propostas *interfaces* específicas para a recomposição dos equipamentos. Para atuação em demais funções do SDAT considera-se que o operador dispõe de outras ferramentas de apoio específicas onde todos os alarmes aqui descartados poderão ser tratados de forma adequada.

4.2.2 Padrão de nomenclatura dos alarmes

É utilizado um padrão para a descrição dos alarmes visando possibilitar a identificação dos eventos de interesse pelo programa e facilitar a interpretação das ocorrências no SDAT pelas equipes de operação.

As *interfaces* de lista de eventos utilizadas nos sistemas de supervisão são apresentadas em formato de tabela cujas linhas e colunas podem apresentar diversas informações. Para as equipes de operação realizarem, em tempo real, o diagnóstico das ocorrências no SDAT as informações dos alarmes de interesse são: Nome da subestação de origem, nome do ponto em alarme, descrição do ponto e data e hora e prioridade do evento.

Na figura 18 pode-se visualizar o padrão de alarmes apresentado em uma tela de eventos do EMS onde na primeira linha destaca-se o cabeçalho da lista de eventos e as demais linhas representam os eventos com os alarmes.

Subestação	Nome do Ponto	Descrição	Tempo	Prior
AAA	TF-1 CH86T	Atuado	15/10/2017 08:01:00	1
BBB	TF-1 FN87T INST	Normal	15/10/2017 08:01:00	2
CCC	TF-1 FN87T INST	Desligamento	15/10/2017 08:01:00	2
AAA	TF-1 FN87T	Normal	15/10/2017 08:01:00	2
BBB	JGI 138A FN67NI	Desligamento	15/10/2017 08:01:00	2
CCC	ANEL 138P DJ20	Aberto	15/10/2017 08:01:00	1

Figura 18 – Padrão de alarmes proposto em lista de eventos
Fonte: O autor (2017)

A formatação de cada item representado nas colunas dos eventos de alarmes conforme destacado na figura 18 seguem os padrões conforme definidos nos itens seguintes.

4.2.2.1 Padrão de formato de nome da subestação

A formatação do texto exibido nas mensagens de alarmes inicia com a descrição do Nome da Subestação, na primeira coluna, através de uma *String* de três caracteres e representa o nome identificador da subestação de origem do alarme.

4.2.2.2 Padrão de formato do nome do ponto

A palavra de descrição para o Nome do Ponto, apresentado na segunda coluna da figura 18, é representado por uma cadeia de até vinte caracteres com padrões que variam conforme o tipo de equipamento. Ele indica o ponto em alarme no equipamento supervisionado do qual os operadores extraem as informações importantes para diagnosticar um evento. Esta cadeia de caracteres é dividida em três principais blocos conforme apresentado na figura 19.

c1	c2	c3	c4	c5	c6	c7	c8	c9	c10	c11	c12	c13	c14	c15	c16	c17	c18	c19	c20	
Bloco 1					Bloco 2					Bloco 3										

Figura 19 – Formatação da palavra de identificação do Nome do Ponto
Fonte: O autor (2017)

Cada bloco possui é configurado visando identificar o equipamento, o nível de tensão e o ponto supervisionado sob alarme conforme o que segue.

a) Nome do Ponto para o equipamento transformador:

- Bloco 1: Identificador do transformador, de c1 a c4, inicia sempre com “TF-x” ou “T-x” em que “x” assume o número identificador do transformador na subestação;
- Bloco 2: Identificador do nível de tensão, de c6 a c9, podendo assumir os números 13 para 13,8kV, 69 para 69kV e 138 para 138kV;
- Bloco 3: Identificador do equipamento e ponto do alarme. A palavra é exibida do caractere c11 ao c20 e assume valores visando identificar o equipamento e a função ANSI atuada conforme anexo C.

b) Nome do Ponto para o equipamento linha de distribuição:

- Bloco 1: Identificador do nome da linha na subestação, onde a palavra de c1 a c3 pode assumir letras e c4 ser omitido ou indicar o número da linha;
- Bloco 2: Identificador do nível de tensão podendo assumir: de c6 a c8 pode assumir o valor de 13 para 13,8kV, 69 para 69kV e 138 para 138kV. O caractere c9 pode indicar “A” para o rele alternativo ou “P” para o rele principal de proteção;
- Bloco 3: Identificador do equipamento e ponto do alarme. A palavra é exibida do caractere c11 ao c20 e assume valores visando identificar o equipamento e a função ANSI atuada conforme anexo C.

c) Nome do Ponto para equipamento disjuntor de proteção em barramento anel:

- Bloco 1: Para os casos de barramento em anel onde o disjuntor pode proteger a linha e o transformador ao mesmo tempo o identificador do nome é realizado através da palavra “ANEL”;
- Bloco 2: Identificador do nível de tensão podendo assumir: de c6 a c8 pode assumir o valor de 13 para 13,8kV, 69 para 69kV e 138 para 138kV. O caractere c9 pode indicar “A” para o rele alternativo ou “P” para o rele principal de proteção;
- Bloco 3: Identificador do equipamento e ponto do alarme. A palavra é exibida do caractere c11 ao c20 e assume valor “52-xxx” ou “DJXxxx” onde “xxx” indica o número operacional do disjuntor na subestação.

4.2.2.3 Padrão de formato de descrição do alarme

A descrição do alarme pode assumir diversos valores onde as palavras de descrição utilizadas podem ser visualizadas no apêndice D.

4.2.2.4 Padrão de formato de descrição do tempo do alarme

O formato do campo tempo nas de eventos de alarmes obedece ao padrão de formato de data e hora conforme a máscara “DD/MM/AA HH:MM:SS” onde lê-se “Dia/Mês/Ano Hora/Minuto/Segundo”.

4.2.2.5 Modelo de interpretação de um evento de alarme

Pode-se demonstrar a interpretação dos eventos a partir da leitura das mensagens conforme ilustrado na figura 20.

Subestação	Nome do Ponto	Descrição	Tempo	Prior
BBB	JGI 138A FN67NI	Desligamento	15/10/2017 08:01:00	2

Figura 20 – Exemplo de interpretação de alarme em lista de eventos
Fonte: O autor (2017)

Em um sistema de automação onde as mensagens de alarmes exibidas no EMS são padronizadas é possível utilizar este padrão para identificar os alarmes de interesse ao diagnóstico de uma ocorrência de desligamento no SDAT o que é proposto nos tópicos seguintes deste capítulo.

4.2.3 GUI de diagnóstico e recomposição

Propõe-se que a interação entre os operadores de tempo real e ferramenta seja realizada através de GUI projetadas a fim de possibilitar o diagnóstico através

da atuação dos operadores de modo ágil. Foram propostas três GUI com informações gráficas e de visualização dos alarmes e eventos.

A GUI_1 é utilizada como *interface* de supervisão das ocorrências de desligamento diagnosticadas pela ferramenta no SDAT onde apresentam-se as seguintes informações:

- SUBESTAÇÃO: nome da subestação onde ocorreu o evento no SDAT;
- EQUIPAMENTO: equipamento da subestação afetado;
- SITUAÇÃO: estado do equipamento após o evento podendo ser assumir ligado ou desligado;
- TEMPO: neste campo é exibida a data e hora de início do desligamento;
- VISUALIZAR e APAGAR: o botão visualizar é utilizado para o operador acessar a tela de recomposição do equipamento da instalação e o botão apagar para o operador excluir o evento da lista.

A GUI_2 apresenta uma lista de eventos com todos os alarmes recebidos pelo EMS. Esta *interface* pode apresentar somente as mensagens do evento de desligamento selecionado pelo operador na GUI_1 e isto é realizado automaticamente pela ferramenta quando um evento de desligamento é selecionado manualmente na GUI_1. Na figura 21 pode-se visualizar as *interfaces* de supervisão de ocorrências no sistema e de supervisão geral de alarmes do evento operando de forma conjunta.

