



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Renan Batista Siqueira

**DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DE
UM PROCESSADOR INTELIGENTE DE ALARMES**

Florianópolis
2019

Renan Batista Siqueira

**DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SUBESTAÇÃO DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DE
UM PROCESSADOR INTELIGENTE DE ALARMES**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Siqueira, Renan Batista

Diagnóstico de faltas em subestação de transmissão
através de um processador inteligente de alarmes / Renan
Batista Siqueira ; orientador, Miguel Moreto, 2019.
65 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

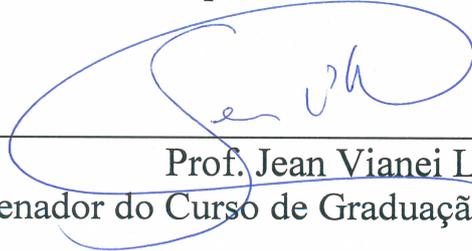
1. Engenharia Elétrica. 2. Automação. 3. Subestação. 4.
Sistema Especialista. I. Moreto, Miguel. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

Renan Batista Siqueira

**DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SUBESTAÇÃO DE
TRANSMISSÃO ATRAVÉS DE UM PROCESSADOR
INTELIGENTE DE ALARMES**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 06 de dezembro de 2019.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletricista Vitor Fernando Couto, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedico este trabalho à minha avó, Terezinha.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por permitir a vida, saúde e paz que tenho vivido até os dias de hoje. Também a minha família pelo apoio, incentivo e por ter proporcionado condições para que eu pudesse concluir mais esta etapa da minha vida.

Muito obrigado aos meus colegas de cursos e grandes amigos que adquiri e cultivei durante todo o processo de graduação. Sou grato por todas as pessoas que passaram pela minha vida e, de alguma forma, marcaram isto para sempre fazendo o caminho ser mais leve e mais prazeroso de se caminhar. Levarei sempre todos no coração. Em especial, agradeço a Vanessa que, com boa vontade e prontidão, me apoiou e incentivou nas horas mais difíceis para conclusão deste trabalho.

Agradeço ao departamento e aos professores do curso de Engenharia Elétrica pela disponibilidade e ensinamentos que me passaram. Em específico agradeço ao professor Miguel Moreto por ter me orientado neste trabalho e estado sempre disponível para conselhos e dúvidas, de forma ágil e objetiva. Ao professor Pacheco, meu muito obrigado pelo apoio, atenção e conselhos que, em momentos difíceis, fizeram a diferença.

*“Se você quiser remar contra a maré, tem que remar muito mais forte”
(Humberto Gessinger, 1991)*

RESUMO

Nas últimas décadas a tecnologia da automação vem se consolidando cada vez mais na área de subestações de energia elétrica. A automação dos equipamentos propicia controle à distância e monitoramento em tempo real dos diversos parâmetros de interesse. A quantidade de mensagens e alarmes que podem ser gerados simultaneamente no sistema de monitoramento é enorme, dificultando a tomada de decisão de um operador no momento da ocorrência de uma falta. Este trabalho visa encontrar uma solução para este problema através da implementação de um método para diagnóstico de faltas. É feita uma revisão bibliográfica dos diversos métodos já aplicado a este tipo de problema, e é escolhido o método Sistema Especialista. Este método é aplicado a uma topologia de subestação existente e simulações com listas de alarmes reais são feitas a fim de validar o proposto.

Palavras-chave: Automação. Subestação. Sistema Especialista.

ABSTRACT

In recent decades, automation technology has been increasingly consolidated in the area of electrical substations. Equipment automation provides remote control and real-time monitoring of the various parameters of interest. The amount of messages and alarms that can be generated simultaneously in the monitoring system is enormous, making it difficult for an operator to make a decision when a fault occurs. This work aims to find a solution to this problem by implementing a fault diagnosis method. A literature review of the various methods already applied to this type of problem is made, and the Expert System method is chosen. This method is applied to an existing substation topology and simulations with actual alarm lists are done for validation purposes.

Keywords: Automation. Substation. Expert System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Índices de continuidade do fornecimento de energia pela Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) ao longo dos anos.	23
Figura 2 – Exemplos de áreas com aplicação SCADA. Software: ScadaBR. . .	27
Figura 3 – Evolução da automação.	28
Figura 4 – Esquema típico de um sistema SCADA.	29
Figura 5 – Modelo de um Sistema Especialista.	31
Figura 6 – Diagrama de blocos para classificação de faltas usando RNA.	33
Figura 7 – Modelo de um nó da RNA.	33
Figura 8 – Exemplo simplificado de uma Rede Petri.	35
Figura 9 – Subestação proposta.	39
Figura 10 – Subestação proposta.	41
Figura 11 – Proteções das LTs.	42
Figura 12 – Proteções dos barramentos.	43
Figura 13 – Proteções dos transformadores.	44
Figura 14 – Proteções do banco de capacitores.	45
Figura 15 – Exemplo da tela do supervisor em uma atuação.	47
Figura 16 – Trecho SOE real.	51
Figura 17 – Fatos após filtragem.	52
Figura 18 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.	52
Figura 19 – Fatos após filtragem.	53
Figura 20 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.	53
Figura 21 – Fatos após filtragem.	54
Figura 22 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.	54
Figura 23 – Fatos após filtragem.	55
Figura 24 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.	55
Figura 25 – Fatos após filtragem.	56
Figura 26 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.	56
Figura 27 – Regras CLIPS.	63
Figura 28 – Regras CLIPS - continuação.	64
Figura 29 – Regras CLIPS - continuação.	65
Figura 30 – Adaptação SOE real.	67
Figura 31 – Adaptação SOE real - continuação.	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 2 – Prós e contras - Sistemas especialistas.	31
Tabela 3 – Trabalhos propostos - Método SE.	32
Tabela 4 – Prós e contras - Redes Neurais Artificiais.	34
Tabela 5 – Trabalhos propostos - Método RNA.	34
Tabela 6 – Prós e contras - Redes de Petri.	35
Tabela 7 – Trabalhos propostos - Métodos RP e CEN.	36
Tabela 8 – Prós e contras - Lógica <i>fuzzy</i>	37
Tabela 9 – Trabalhos propostos - Métodos Adaptados.	37
Tabela 10 – Trabalhos propostos - Métodos de otimização.	38
Tabela 11 – Questões de viabilidade para implementação do método SE.	46
Tabela 12 – Formulação da base de regras.	49
Tabela 13 – Resumo das ocorrências.	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CLIPS	<i>C Language Integrated Production System</i>
COS	Centro de Operação do Sistema
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EMS	<i>Energy Management System</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	Interface Homem-Máquina
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIA	Processador Inteligente de Alarmes
RP	Rede de Petri
RRO	Relatório de Registro de Ocorrência
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SDF	Sistema de Detecção de Faltas
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SE	Sistemas Especialista
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	<i>Sequence of Events</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	OBJETIVOS	24
1.1.1	Objetivos Específicos	24
1.2	METODOLOGIA	25
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	25
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	TECNOLOGIA DA AUTOMAÇÃO EM SUBESTAÇÕES	27
2.2	MODELOS DE PROCESSOS INTELIGENTES DE ALARMES	30
2.2.1	SISTEMAS ESPECIALISTAS	30
2.2.2	REDES NEURAIS ARTIFICIAIS	32
2.2.3	REDES DE PETRI	34
2.2.4	LÓGICA NEBULOSA	36
2.2.5	MODELOS DE OTIMIZAÇÃO	38
3	DESENVOLVIMENTO	39
3.1	SUBESTAÇÃO	39
3.1.1	Equipamentos	40
3.1.1.1	Relés de proteção	41
3.2	MÉTODO E IMPLEMENTAÇÃO EM SOFTWARE	45
4	SIMULAÇÕES	51
4.1	OCORRÊNCIA 01	51
4.2	OCORRÊNCIA 02	53
4.3	OCORRÊNCIA 03	53
4.4	OCORRÊNCIA 04	54
4.5	OCORRÊNCIA 05	55
4.6	ANÁLISE DOS RESULTADOS	56
5	CONCLUSÃO	59
	REFERÊNCIAS	61
	APÊNDICE A – REGRAS CLIPS	63
	ANEXO A – ADAPTAÇÃO SOE REAL	67

1 INTRODUÇÃO

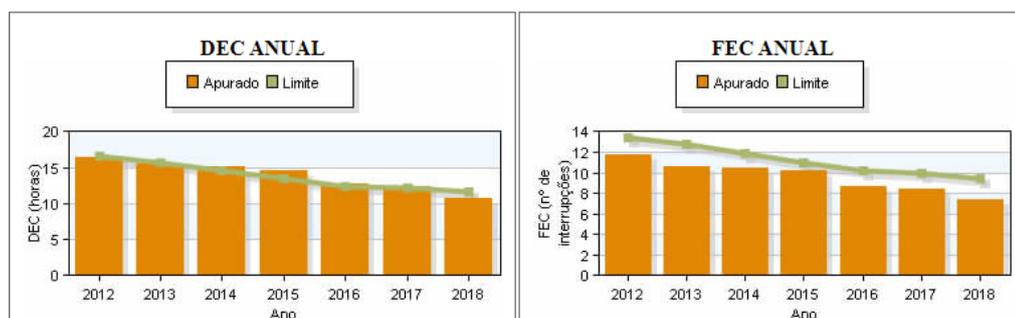
Há algum tempo em que a tecnologia da automação chegou no campo que diz respeito a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Atualmente são empregados sistemas de supervisão e controle capazes de monitorar parâmetros elétricos e comandar a distância equipamentos tais como disjuntores, chaves seccionadoras, tap de transformadores, dentre outros. Serviços esses que, não muitos anos atrás, eram feitos apenas por operadores nos locais dos equipamentos (subestação, Pequena Central Hidrelétrica (PCH), rede de distribuição e etc.). Essa tecnologia foi demandada pelo aumento da população consumidora de energia e, também, pela qualidade necessária de energia entregue ao consumidor (ROLIM, 2009). Qualidade essa que atualmente é exigida pelos órgãos de controle e fiscalização da energia elétrica no Brasil, tais como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A melhoria da qualidade de energia e do serviço prestado pelas distribuidoras do país está intimamente ligada com a qualidade da proteção implementada no sistema. Um dos fatores que contribui para a perda de qualidade é o atraso na identificação, localização e recomposição dos circuitos envolvidos em uma falta. Este retardo na ação, por parte da concessionária de energia, influencia na diminuição dos indicadores de qualidade e continuidade do fornecimento de energia, tais como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) (SPATTI, 2011).

Figura 1 – Índices de continuidade do fornecimento de energia pela CELESC ao longo dos anos.

[DEC e FEC Estratificado - Ano \(2012\)](#)

Índices de Continuidade							
CELESC-DIS - Ano (2012)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
DEC APURADO	16,51	15,50	15,16	14,67	12,84	12,33	10,68
DEC LIMITE	16,62	15,64	14,51	13,48	12,40	12,12	11,72
FEC APURADO	11,81	10,63	10,46	10,16	8,69	8,35	7,33
FEC LIMITE	13,41	12,80	11,92	11,01	10,25	10,00	9,39
Nº DE CONSUMIDORES	2.455.064	2.540.533	2.625.278	2.722.606	2.799.695	2.864.035	2.953.084



Fonte: (ANEEL, 2019)

Da mesma forma que a rapidez e precisão da proteção influencia na qualidade da energia fornecida, a automação da proteção influencia, entre outros fatores, na qualidade da atuação e recomposição do sistema elétrico. Na figura 1 acima é possível notar uma diminuição nos indicadores DEC e FEC ao longo dos últimos anos, onde o índice de qualidade está cada vez melhor e, além disto, está ainda melhor que o limite estipulado pela ANEEL.