GUI_1

SUBESTAÇÃO	EQUIPAMENTO	SITUAÇÃO	TEMPO	VISUALIZAR	APAGAR
SE/AAA	TF-2	Aberto	15/10/2017 09:07:30	Visualizar	Apagar
SE/BBB	TF-1	Aberto	15/10/2017 09:08:30	Visualizar	Apagar
SE/CCC	LDAT CCC - DDD	Aberto	15/10/2017 09:08:30	Visualizar	Apagar

GUI_2

SUBESTAÇÃO	NOME DO PONTO	DESCRIÇÃO	TEMPO	PRIOR
AAA	TF-1 CH86T	Atuado	15/10/2017 08:01:57	1
BBB	TF-1 FN87T INST	Normal	15/10/2017 08:01:57	2
CCC	TF-1 FN87T INST	Desligamento	15/10/2017 08:01:57	2
AAA	TF-1 FN87T	Normal	15/10/2017 08:01:57	2
BBB	TF-1 FN87T	Desligamento	15/10/2017 08:01:57	2
CCC	ANEL 138P DJ20	Aberto	15/10/2017 08:01:57	1

Figura 21 –GUI de supervisão de ocorrências no sistema e de supervisão geral de alarmes do evento

Fonte: O autor (2017)

A GUI_3 é proposta como *interface* gráfica a ser utilizada na recomposição dos equipamentos da subestação. Nesta tela são apresentados os equipamentos e alarmes de interesse à recomposição do equipamento na subestação conforme ilustrado na figura 22.

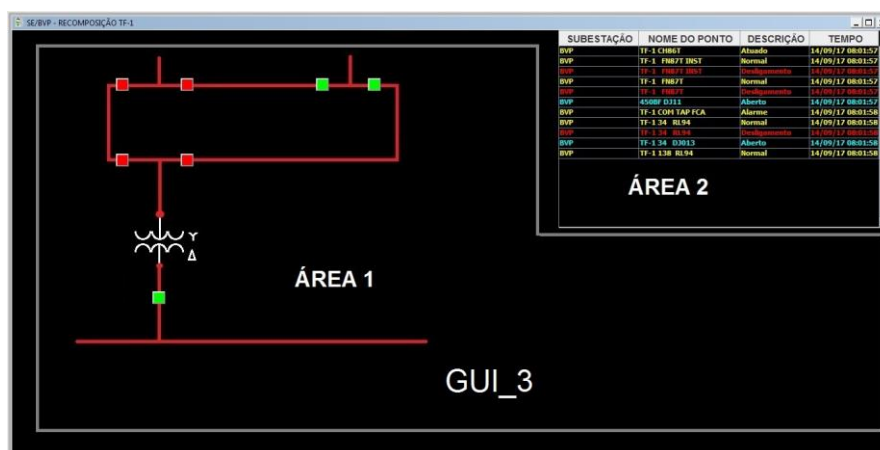


Figura 22 – GUI_3 de Recomposição dos equipamentos da subestação
Fonte: O autor (2017)

Conforme observa-se na figura acima a GUI 3 é dividida em duas áreas projetadas para a recomposição do equipamento selecionado através do botão visualizar na GUI 1. Na área 1 são exibidos os equipamentos e os disjuntores de proteção onde os operadores poderão emitir comandos remotos de fechamento ou abertura conforme a necessidade operacional na recomposição. Na área 2 são exibidos os eventos de alarmes processados pela função FAD e de interesse para a recomposição dos equipamentos.

4.2.4 Lógicas e rotinas internas do programa

As lógicas desenvolvidas na ferramenta atuam através do processamento de rotinas internas na função FAD proposta que, em síntese, executam as seguintes tarefas:

- I. Identificar e validar o início de uma ocorrência no SDAT;
- II. Realizar a verificação dos alarmes de interesse ao diagnóstico;
- III. Exibir os resultados em GUI para atuação do operador.

Para executar essas tarefas o programa utiliza duas rotinas principais, sendo a rotina 1 responsável por identificar e validar a abertura de um equipamento do

sistema sob supervisão. Após a conclusão da primeira rotina a rotina 2 é acionada para processar os alarmes necessários ao diagnóstico das ocorrências no SDAT. A figura 23 ilustra a operação de todo o processo contemplando a atuação das rotinas internas.

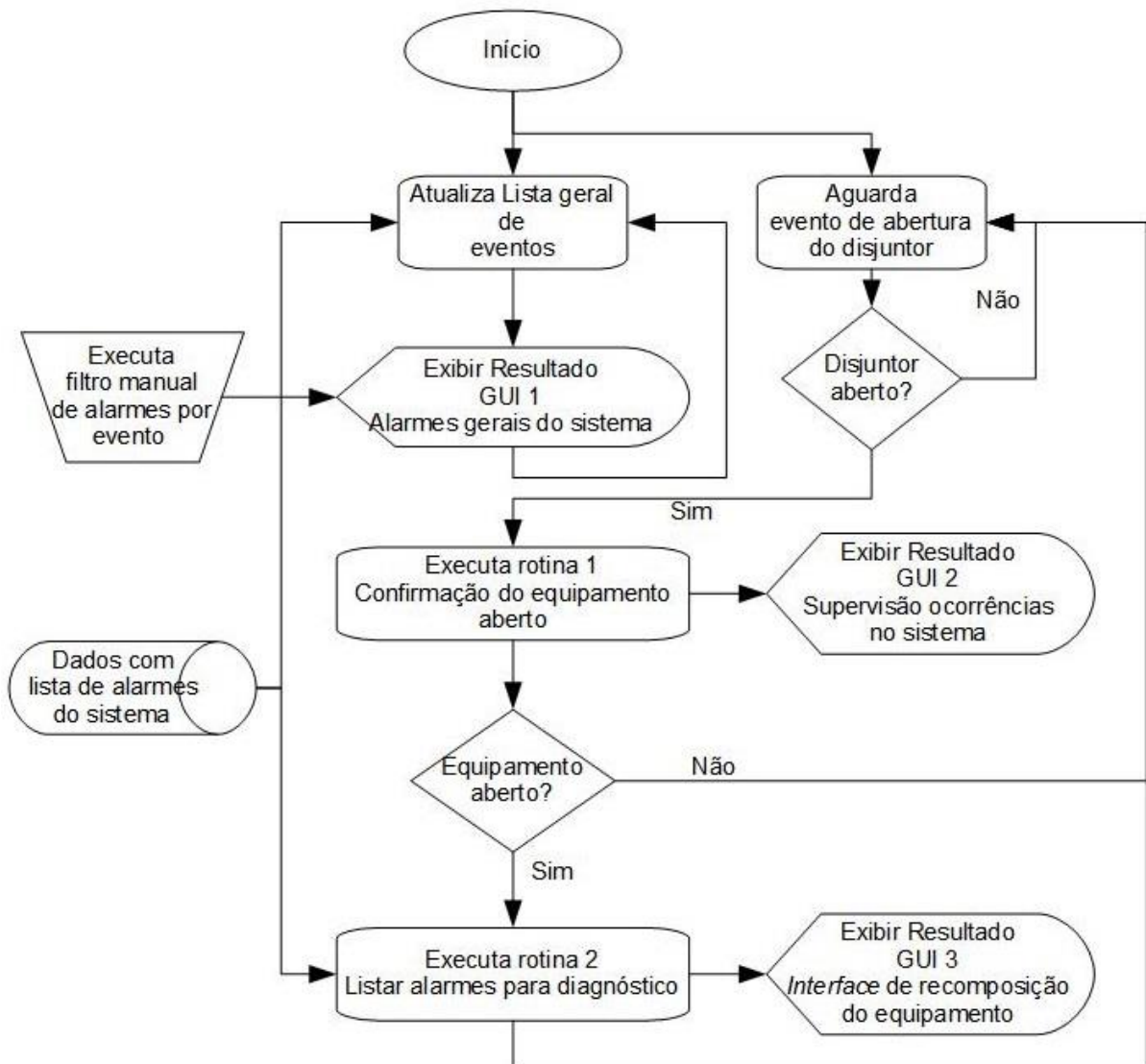


Figura 23 –Fluxograma operacional da Função de Apoio ao Diagnóstico – FAD
Fonte: O autor (2017)

Conforme observa-se na figura 23 o início do processo depende do evento de abertura de algum disjuntor do SDAT. Este evento é associado a chamada da rotina ao qual o disjuntor está associado no SDAT, nos casos testes propostos são para linha de distribuição e transformador de subestação. Conforme ilustrado na figura 24 o primeiro passo da rotina 1 é direcionar o processo a ser analisado conforme os casos propostos.