Para automatizar uma subestação, ou seja, apenas para realizar o controle e supervisão dos equipamentos em campo, há várias etapas envolvidas executando diferentes funções, tais como: relés de proteção; terminal de unidade remota (*Remote Terminal Unit* (RTU)); vias de comunicação; central de operação e de fato um operador a distância para tomada de decisão. Os equipamentos de proteção são responsáveis por detectar a falta e reagir de forma rápida a fim de isolar o defeito, porém, a medida que se aumenta o porte do sistema elétrico e sua complexidade, é comum aparecer muitos alarmes no sistema supervisor, dificultando e atrasando a tomada de decisão do operador (CARDOSO JR, 2004).

Dada a complexidade do problema, o presente trabalho visa desenvolver uma ferramenta computacional com a finalidade de tornar a recomposição do sistema mais ágil, processando todos os alarmes provindos do sistema de supervisão e disponibilizando ao operador apenas os alarmes de maior relevância. Segundo (LEÃO, 2011), pode-se separar em duas partes a tarefa de diagnóstico de falta: Processador Inteligente de Alarmes (PIA) e Sistema de Detecção de Falhas (SDF). O PIA necessita de uma resposta rápida uma vez que o programa deve relatar instantaneamente ao operador os alarmes mais importantes para auxiliá-lo na tomada de decisão. Já o SDF requer um modelo mais complexo, sendo mais comum tomar um tempo maior para chegar a uma resposta. Destacadas as diferenças entre as etapas dos problema de detecção de falta, o foco deste trabalho é desenvolver um programa para processar os alarmes de uma determinada subestação de transmissão, baseando-se em sua estrutura de proteção disponível.

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo geral apresentar um estudo e confeccionar uma ferramenta em software que possibilite ao operador maior agilidade na tomada de decisão quando diz respeito a recomposição das proteções inerentes às linhas de transmissão.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Revisar os últimos estudos (artigos, teses, dissertações) relevantes ao tema proposto;

- Realizar um levantamento dos equipamentos presentes para proteção das Linha de Transmissão (LT)s em uma determinada subestação;
- Separar as proteções de extrema importância para a tomada de decisão do operador da subestação;
- Prever todo tipo possível de situação de falta e realizar um estudo das possíveis lógicas de atuação das proteções de toda a subestação no que diz respeito as LTs;
- Implementar em software a lógica já confeccionada;
- Simular diferentes listas de alarmes e executar em software para validação do programa.

1.2 METODOLOGIA

O planejamento de estudo, análise de caso e execução do trabalho consistem em etapas sequenciais, que se complementam entre si até a obtenção da documentação final do trabalho. As etapas a serem realizadas estão descritas a seguir:

1. Estudo teórico:
 - Cenário proposto;
 - Equipamentos, proteções e alarmes;
 - Lógica de alarmes;
2. Confeção da documentação;
3. Implementação em software;
4. Simulações com diferentes listas de alarmes;
5. Revisão da documentação.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O segundo capítulo deste trabalho faz uma revisão bibliográfica do que já foi proposto na literatura nesta área de diagnóstico automático de faltas, trazendo datas e mostrando diferentes abordagens do problema.

A abordagem de uma subestação de transmissão é feita no terceiro capítulo, trazendo um estudo dos equipamentos, proteções que a compõe e dos possíveis alarmes que possam ser gerados. Há também uma seção dedicada para a formulação e implementação das lógicas de proteção que devem ser programadas. No quarto

capítulo estão dispostas as simulações com diferentes listas de alarmes para validação do proposto.

O último capítulo faz um resumo dos resultados obtidos, conclusão e sugestões para futuros trabalhos nesta área.

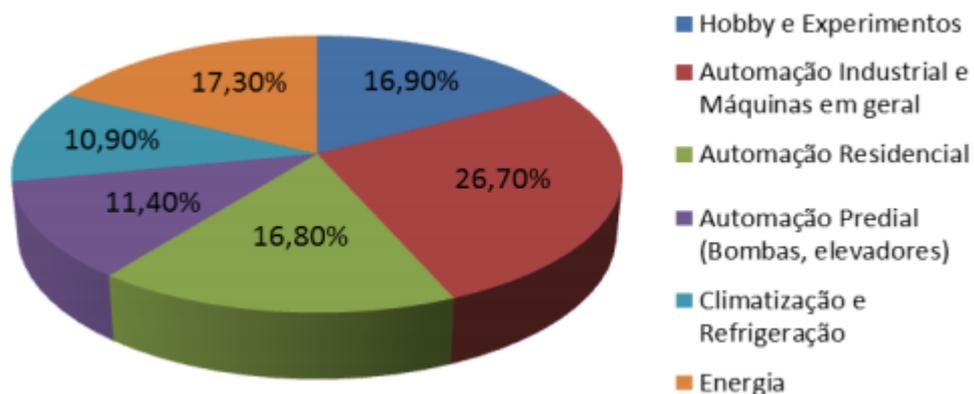
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na primeira parte deste capítulo é abordado a automação no Sistema Elétrico de Potência (SEP) e suas vantagens. Dada esta evolução e a criação de um sistema supervisor à distância, foi possível a monitoração dos estados dos equipamentos, a visualização de alarmes e o envio de sinais para comandar equipamentos. Na sequência, são mostradas técnicas e modelos que já foram desenvolvidos e são utilizados atualmente para o problema de filtragem de alarmes no sistema supervisor, bem como uma cronologia dos primeiros estudos acerca do tema até os dias atuais.