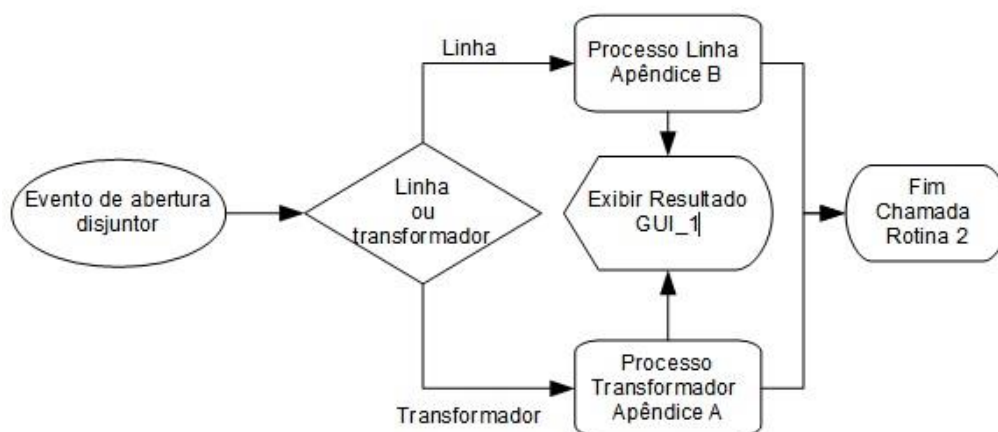


Figura 24 –Fluxograma operacional da Rotina 1

Fonte: O autor (2017)

Em ambos os casos na rotina 1, cuja lógica é detalhada nos apêndices A e B, verificam-se através de parâmetros obtidos por variáveis supervisionadas no sistema EMS se as condições e restrições ao diagnóstico de abertura do equipamento são atendidas. Efetua-se a validação do estado dos disjuntores de alimentação dos equipamentos para condição de abertos ou fechados e, sendo constatada a abertura, verificam-se a existência de bloqueios de comando que impeçam a operação dos equipamentos e analisa-se a medição de corrente e tensão de entrada dos equipamentos visando validar a informação de que o equipamento realmente está aberto.

Durante o processo da rotina 1 são emitidas mensagens aos operadores na GUI_2 visando sinalizar a execução ou possíveis falhas da função FAD. Os seguintes alarmes poderão ser exibidos:

- FAD_EM PROCESSO: sinaliza ao operador que a função de apoio ao diagnóstico entrou em processo;
- FAD_BLOQ_FUNC: sinaliza ao operador que a função de apoio ao diagnóstico falhou e entrou em bloqueio;
- FAD_BLOQ_OPER: sinaliza ao operador que foi solicitado o bloqueio manual da função de apoio ao diagnóstico.

Ao final da rotina 1 o diagnóstico de abertura da linha de distribuição ou transformador de subestação poderá ser confirmado e, neste caso, o equipamento em questão será destacado na GUI_1 para ação do operador na recomposição do equipamento afetado. Ao acessar a *interface* de recomposição através da GUI_3 o operador verifica o resultado do processo da rotina 2 que é iniciada ao término da rotina 1.

A rotina 2 realiza a seleção dos alarmes essenciais ao diagnóstico da ocorrência através das seguintes etapas:

- I. Obter lista de alarmes da base de dados;
- II. Efetuar a seleção dos alarmes essenciais ao diagnóstico;
- III. Exibir os resultados na GUI_3.

- **Etapa I**

A lista de alarmes do evento é selecionada na base de dados de alarmes do sistema através de uma função interna que carrega a partir de um arquivo em extensão *Comma Separated Values* (CSV) os alarmes do histórico de eventos na base de dados local armazenada pelo EMS. O formato do arquivo de dados obedece ao padrão conforme demonstrado na figura abaixo:

Matriz de dados de alarmes do arquivo CSV				
Posição 0	Posição 1	Posição 2	Posição 3	Posição 4
Nome da SE;	Nome do Ponto;	Descrição;	Tempo;	Tipo

Figura 25 –Formato da Matriz de dados de arquivo CSV
 Fonte: O autor (2017)

Neste trabalho o arquivo foi previamente formatado a partir das ocorrências de desligamentos sob análise através dos dados de alarmes disponíveis nos anexos 1 e 2.

- **Etapa II**

Após carregar a lista de alarmes a rotina 2 inicia a seleção dos alarmes essenciais ao diagnóstico explorando os padrões demonstrados na seção 4.2.2. Conforme detalha-se no apêndice C são realizadas diversas verificações na matriz de dados dos alarmes onde busca-se, através da comparação de *Strings*, os valores desejados para cada posição na fonte de dados.

Realiza-se a inspeção para cada linha da matriz eliminando os alarmes que não atendem aos critérios de seleção. Os critérios selecionam, inicialmente, apenas os alarmes pertencentes às subestações afetadas no evento de desligamento através da comparação do nome da SE na posição 0 da matriz. Verifica-se na sequência se o alarme pertence a prioridade 1 ou 2 através da análise da posição 4 e se o alarme se refere aos equipamentos afetados nas subestações através da localização do nome do equipamento na Posição 1.

Através da análise no bloco 3 da *String* nome do ponto é possível identificar a prioridade do alarme que atuou no equipamento da subestação. Nesta posição busca-se a informações como prioridade da proteção atuada ou alarmes em reles de proteção e falhas de equipamentos bem como a sinalização de abertura e fechamento de disjuntores. Utiliza-se o padrão adotado com base na norma ANSI de codificação de atuações onde, quando identificada uma complementação aceita, o alarme é aceito. Na tabela 5 é possível verificar todas as sinalizações com complementações aceitas pela função.

Tabela 5 – Lista de complementações aceitas para os alarmes

Código ANSI	Descrição ANSI	Complementações Aceitas	Descrição aceita
21	Relé de distância	21Z1; 21Z2; 21Z1N; 21Z2N; 21Z3	Desligamento
25	Relé de verificação de Sincronismo	25	Atuado
27	Relé de Subtensão	27;27FCC; 27FCA	Alarme
49	Relé Térmico	49;49TD	Desligamento
50	Relé de sobrecorrente instantâneo	50F; 50N; 50G; 50BF	Desligamento
51	Relé de sobrecorrente temporizado	51F; 51N; 51G	Desligamento
52	Disjuntor de corrente alternada	52; DJ	Aberto; Fechado
62	Relé temporizador	62; 62T	Atuado
63	Relé de pressão de gás	63T; 63TA; 63TD; 63D; 63C	Desligamento
67	Relé direcional de sobrecorrente	67N; 67NI; 67NT	Desligamento
71	Dispositivo de detecção de nível	71TD	Desligamento
79	Relé de religamento	79	Religamento

80	Chave de fluxo	80D	Desligamento
81	Relé de Frequência	81	Desligamento
85	Relé receptor de sinal de telecom (Teleproteção)	85; 85TX; 85RX	Desligamento
86	Relé auxiliar de bloqueio	86; 86D; 86T	Desligamento
87	Relé de proteção diferencial	87T; 87B; 87L	Desligamento
SOTF	Fechamento sob falta	SOTF	Atuado

As complementações aceitas indicam a parte da palavra que é pesquisada dentro da *String* do alarme, ou seja, não existe a necessidade da palavra possuir exatamente o mesmo conteúdo, mas sim o valor com a informação mais relevante conforme as complementações aceitas descritas na tabela 5.

Sempre que uma complementação é encontrada em um alarme é identificada pelo programa como já selecionada evitando-se assim que equipamentos distintos possam fornecer a mesma informação duplicando os alarmes, como ocorre nos casos das sinalizações pelo relé principal e alternativo das linhas. Caso seja identificada a atuação do dispositivo de religamento a rotina passa a aceitar novamente os alarmes já sinalizados, pois entende-se que um comando de fechamento automático foi realizado e novas sinalizações de proteções poderão ocorrer neste novo evento de energização.

- **Etapa III:**

Todos os alarmes recebidos pela rotina 2 passam pelo mesmo processo até que o fim da matriz seja alcançado e os alarmes resultados do processo serão exibidos na GUI_3 para ação do operador em tempo real.

5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

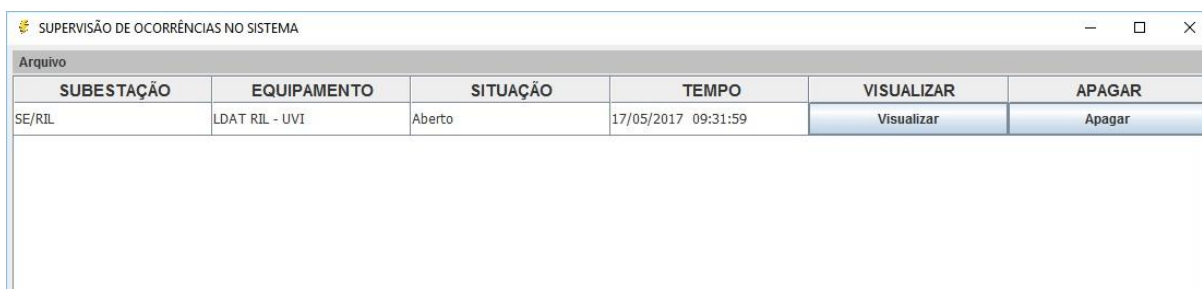
Este capítulo apresenta os resultados através da aplicação das metodologias propostas ao sistema sob teste visando validar a ferramenta de apoio ao diagnóstico como solução ao problema proposto. Para execução dos testes serão utilizadas as ocorrências propostas na seção 4.1 e as respectivas listas de alarmes dos eventos dos desligamentos conforme anexos A e B.

Visando possibilitar o início das rotinas desenvolvidas na ferramenta, em ambos os casos propostos, o sistema teste foi inicialmente formatado na mesma configuração do sistema real após o evento de desligamento e a lista de alarmes formatada e disponibilizada no arquivo para realização da leitura dos alarmes pela ferramenta de forma a atender as condições de inicialização das rotinas.

Desta forma foi possível simular o momento de início de diagnóstico da ocorrência de desligamento através da inspeção na lista de alarmes de eventos obtendo os resultados apresentados e discutidos nos tópicos seguintes deste capítulo.

5.1 LINHA DE DISTRIBUIÇÃO 138 kV

Para o caso proposto de desligamento da linha de distribuição em 138kV após o início do programa a função FAD identificou com sucesso a abertura da linha RIL/UVI 138kV como aberta. Conforme destaca-se na figura 26 a função sinalizou na tela de supervisão de ocorrências o estado da linha.



SUBESTAÇÃO	EQUIPAMENTO	SITUAÇÃO	TEMPO	VISUALIZAR	APAGAR
SE/RIL	LDAT RIL - UVI	Aberto	17/05/2017 09:31:59	Visualizar	Apagar

Figura 26 – Resultado para sinalização de abertura da linha de distribuição
Fonte: O autor (2017)

Na figura 27 destaca-se a lista de eventos contendo todos os alarmes da ocorrência, carregados a partir do arquivo de fonte de dados, onde encontram-se

listados os alarmes para as subestações envolvidas na ocorrência de desligamento da linha em análise.

LISTA GERAL DE ALARMES DO EVENTO				
SUBESTAÇÃO	NOME DO PONTO	DESCRIÇÃO	TEMPO	PRIOR
UVI	RIL 138A FN21Z1N	Normal	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138A FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138P FN21Z1N	Normal	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138P FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:55	2
RIL	UVI 138P FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138A FN21Z1N	Desligamento	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138A FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138P FN21Z1N	Desligamento	17/05/2017 09:31:55	2
UVI	RIL 138P FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:55	2
RIL	UVI 138P FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:55	2
RIL	UVI 138 DJ078	Aberto	17/05/2017 09:31:55	1
RIL	UVI 138P FN79	Religamento	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138P FN79 IMPED	Religamento	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138P FN79 RLG1	Religamento	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	TF-1 13 FAL TP	Normal	17/05/2017 09:31:56	3
RIL	TF-1 13 FAL TP	Normal	17/05/2017 09:31:56	3
RIL	UVI 138P FN SOTF	Normal	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138P FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138P FN79	Normal	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138 DJ078	Fechado	17/05/2017 09:31:56	1
RIL	TF-1 13 FAL TP	Desligamento	17/05/2017 09:31:56	3
RIL	TF-1 13 FAL TP	Desligamento	17/05/2017 09:31:56	3
RIL	UVI 138P FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138 DJ078 RLG	Bloqueado	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138P FN SOTF	Alarma	17/05/2017 09:31:56	2
RIL	UVI 138A FN79	Religamento	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN79 IMPED	Religamento	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN79 RLG1	Religamento	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN SOTF	Normal	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN79	Normal	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:57	2
RIL	UVI 138A FN SOTF	Alarma	17/05/2017 09:31:57	2
UVI	RIL 138 DJ008	Aberto	17/05/2017 09:31:59	1
RIL	UVI 138 DJ078	Aberto	17/05/2017 09:31:59	1
RIL	FUÇÃO FAD	FAD_EM PROCESSO	17/05/2017 09:31:59	4
UVI	MB RIL 138	Alarma	17/05/2017 09:32:00	3
RIL	MB UVI 138	Alarma	17/05/2017 09:32:00	3
UVI	RIL 138A REG FALT	Desatualizad	17/05/2017 09:32:00	4

Figura 27 – Resultado para sinalização de todos os alarmes do evento de abertura da linha
Fonte: O autor (2017)

De acordo com os métodos propostos os alarmes essenciais ao diagnóstico, resultado do processo do programa, são exibidos na *interface* de recomposição proposta para a linha em análise.

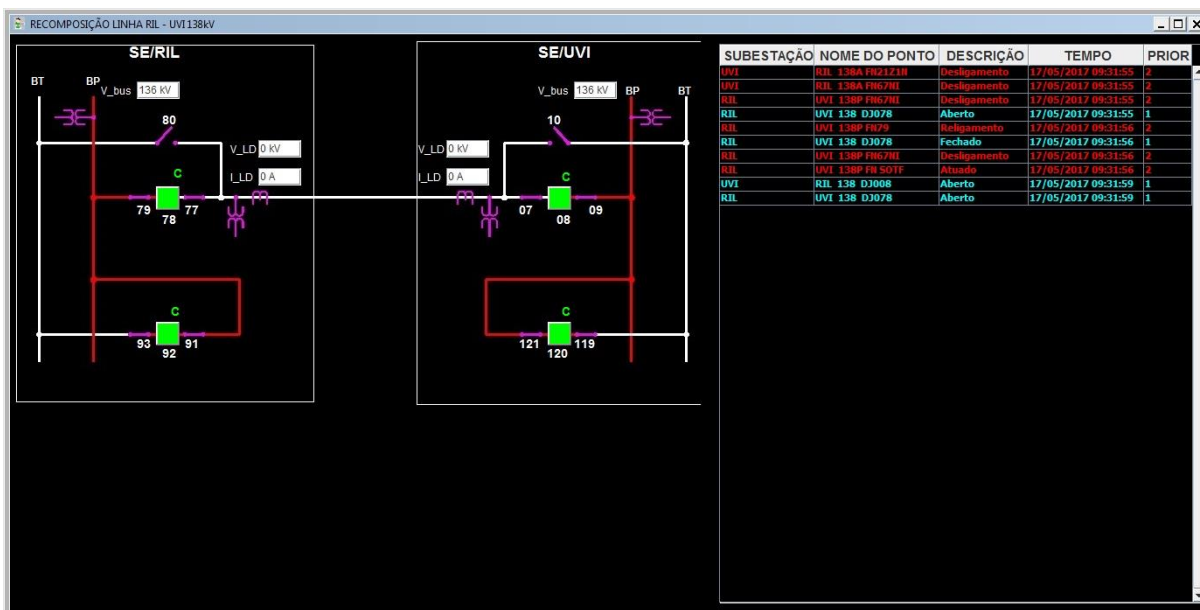


Figura 28 – Resultado para sinalização dos alarmes essenciais ao diagnóstico na tela de recomposição da linha de distribuição
Fonte: O autor (2017)

A GUI_3 exibida na figura 28 permite analisar o momento em que o operador inicia a recomposição do sistema através das informações de alarmes exibidas pela ferramenta de apoio ao diagnóstico. Conforme observa-se, os disjuntores e demais variáveis fonte de dados da rotina 1 apresentam os valores que possibilitam a confirmação do diagnóstico de linha aberta realizado pelo sistema.

Os equipamentos para execução de comandos remotos e as principais informações das variáveis de interesse à recomposição estão disponíveis ao operador na GUI_3 bem como a lista de alarmes essenciais ao diagnóstico. A redução no número de alarmes exibidos ao operador é clara ao se comparar a lista geral de alarmes das subestações com a lista selecionada pela ferramenta.

Destaca-se que não foram perdidos dados importantes para diagnosticar a ocorrência de desligamento já que as informações de diagnósticos apontados como causadores do desligamento na seção 4.1 estão disponíveis na lista de alarmes da GUI_3.

Na tabela 6 são demonstrados os alarmes selecionados pela função FAD em comparação ao total de alarmes gerados no evento desligamento. É possível verificar uma redução significativa no número de alarmes exibidos.

Tabela 6 – Análise dos alarmes atuados no desligamento da linha de distribuição

Descrição	Prioridade	Quantidade	
		Essencial ao diagnóstico (selecionados)	Não essencial ao diagnóstico (eliminados)
Alarmes decorrentes da operação de equipamentos	1	4	0
Alarmes decorrentes da atuação de dispositivos de proteção	2	6	23
Alarmes decorrentes da violação de limites	3	0	6
Outros	4	0	5
Sub Total		10	34
Total		44	

5.2 TRANSFORMADOR DE SUBESTAÇÃO

De modo similar ao que foi apresentado na análise do desligamento da linha de distribuição, no caso proposto, para o desligamento do transformador de subestação a função FAD identificou com sucesso o estado do transformador como aberto conforme destaca-se na figura 29 na tela de supervisão de ocorrências do sistema.