2.1 TECNOLOGIA DA AUTOMAÇÃO EM SUBESTAÇÕES

Um sistema de proteção, para ser considerado robusto, deve responder com rapidez, ter segurança, ter seletividade, sensibilidade, precisão, entre outros. Tais melhorias se consolidaram a partir do desenvolvimento de sistemas automatizados. Entre as diversas tecnologias presentes hoje no mercado, o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) vem tomando espaço já faz algum tempo. Basicamente, um sistema deste tipo pode ser aplicado em qualquer operação que necessite de um processo para ser realizado, onde se deseja supervisionar, guardar e tratar os dados colhidos da atividade em questão. Na figura 2 abaixo é mostrado um gráfico mostrando diversas áreas onde se pode aplicar um sistema de estrutura SCADA.

Figura 2 – Exemplos de áreas com aplicação SCADA. Software: ScadaBR.



Fonte: Faria (2012)

Os dados do gráfico acima são especificamente do software ScadaBR, porém, atualmente existem muitos outros tipos de softwares de estrutura SCADA, uns melhores que outros, com mais recursos e com maior empregabilidade no mercado. Alguns exemplos são: Visual, Beremiz, openSCADA, Mango, Likindoy, ScadaBR, Elipse

SCADA (FARIA, 2012), VTSCADA, RealFlex, WebSCADA, Movicon, iFIX, IndigoSCADA, Advantech Estúdio (MACHADO, 2013).

Para que se possa fazer um tratamento na aquisição dos alarmes, independente do software SCADA escolhido, é necessário que se tenha acesso às informações dos acontecimentos, ou seja, ler a lista de dados colhidos e armazenados pelo sistema SCADA. Em geral, estas listas são chamadas de *Sequence of Events* (SOE) - Sequência de Eventos.

Segundo (PEREIRA, 2011), a SOE deve conter todos os registros cronológicos e sequenciais das mudanças de estado de todos os equipamentos supervisionados. Para que se possa realizar um tratamento dos dados, ainda que não se tenha um padrão formalizado para a estrutura e *layout* da lista de eventos, no mínimo deverá conter:

- estampa de tempo com boa precisão (milissegundo ou melhor);
- identificação do circuito através de uma sigla;
- descrição do ponto supervisionado;
- o estado do equipamento (exemplo: para disjuntor a descrição do estado seria aberto ou fechado).

Apenas para visualização do impacto e da importância da automação nos dias atuais, na figura 3 apresentada há uma imagem comparativa de um Centro de Operação do Sistema (COS) antigo e um centro de operação atual e automatizado.

Figura 3 – Evolução da automação.



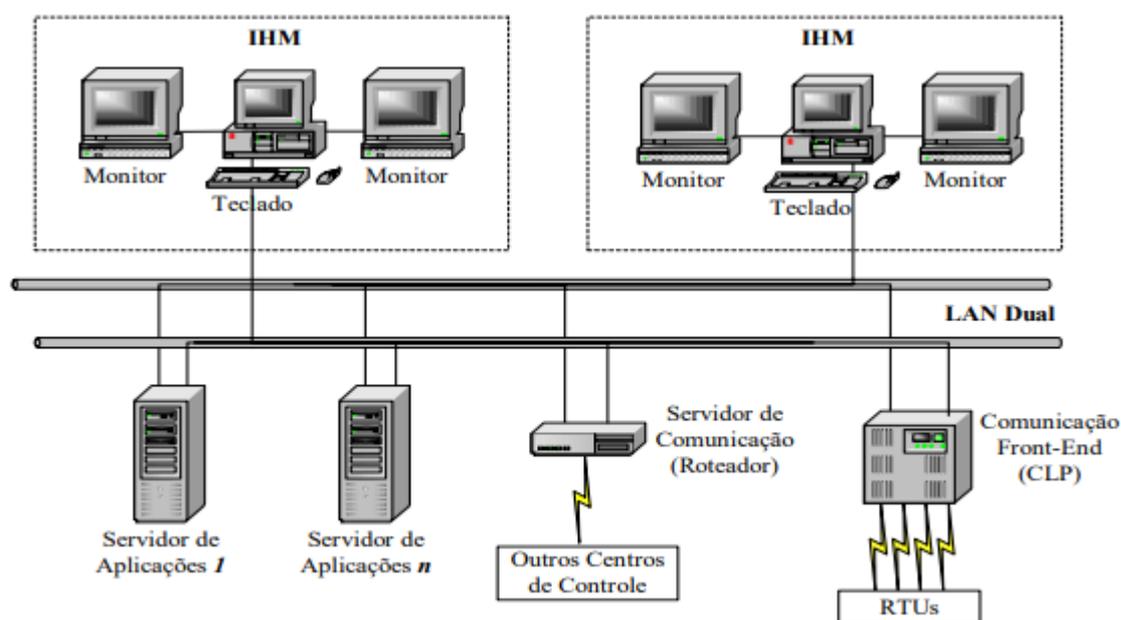
Fonte: Adaptado de (MACHADO, 2013) e (TURELLA, 2018)

Para que a subestação esteja em operação, uma vez que ela está completamente automatizada, não se faz necessário um mantenedor (funcionário responsável pela subestação) no local. O mantenedor é acionado para comparecer ao local apenas

caso falhe a comunicação com o COS por muito tempo ou para inspecionar visualmente algum equipamento. Uma vez que não é necessário um funcionário no local, a automatização deve incluir todas as informações para que se possa operar com segurança e manter a qualidade da energia. Para isto, devem ser implementados vários pontos de monitoramento com comunicação entre a planta local e o COS. Desta forma, é possível que o operador tenha presente todas as informações de campo disponíveis no Sistema Digital de Supervisão e Controle (SDSC): valor dos parâmetros físicos medidas, estados dos equipamentos (aberto ou fechado, por exemplo), atuações das proteções e todas as demais informações que se deseja saber/monitorar.