SUPERVISÃO DE OCORRÊNCIAS NO SISTEMA					
Arquivo					
SUBESTAÇÃO	EQUIPAMENTO	SITUAÇÃO	TEMPO	VISUALIZAR	APAGAR
SE/BVP	TF-1	Aberto	14/09/2017 08:01:59	Visualizar	Apagar

Figura 29 – Resultado para sinalização de abertura do transformador de subestação
Fonte: O autor (2017)

A *interface* de supervisão contemplando todos os alarmes do evento de desligamento do transformador obtidos a partir do arquivo de fonte de dados listou todos os eventos com sucesso conforme observa-se na figura 30.

LISTA GERAL DE ALARMES DO EVENTO				
SUBESTAÇÃO	NOME DO PONTO	DESCRIÇÃO	TEMPO	PRIOR
BVP	TF-1 CH86T	Atuado	14/09/2017 08:01:57	1
BVP	TF-1 FN87T INST	Normal	14/09/2017 08:01:57	2
BVP	TF-1 FN87T INST	Desligamento	14/09/2017 08:01:57	2
BVP	TF-1 FN87T	Normal	14/09/2017 08:01:57	2
BVP	TF-1 FN87T	Desligamento	14/09/2017 08:01:57	2
BVP	ANEL 138P DJ11	Aberto	14/09/2017 08:01:57	1
BVP	TF-1 COM FCA	Alarme	14/09/2017 08:01:58	3
BVP	TF-1 34 RL94	Normal	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 34 RL94	Desligamento	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 34 DJ13	Aberto	14/09/2017 08:01:58	1
BVP	TF-1 138 RL94	Normal	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 138 RL94	Desligamento	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 138 RL62	Normal	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 138 RL62	Desligamento	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 13 RL94	Normal	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 13 RL94	Desligamento	14/09/2017 08:01:58	4
BVP	TF-1 13 DJ64	Aberto	14/09/2017 08:01:58	1
BVP	CB-1 FCA	Alarme	14/09/2017 08:01:58	3
BVP	BARR 34 TEN A	Lmt3 Inf 0.00 6.90 kV	14/09/2017 08:01:58	3
BVP	BARR 13 TEN A	Lmt3 Inf 0.00 2.80 kV	14/09/2017 08:01:58	3
BVP	ANEL 138P DJ08	Aberto	14/09/2017 08:01:59	1
BVP	FUNÇÃO FAD	FAD_EM PROCESSO	14/09/2017 08:01:59	4
BVP	TF-1 CAT ESTADO	Fora Faixa	14/09/2017 08:02:01	4
BVP	ANEL 138A DJ08	Aberto	14/09/2017 08:02:01	1
BVP	CB-1 SUB-SOB TEN	Alarme	14/09/2017 08:02:02	3
BVP	ANEL 50BF DJ08	Alarme	14/09/2017 08:02:02	4
BVP	ITN 34 DJ17	Aberto	14/09/2017 08:03:15	1
BVP	WAR 34 DJ21	Aberto	14/09/2017 08:03:17	1
BVP	RAG 34 DJ25	Aberto	14/09/2017 08:03:21	1
BVP	PMA 34 DJ29	Aberto	14/09/2017 08:03:23	1
BVP	SIS 34 DJ38	Aberto	14/09/2017 08:03:26	1

Figura 30 – Resultado para sinalização de todos os alarmes do evento de abertura do transformador
Fonte: O autor (2017)

Os alarmes essenciais ao diagnóstico, resultado do processo do programa, são exibidos na *interface* de recomposição proposta para o transformador em análise.



Figura 31 – Resultado para sinalização dos alarmes essenciais ao diagnóstico na tela de recomposição do transformador de subestação
Fonte: O autor (2017)

Na tabela 7 são demonstrados os alarmes selecionados pela função FAD em comparação ao total de alarmes gerados no evento desligamento. É possível verificar uma redução significativa no número de alarmes exibidos.

Tabela 7 – Análise dos alarmes atuados no desligamento do transformador de subestação

Descrição	Prioridade	Quantidade	
		Essencial ao diagnóstico (selecionados)	Não essencial ao diagnóstico (eliminados)
Alarmes decorrentes da operação de equipamentos	1	5	6
Alarmes decorrentes da atuação de dispositivos de proteção	2	1	3
Alarmes decorrentes da violação de limites	3	0	5
Outros	4	0	10
Sub Total		6	24
Total		30	

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A operação do SEP é realizada através de equipes que atuam em centros de operação onde busca-se através da interação entre os operadores e as ferramentas computacionais manter o sistema funcionando dentro de padrões de qualidade pré-estabelecidos.

Os *softwares* utilizados para operação do SEP são conhecidos como *Energy Management System* (EMS) e possuem diversas ferramentas dedicadas as funções encontradas no SEP. A utilização destas tecnologias possibilitou a concentração de tarefas no centro de operação que no passado eram descentralizadas e realizadas através de operação local.

No entanto, a concentração da operação de diversas subestações e linhas dentro de um mesmo ambiente trouxe novos desafios às empresas. Viu-se que o ganho na velocidade da tomada de decisão foi significativo mas o volume de informações a serem processadas pelas equipes de tempo real se tornou muito maior, principalmente no setor de distribuição de energia elétrica que possui metas de indicadores de qualidade e continuidade do serviço bastante rígidas a serem atingidas.

Os indicadores de continuidade e de qualidade de prestação dos serviços no setor de distribuição são afetados por desligamentos de linhas e transformadores de subestações localizados na parte deste sistema conhecida como Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT). No SDAT as causas comuns de desligamentos são em virtude de temporais, vendavais e descargas atmosféricas.

Na ocorrência de um desligamento diversos dispositivos de proteção e de manobras são sensibilizados nas subestações fazendo com que um número significativo de informações seja enviado ao centro de operação. O operador deve avaliar cuidadosamente as atuações o que ocorre através da inspeção na lista de alarmes em busca de informações que possibilitem o diagnóstico da ocorrência visando a recomposição da parte do sistema afetado.

Verifica-se que o operador atua com maior dificuldade em eventos de recomposição já que em muitos casos constatam-se avalanches de alarmes e a busca por informações que possibilitem o diagnóstico é dificultada. Constata-se que o poder de reação do operador diminuí e a sobrecarga emocional aumenta, e isto pode induzi-lo ao erro.

Ciente disto, diversos autores já propuseram soluções que possibilitem o diagnóstico automático destas ocorrências através de lógicas avançadas utilizando inteligência artificial ou ainda a investigação exaustiva das causas da sinalização indevida de alarmes.

O presente estudo foi realizado com o objetivo de desenvolver uma ferramenta capaz de auxiliar às equipes de operação na realização do diagnóstico das ocorrências de desligamentos no SDAT.

Através de objetivos específicos realizou-se um estudo dos principais aspectos operacionais e de automação dos centros de operação bem como de questões normativas relativas a gestão de alarmes na indústria moderna. Buscou-se casos reais de desligamentos no SDAT cujas ocorrências foram subsídios importantes para validar a solução proposta.

Durante o estudo das duas ocorrências propostas para teste, uma de desligamento de uma linha de distribuição em 138 kV e outra para o desligamento de um transformador de subestação, viu-se que o principal desafio seria diminuir o número de alarmes exibidos aos operadores durante o diagnóstico no SDAT, sem a perda de informações úteis e imprescindíveis ao diagnóstico.

Para isso realizou-se o estudo das normas EEMUA 191 e ISA-SP 18.2 que contribuíram significativamente à solução do problema já que ao aliar o estudo do gerenciamento de alarmes aos estudos do SEP constatou-se que a separação dos alarmes em ordem de prioridade possibilitaria identificar as informações úteis ao diagnóstico e, explorando os padrões das mensagens de alarmes, pode-se automatizar através da ferramenta desenvolvida a identificação dos desligamentos e realização da busca na base de dados por alarmes essenciais ao diagnóstico.

Visando validar a metodologia proposta foram realizadas simulações utilizando a lista de alarmes para os desligamentos da linha de distribuição e transformador de subestação.