Segundo (SOUZA, 2008), geralmente as medidas repassadas para o centro de operação são os fluxos de potência ativa e reativa, medidas de tensões e correntes, porém, demais medidas são comuns, tais como tap e ventilação forçada dos transformadores, medida do nível do tanque do óleo, pressão e etc. Na figura 4 é mostrado o esquema típico de um sistema SCADA, onde Interface Homem-Máquina (IHM) representa o local que é possível visualizar as medidas e realizar o controle dos equipamentos.

Figura 4 – Esquema típico de um sistema SCADA.



Fonte: (SOUZA, 2008)

Percebe-se então que não apenas os alarmes referentes às proteções ativas aparecem para o operador, mas também quaisquer informações e medidas que desviem do seu valor ou estado nominal. Deste modo, dependendo do tamanho da perturbação no sistema, pode ser gerado grandes quantidades de informações para o operador processar.

2.2 MODELOS DE PROCESSOS INTELIGENTES DE ALARMES

A tecnologia da automação hoje possibilita que todo o sistema de transmissão de energia elétrica do Brasil seja monitorado e controlado pelo *Energy Management System* (EMS), avanço este necessário para que, juntamente com ferramentas e sistemas de supervisão, seja possível garantir a qualidade da energia requerida hoje pelos órgãos de fiscalização (DECANINI, 2012).

Desde que o aumento da demanda de energia elétrica e, em consequência, o aumento do porte do Sistema Interligado Nacional (SIN) vem acontecendo, tem sido motivador o estudo e implementação de processos inteligentes para diagnósticos de faltas através dos alarmes gerados pelo sistema supervisorio. Com o surgimento de novas tecnologias de monitoramento dos parâmetros elétricos, tais como dispositivos inteligentes eletrônicos (*Intelligent Electronic Device* (IED)) e Unidades Terminais Remotas (RTUs), e também com a modernização e interligação do setor elétrico, é comum aparecer grandes quantidades de alarmes no sistema supervisorio quando acontece alguma falta no SEP (LIMA OLIVEIRA, 2013).

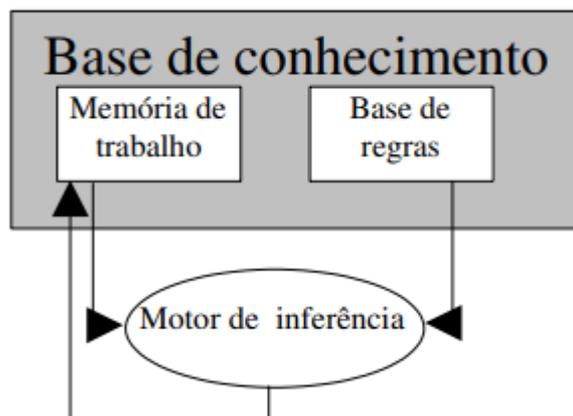
Em geral, empresas que prestam serviços e/ou assumem a operação da subestação para transmissoras de energia e não têm softwares de processamento inteligente de alarmes, classificam os alarmes de acordo com prioridades, ou seja, alarmes para os que necessitam de maior atenção e eventos para os não tão importantes. Os alarmes com maiores relevâncias para recomposição ficam em cores mais fortes (vermelho ou laranja por exemplo), e os alarmes de menores relevâncias são classificados como eventos, em colorações mais suaves (amarelo, azul, verde etc). Ainda que, de certa forma, esta técnica auxilie o operador, não é o ideal porque ainda assim há uma quantidade enorme de alarmes e eventos que são disparados na tela de operação, estressando, confundindo e retardando a tomada de decisão do operador. Dada a importância de uma classificação inteligente de alarmes gerados por uma determinada falta, abaixo é feita uma breve revisão dos métodos mais utilizados até hoje para este problema.

2.2.1 SISTEMAS ESPECIALISTAS

Em meados da década de 80 começaram os primeiros estudos sobre sistemas especialistas aplicado ao problema de faltas, sendo assim o primeiro método baseado em inteligência artificial usado para diagnóstico de faltas (LEÃO, 2011). Como o próprio nome sugere, sistemas especialistas buscam, através de um programa computadorizado, simular as decisões de um ser humano especialista na área em questão. A estrutura completa do método que o permite fazer uma tomada de decisão é mostrada na figura 5.

A base do conhecimento deste método é formada pelo bloco de regras e pela

Figura 5 – Modelo de um Sistema Especialista.



Fonte: (CARDOSO JR, 2004)

memória de trabalho já adquirida. A base de regras deve ser descrita por um operador que já tenha o domínio do assunto e queira contribuir para a confecção deste sistema. O motor de inferência é responsável por analisar as entradas de dados no sistema e por aplicar as regras juntamente com a memória de trabalho, realizando desta forma o controle do método (CARDOSO JR, 2004).

Tabela 2 – Prós e contras - Sistemas especialistas.