A simulação do desligamento da linha de distribuição demonstrou que as 44 sinalizações de alarmes geradas por este evento puderam ser reduzidas para 10 já que o programa identificou corretamente a ocorrência de desligamento e exibiu as mensagens na *interface* de recomposição proposta. Destaca-se ainda que não foram perdidas informações que possibilitem o diagnóstico da ocorrência.

A simulação do desligamento do transformador de subestação demonstrou que as 30 sinalizações de alarmes foram reduzidas para 6. Assim como no

desligamento da linha de distribuição nesta simulação não foram perdidas informações essenciais e a identificação de abertura do transformador ocorreu de forma correta.

Destaca-se ainda que os eventos de abertura da linha de distribuição geraram as 44 mensagens no intervalo de tempo de 1 minuto e 36 segundos e para o transformador foram 30 alarmes em 2 minutos e 31 segundos. Desta forma, considerando-se o fato das equipes possuírem até 3 minutos para realizar a recomposição sem afetar os indicadores de continuidade, constata-se a importância da sinalização apenas de informações essenciais ao diagnóstico.

Outro item importante a ser avaliado é que em situações como as demonstradas nos eventos analisados a norma EEMUA 191 classifica tais eventos como avalanche de alarmes para situações de emergência. Segundo os critérios desta norma a situação seria melhorada de uma condição difícil de se gerenciar para uma condição provável de ser gerenciável.

Diante do exposto entende-se como justificável a utilização da ferramenta proposta visto que os ganhos foram significativos principalmente ao que se refere a condição de melhoria durante uma avalanche de alarmes.

Ao que se refere a utilização da ferramenta desenvolvida entende-se que o *software* possibilitou a realização das simulações no entanto não se configura como uma ferramenta completa para supervisão do sistema e não substitui um EMS. Conforme visto no capítulo 2 as ferramentas EMS são consideradas as tecnologias mais adequadas à operação do sistema e o *software* desenvolvido poderia ser considerado parte integrante de um EMS, sendo desenvolvido no próprio EMS ou operando em paralelo a este sistema compartilhando a mesma base de dados.

As conclusões obtidas permitem propor trabalhos futuros sob esta mesma abordagem. Entende-se que o desenvolvimento deste *software* utilizando a plataforma Java inseriu diversas limitações à ferramenta o que impossibilitaria a realização de testes em campo em um sistema real. Uma nova abordagem pode ser realizada utilizando o *Eclipse Power* onde as mesmas lógicas podem ser implementadas visando a simulação com equipamentos reais.

Pode-se ainda propor que as lógicas de busca por comparação sejam substituídas pela teoria da lógica difusa visto que o processo de interpretação de uma lista de alarmes pelo *software* se assemelha ao processo de leitura e interpretação de um texto realizados pelo homem.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Manual PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 10/11/2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Apuração ANEEL**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>>. Acesso em: 15/11/2017.

BARANOVIK, N. *et al.* **Experiences from Intelligent Alarm Processing and Decision Support Tools in Smart Grid Transmission Control Centers**. CIGRE, 2016.

BARNES, K.; JOHSON, B.; NICKELSON, R. **Review of Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems**. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory (INEEL), Idaho Falls: 2004.

BRANSBY M. L. **Best Practice in Alarm Management**. IEEE 2000.

CHEN, W. H. **Online Fault Diagnosis for Power Transmission Networks Using Fuzzy Digraph Models**. IEEE 2012.

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. 9.ed. São Paulo: Editora Egard Blüher, 2004.

CHENG, S., J., CHEN, D., S., PENG, X. L. **An Expert System for a Thermal Power Station Alarm Processing**. IEEE 1991.

DECONINCK, G., VRIENS, W. **Intelligent Alarm Processing and Alarm Elimination in a CHP Installation**. International Conference on Networking, Sensing and Control Delft, the Netherlands, 11-13 April 2011.

(EEMUA 191). **Alarm systems, a guide to design, management and procurement** Engineering Equipment and Materials Users Association (EEMUA). 2nd ed. London: Publication No. 191; 2009.

Elipse Software. **Manuais Elipse Power**. Disponível em: <<https://www.elipse.com.br/produto/elipse-power/>>. Acesso em: 10/11/2017.

General Electric (GE). **Catálogo XA21 Scada/EMS**. Disponível em: <http://www.ge-spark.com/spark/resources/products/GEA14736_XA21SCADA_EMS_HR.pdf>. Acesso em: 10/11/2017.

GONÇALVES, E. M. **Metodologias para validação de Proteções de Linhas de Transmissão**. 2012. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

GANIM, A. **Setor elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. 2. ed. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003.

ISA-SP 18.2. **Management of Alarm Systems for the Process Industries.** Engineering Equipment and Materials Users Association (ISA). Research Triangle Park, 2009.

JARDINI, J. A. **Sistemas digitais para automação da geração, transmissão e Distribuição de energia elétrica.** São Paulo: [s.n.], 1996.

JUNIOR, C. A de O. **Desenvolvimento de um Protocolo de Comunicação para Automação de Subestações Móveis Via Satélite.** 2005. 345 f. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; ROBBA, E.J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2.ed. São Paulo: Blucher, 2010.

McDONALD, J. D. **Electric Power Engineering Handbook.** 2. ed. Florida: CRC Press, 2007.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis,** Florida: CRC Press, 2002.

KHAN, S. A. **Industrial power systems.** 1. ed. London: CRC Press, 2007. ISBN 978- 0- 8247- 2443- 6

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito.** 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** Volume 2. Florianópolis: Geraldo Kindermann, 2006. ISBN 85-900853-6-8.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** Volume 1. 3. ed. Florianópolis: Geraldo Kindermann, 2012. ISBN 978-85-910875-2-5.

LEÃO, F. B. **Metodologia para Análise e Interpretação de Alarmes em Tempo Real de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2011. 345 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.

LEITÃO, G. B. P. **Algoritmos para Análise de Alarmes em Processos Petroquímicos.** 2008. 90 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

MORETO, M; ROLIM J. G. Análise Automática de Oscilografias em Sistemas Elétricos de Potência. **Revista Controle & Automação,** Florianópolis, Agosto 2010. Volume 21, número 4.

MOZER, A. O. **Prorrogação da Concessão de Distribuição de Energia Elétrica da Empresa CELESC Distribuição S.A.** 2016. 93f. Monografia (Ciências Econômicas) - Universidade Federal de Santa Catarina.

NEUSA, B. **Levantamento de Causa Raiz em Sistemas de Alarmes na Indústria Petroquímica**. 2016. 44 f. Monografia (Especialização em Automação Industrial) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

NIMMO, I. ***The importance of Alarm Management Improvement Project***. Interkama, 1999.

OLIVEIRA, A. M. B. de. **Avaliação da Fadiga em Operadores de Salas de Controles de Subestações Elétricas**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal da Paraíba.

QUEIROZ, R. J. N. **Implantação de um Centro de Operação em Tempo Real de um Agente de Transmissão do Sistema Interligado Nacional**. 134f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

REASON, J. ***Errors and evaluations: the lessons of Chernobyl***. IEEE 1988.

Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). **Tabela ANSI**. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>. Acesso em: 01/11/2017.

STAUFFER, T. *et al.* ***Alarm Management an ISA-18 – A Journey, not a Destination***. Texas A&M Instrumentation Symposium, 2010.

Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE). **Manuais**. Disponível em: <<http://sage.cepel.br/sage/index.php/pt/docs-pt-br/manuals-pt-br>>. Acesso em: 10/11/2017.

SILVA, S. E. L. **Falha Humana em Operação e Manutenção de Subestações**. SENDI 2006.