Prós	Contras
Redução de sobrecarga do operador	Necessidade de um especialista para colaborar com o desenvolvimento da base de conhecimento do método
Prevenção de erros humanos	Sistema incapaz de realizar generalizações. Não responde por questões fora da base de conhecimento
Maior segurança e agilidade nas decisões	Dificuldade de validação total da base de conhecimento uma vez que existem ocorrências raras que podem não terem sido programadas pelo especialista
Retenção vitalícia do conhecimento da operação	Aumento da topologia da rede gera grande esforço para estimar todas regras necessárias na base de regras
Maior aceitação da ferramenta uma vez que é possível rastrear o porque das decisões tomadas pelo método (regra if-then)	

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011) e (CARDOSO JR, 2004)

Na tabela abaixo são mostrados alguns trabalhos já publicados na área, datados em ordem desde o começo dos estudos sobre este método.

Tabela 3 – Trabalhos propostos - Método SE.

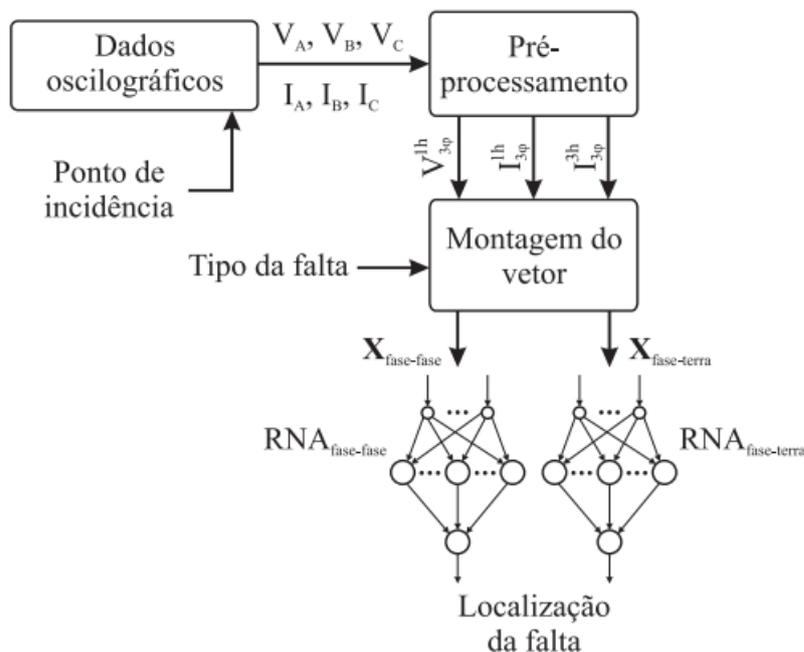
Autor	Ano	Método
Wollenberg	1986	SE (PIA)
Talukdar, Cardozo e Perry	1986	SE
Fukui e Kawakami	1986	SE
Jeyasurya et al.	1990	SE
Protopapas, Psaltiras e Machias	1991	SE
Hsu et al.	1991	SE
Dabbaghchi e Gursky	1993	SE
Park, Kim e Sohn	1997	SE
Lee, Ahn e Park	2000	SE

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011)

2.2.2 REDES NEURAIIS ARTIFICIAIS

As redes neurais artificiais tendem a se portar com base no comportamento do cérebro humano. Neste método se busca validar um modelo matemático para os neurônios biológicos e suas diversas conexões em rede. Basicamente, a informação é distribuída em um grande conjunto de elementos simples (chamados de neurônios artificiais) que fazem a mesma função: soma ponderada de suas entradas realizando diferentes transformações (lineares ou não-lineares) em cima desses resultados. Na figura 6 é mostrado um diagrama de blocos para localização de faltas usando RNA desenvolvido por (MORETO, 2005).

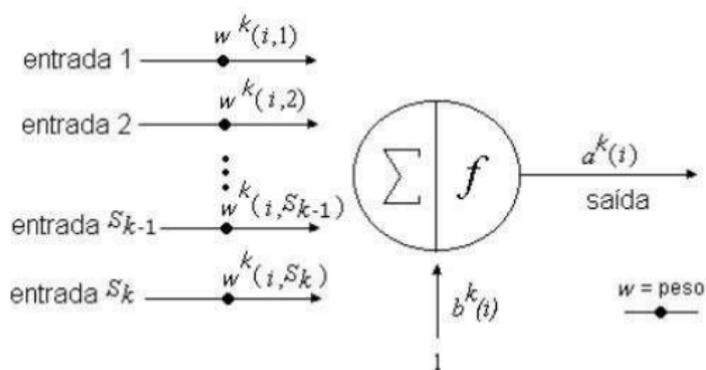
Figura 6 – Diagrama de blocos para classificação de faltas usando RNA.



Fonte: (MORETO, 2005)

Outra maneira de enxergar a definição destes tipos de redes é como sugerem outros autores (LEÃO, 2011), (CARDOSO JR, 2004), como um conjunto de formas para aproximações de funções para resolverem problemas complexos no que diz respeito a interpretação e classificação dos casos. Na figura seguinte é mostrado o modelo matemático de um nó da rede, na sequência segue uma tabela comparativa entre vantagens e desvantagens desta metodologia.

Figura 7 – Modelo de um nó da RNA.



Fonte: (CARDOSO JR, 2004)

Tabela 4 – Prós e contras - Redes Neurais Artificiais.

Prós	Contras
Capacidade de interpolação - capazes de produzir resultados com dados ruidosos (pouco sensível a ruídos) ou situações em que não foram treinadas	Dependem dos status das chaves e disjuntores o que implica em um aumento considerável de conexões da rede para sistemas de grande porte
Capazes de adquirir novos conhecimentos para novos cenários de falhas, bastando apenas adicionar novos dados no conjunto de treinamento	É necessário implementar todos os dados da rede (neurônios artificiais e conexões), dificultando a implementação em sistemas maiores
Baixo tempo de resposta devido ao paralelismo intrínseco	Dificuldade em saber até que ponto treinar o modelo, uma vez que poucos dados implicam em um modelo pouco preciso e dados em demasia ocasiona um treinamento demorado e perda da capacidade de generalização do sistema

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011) e (CARDOSO JR, 2004)

Tabela 5 – Trabalhos propostos - Método RNA.

Autor	Ano	Método
Yang, Chang e Huang	1994	RNA
Yang, Chang e Huang	1995a	RNA
Yang, Chang e Huang	1995b	RNA
Rodriguez et al.	1996	RNA
Silva et al.	1996	RNA
Souza et al.	2001	RNA
Bi et al.	2002	RNA
Lin, Lin e Sun	2004	RNA
Moreto	2005	RNA

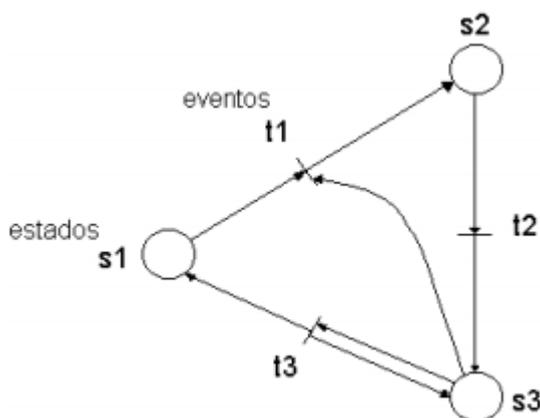
Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011).

2.2.3 REDES DE PETRI

Esta rede foi desenvolvida por Carl Adam Petri em 1962 e desde então ficou conhecida como Rede de Petri (RP). Esta rede possui características de paralelismo,

assincronicidade, divisão de recursos e concorrência. É uma metodologia para representação de sistemas através de técnicas gráficas e matemáticas (SANTOS, 2012).

Figura 8 – Exemplo simplificado de uma Rede Petri.



Fonte: (CARDOSO JR, 2004)

Na figura acima é possível observar um exemplo gráfico simplificado de uma rede de petri. Este tipo de rede sempre é representada por arcos, lugares e transições, que assim modelam o estado do processo, o tipo de evento ocorrido e as regras ou lei de evolução do processo (SANTOS, 2012). Outras metodologias foram derivadas da proposta por Petri, tais como redes de petri colorida (SANTOS et al, 2007) e redes de petri hierárquica (SAMPAIO, 2002) que, em suma, derivam da ideia proposta na figura acima. Como o objetivo deste capítulo é apenas apresentar as técnicas usada para a solução do problema de aquisição e tratamento de alarmes, a formulação matemática será omitida para este modelo.

Tabela 6 – Prós e contras - Redes de Petri.

Prós	Contras
Fácil entendimento uma vez que esta ferramenta pode ser entendida na forma gráfica	Difícil diagnóstico caso os relés e disjuntores da rede estejam em condições precárias de funcionamento
Grande capacidade em modelar e analisar sistemas discretos e assíncronos como é o caso da proteção do SEP	Para sistemas de grande porte a ferramenta gráfica perde a utilidade uma vez que fica inviável esquematizar e visualizar todo o modelo
	Incapacidade de generalização, ou seja, todo o modelo deve ser projetado para, dado uma entrada, ter uma saída satisfatória

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011), (SANTOS, 2012) e (CARDOSO JR, 2004)

Há outras metodologias que se assemelham muito com a Rede de Petri (RP), por serem gráficas e representadas por nós, como é o caso das Redes Causa-Efeito, ou, *Cause-Effect Network - CEN* (LEÃO, 2011). Uma aplicabilidade desta rede pode ser vista no trabalho de Chen (2011), onde é proposto que a CEN trabalhe em conjunto com outro tipo de método chamado Lógica Fuzzy, que será apresentado no próximo tópico. Chen propôs que as filosofias de proteção e a relação entre os equipamentos da rede fossem tratados pela CEN, enquanto a lógica fuzzy compara a veracidade dos fatos, realizando assim o diagnóstico completo de faltas (LIMA OLIVEIRA, 2013).

Tabela 7 – Trabalhos propostos - Métodos RP e CEN.

Autor	Ano	Método
Lo, Ng e Trecat	1997	RP
Lo et al.	1999	RP
Huang et al.	2000	RP
Chen, Liu e Tsai	2001	CEN
Chen, Tsai e Lin	2011	CEN

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011)

2.2.4 LÓGICA NEBULOSA

Conhecida como lógica *fuzzy* (*fuzzy logic*) ou lógica nebulosa, esta metodologia de tomada de decisões procura se aproximar à decisão humana (LEÃO, 2011). Em suma, variáveis internas são programadas para que o programa tenha capacidade de responder de formas mais abstratas, ou seja, saindo do padrão de resposta sim/não, como por exemplo, "provável que sim", "bem que poderia ser", "talvez não seja isso", etc.

Tabela 8 – Prós e contras - Lógica *fuzzy*.

Prós	Contras
Funções internas podem ser alteradas para representarem dinamicidade da rede, equipamentos, condições de tempo e etc.	Funções de pertinências devem ser escritas por operadores experientes
O modelo consegue lidar muito bem com sinais inesperados, pouco sensível ao que não está programado	De acordo com a desvantagem anterior, é difícil implementar um sistema que seja robusto com falhas pouco conhecidas, falhas nos equipamentos ou funcionalidade errônea dos mesmos
Fácil implementação de novas regras na base de conhecimento uma vez que as saídas usam poucas regras não seguem uma ordem certa	

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011), (SANTOS, 2012) e (CARDOSO JR, 2004)

Tabela 9 – Trabalhos propostos - Métodos Adaptados.