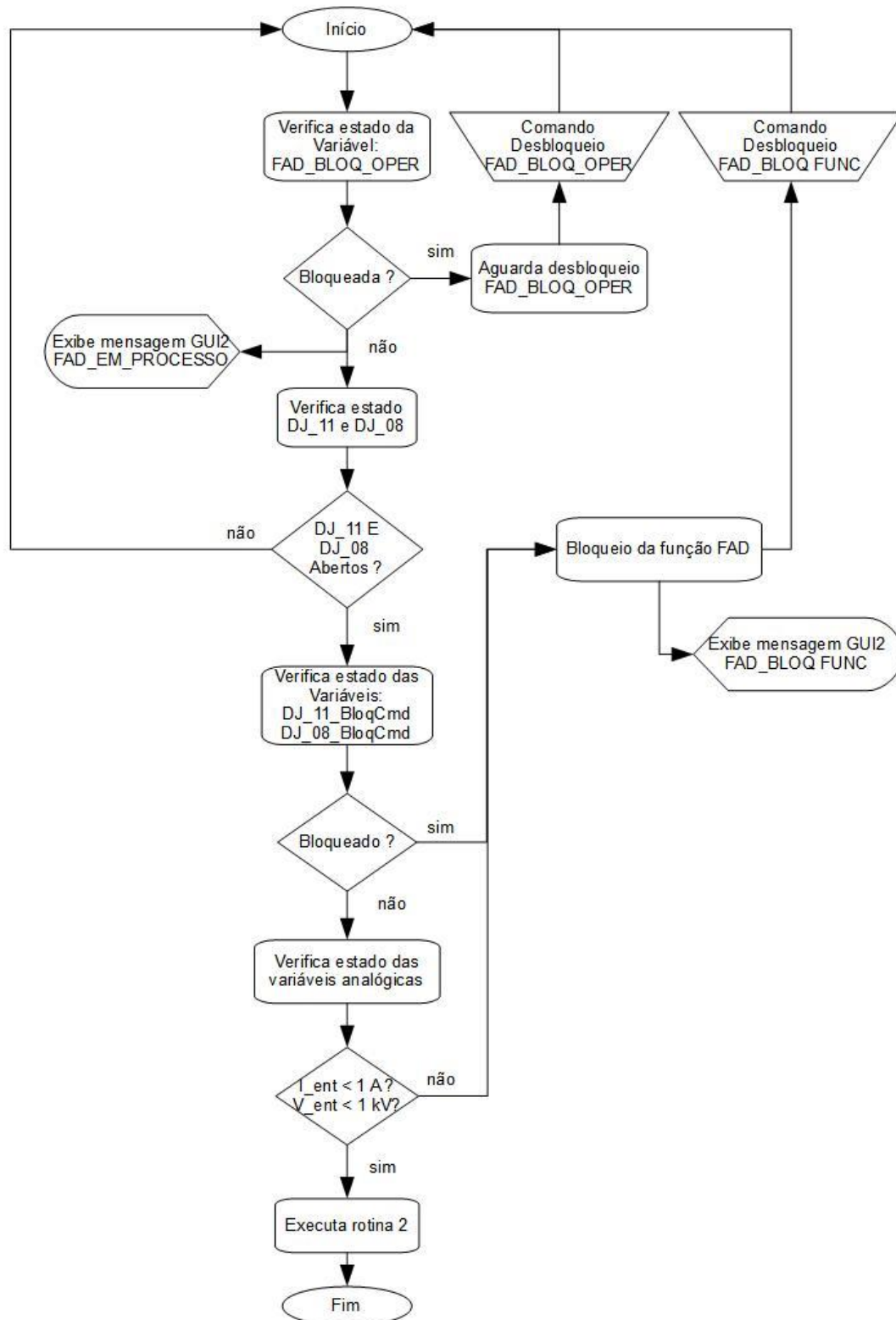
SOUZA, F. A. **Detecção de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica usando dispositivos programáveis**. 2008. 120 f. Dissertação (Mestrado em Automação) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.

TCHEOU, M. P. **Análise e Representação de Sinais de Oscilografia Usando Decomposições Adaptativas Redundantes**. 150f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

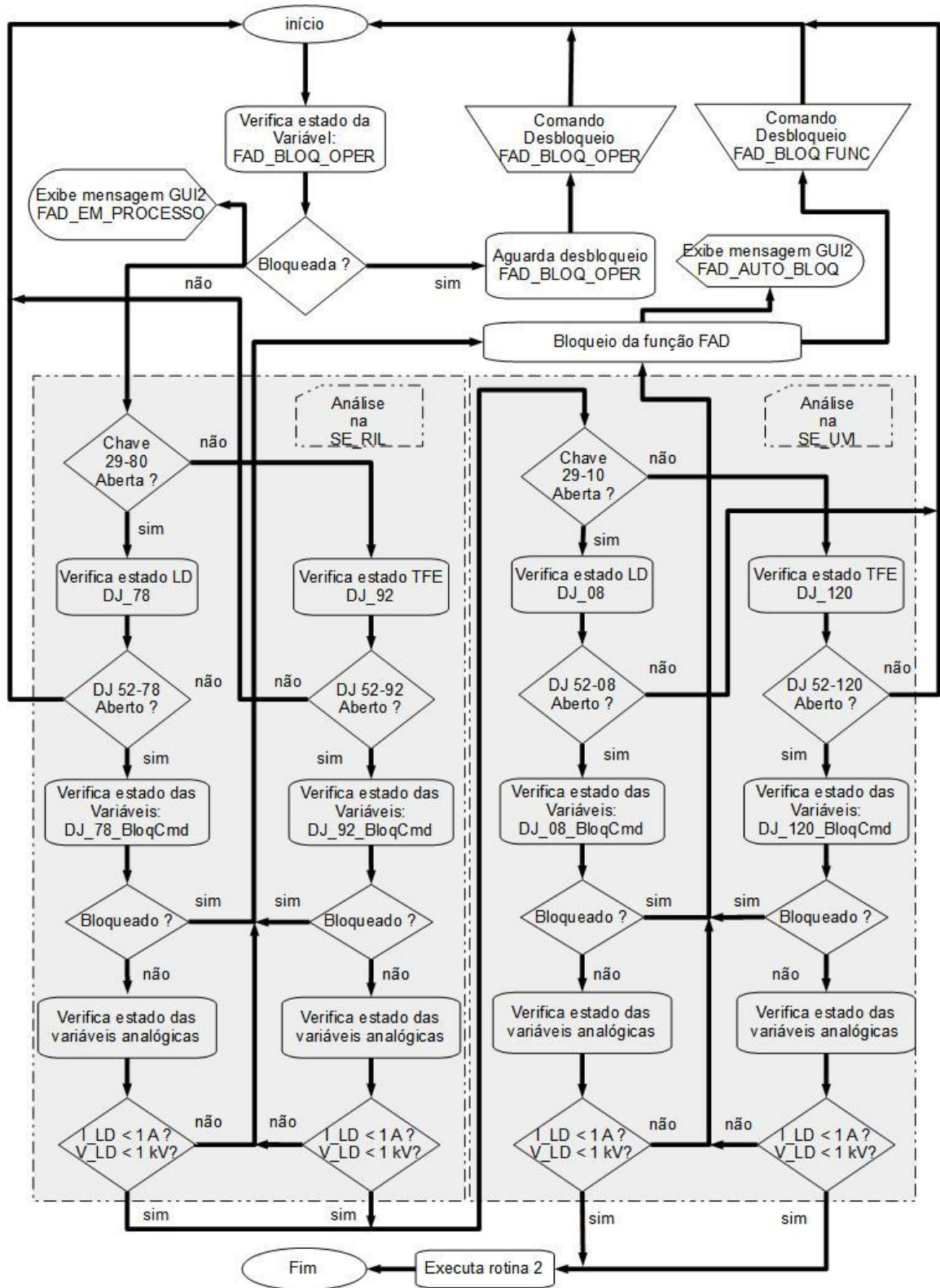
WANG, J. *et al.* ***An Overview of Industrial Alarm Systems: Main Causes for Alarm Overloading, Research Status, and Open Problems***. IEEE transactions on automation science and engineering, vol. 13, no. 2, april 2016.

APÊNDICES

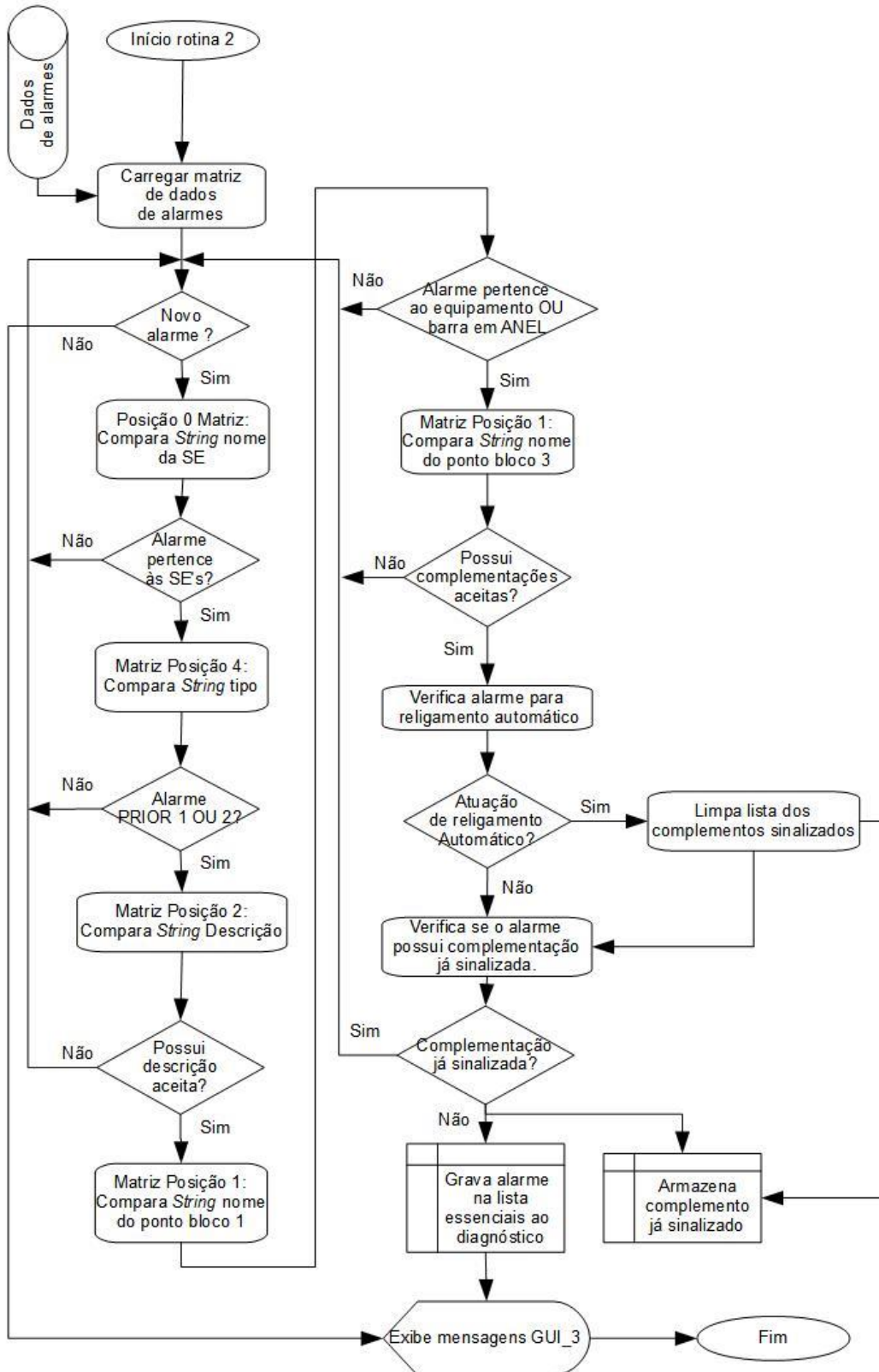
APÊNDICE A – Fluxograma da rotina 1 – Identificação do transformador desligado



APÊNDICE B – Fluxograma da rotina 1 – Identificação da linha de distribuição desligada



APÊNDICE C – Fluxograma da rotina 2 – Identificação dos alarmes essenciais ao diagnóstico



APÊNDICE D – LISTA DE DESCRIÇÃO PARA ALARMES

Descrição para alarmes	
Estado = 0	Estado = 1
ABERTO	FECHADO
NORMAL	ALARME
NORMAL	DESLIGAMENTO
NORMAL	RELIGAMENTO
NORMAL	FORA DE FAIXA
DESBLOQUEADO	BLOQUEADO
LOCAL	REMOTO
EM ESPERA	EM PROCESSO
BAIXA TENSAO	MEDIA TENSAO
DESLIGADO	LIGADO
NORMAL	FALHA
INATIVO	ATIVO
DESATIVADO	ATIVADO
NORMAL	SINCRONISMO
DESATUADO	ATUADO
NORMAL	TRANSFERIDO

ANEXOS

ANEXO A – Lista de alarme para o desligamento da linha de distribuição

Nome da Subestação	Nome do Ponto	Descrição	Tempo
UVI	RIL 138A FN21Z1N	Normal	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138A FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138P FN21Z1N	Normal	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138P FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:55
RIL	UVI 138P FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138A FN21Z1N	Desligamento	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138A FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138P FN21Z1N	Desligamento	17/05/2017 09:31:55
UVI	RIL 138P FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:55
RIL	UVI 138P FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:55
RIL	UVI 138 DJ078	Aberto	17/05/2017 09:31:55
RIL	UVI 138P FN79	Religamento	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN79 IMPED	Religamento	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN79 RLG1	Religamento	17/05/2017 09:31:56
RIL	TF-1 13 FAL TP	Normal	17/05/2017 09:31:56
RIL	TF-1 13 FAL TP	Normal	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN SOTF	Normal	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN79	Normal	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138 DJ078	Fechado	17/05/2017 09:31:56
RIL	TF-1 13 FAL TP	Desligamento	17/05/2017 09:31:56
RIL	TF-1 13 FAL TP	Desligamento	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138 DJ078 RLG	Bloqueado	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138P FN SOTF	Alarme	17/05/2017 09:31:56
RIL	UVI 138A FN79	Religamento	17/05/2017 09:31:57

RIL	UVI 138A FN79 IMPED	Religamento	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN79 RLG1	Religamento	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN SOTF	Normal	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN67NI	Normal	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN79	Normal	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN67NI	Desligamento	17/05/2017 09:31:57
RIL	UVI 138A FN SOTF	Alarme	17/05/2017 09:31:57
UVI	RIL 138 DJ008	Aberto	17/05/2017 09:31:59
RIL	UVI 138 DJ078	Aberto	17/05/2017 09:31:59
UVI	MB RIL 138	Alarme	17/05/2017 09:32:00
RIL	MB UVI 138	Alarme	17/05/2017 09:32:00
UVI	RIL 138A REG FALT	Desatualizad	17/05/2017 09:32:00
UVI	RIL 138P REG FALT	Desatualizad	17/05/2017 09:32:04
UVI	RIL 138 DJ008 RLG	Bloqueado	17/05/2017 09:32:04
UVI	RIL 138A RLG BLQEXT	Bloqueado	17/05/2017 09:32:19
UVI	RIL 138P RLG BLQEXT	Bloqueado	17/05/2017 09:32:19

ANEXO B – Lista de alarme para o desligamento do transformador de subestação

Nome da Subestação	Nome do Ponto	Descrição	Tempo
BVP	TF-1 CH86T	Atuado	14/09/2017 08:01:57
BVP	TF-1 FN87T INST	Normal	14/09/2017 08:01:57
BVP	TF-1 FN87T INST	Desligamento	14/09/2017 08:01:57
BVP	TF-1 FN87T	Normal	14/09/2017 08:01:57
BVP	TF-1 FN87T	Desligamento	14/09/2017 08:01:57
BVP	ANEL 138P DJ11	Aberto	14/09/2017 08:01:57
BVP	TF-1 COM FCA	Alarme	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 34 RL94	Normal	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 34 RL94	Desligamento	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 34 DJ13	Aberto	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 138 RL94	Normal	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 138 RL94	Desligamento	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 138 RL62	Normal	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 138 RL62	Desligamento	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 13 RL94	Normal	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 13 RL94	Desligamento	14/09/2017 08:01:58
BVP	TF-1 13 DJ64	Aberto	14/09/2017 08:01:58
BVP	CB-1 FCA	Alarme	14/09/2017 08:01:58
BVP	BARR 34 TEN A	Lmt3 Inf 0.00 6.90 kV	14/09/2017 08:01:58
BVP	BARR 13 TEN A	Lmt3 Inf 0.00 2.80 kV	14/09/2017 08:01:58
BVP	ANEL 138P DJ08	Aberto	14/09/2017 08:01:59
BVP	TF-1 CAT ESTADO	Fora Faixa	14/09/2017 08:02:01
BVP	ANEL 138A DJ08	Aberto	14/09/2017 08:02:01

BVP	CB-1 SUB-SOB TEN	Alarme	14/09/2017 08:02:02
BVP	ANEL 50BF DJ08	Alarme	14/09/2017 08:02:02
BVP	ITN 34 DJ17	Aberto	14/09/2017 08:03:15
BVP	WAR 34 DJ21	Aberto	14/09/2017 08:03:17
BVP	RAG 34 DJ25	Aberto	14/09/2017 08:03:21
BVP	PMA 34 DJ29	Aberto	14/09/2017 08:03:23
BVP	SIS 34 DJ38	Aberto	14/09/2017 08:03:26

ANEXO C – Nomenclatura ANSI/IEEE std c37.2 2008

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal

43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial

88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações
DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores
PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto / Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de Trip
SOTF	Fechamento sob falta

Complementação da Tabela ANSI:

50N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

50PAF - sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico

50NAF - sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico

59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G), calculado ou TP em delta aberto

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como

proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

78 - Salto vetorial (Vector Shift)