Autor	Ano	Método
Chang et al.	1997	SE + Lógica <i>Fuzzy</i>
Monsef, Ranjbar e Jadid	1997	SE + Lógica <i>Fuzzy</i>
Chen, Liu e Tsai	2000	CEN + Lógica <i>Fuzzy</i>
El Fergany, Yousef e El Alaily	2001	SE + RNA
Chin	2003	CEN + Lógica <i>Fuzzy</i>
Min et al.	2004	Matriz 3D + Lógica <i>Fuzzy</i>
Souza et al.	2004	RNA + Lógica <i>Fuzzy</i>
Junior, Rolim e Zürn	2004	RNA + SE
Sampaio, Barroso e Leão	2005	RPC-H
Su e Zhao	2006	RS + RNA + SE
Luo e Kezunovic	2008	RP + Lógica <i>Fuzzy</i>
Chen	2011	CEN + Lógica <i>Fuzzy</i>

Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011).

2.2.5 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

Além das metodologias já citadas acima neste capítulo, alguns autores também desenvolveram ferramentas para o problema de diagnóstico de faltas através de modelos de otimização. De acordo com (LIMA OLIVEIRA, 2013), os métodos de otimização podem ser divididos em dois grupos: os de algoritmos exatos e os algoritmos heurísticos. A principal diferença entre esses dois grupos é que os exatos garantem que uma solução ótima será encontrada em um espaço de tempo finito, ao contrário dos heurísticos, que não garantem uma solução ótima.

Na tabela abaixo são mostrados alguns trabalhos de otimização, dentre eles: algoritmos genéticos (AG), busca tabu (BT) e algoritmo imunológico (AI). De maneira geral, estes algoritmos tendem a modelar as seções da rede e os estados esperados dos disjuntores e relés de proteção. A partir deste ponto, cada um deles têm suas funções particulares que funcionam de maneira diferente para buscar uma solução.

Tabela 10 – Trabalhos propostos - Métodos de otimização.

Autor	Ano	Método
Wen e Han	1995	Otimização - AG
Wen e Chang	1997a	Otimização - AG
Wen e Chang	1997b	Otimização - BT
Wen e Chang	1998	Otimização - AG
Chang, Tian e Wen	1999	Otimização - ACS
Huang, S.-J	2002	Otimização - AI

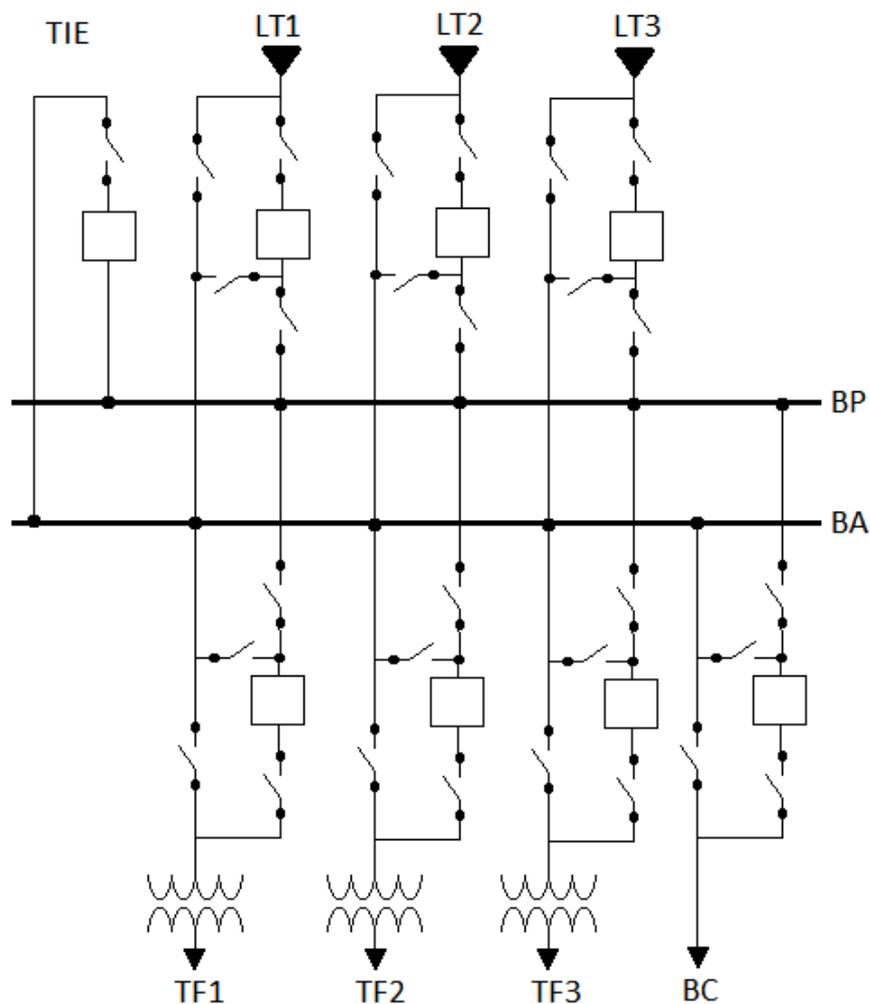
Fonte: Adaptado de (LEÃO, 2011)

3 DESENVOLVIMENTO

Este capítulo aborda a principal questão deste trabalho. Aqui é proposto um modelo de subestação de transmissão, tendo como base um diagrama unifilar de operação e de proteção de uma subestação já existente e em operação no sistema elétrico de potência. A ideia é analisá-la por partes, desde seus equipamentos presentes, proteções e alarmes disponíveis para a operação. A segunda seção trata de, através de um estudo das proteções e da lógica dos alarmes, propor um método para realizar o diagnóstico de faltas e implementá-lo em software. Simulações são realizadas no final deste capítulo para validar o método apresentado.

3.1 SUBESTAÇÃO

Figura 9 – Subestação proposta.



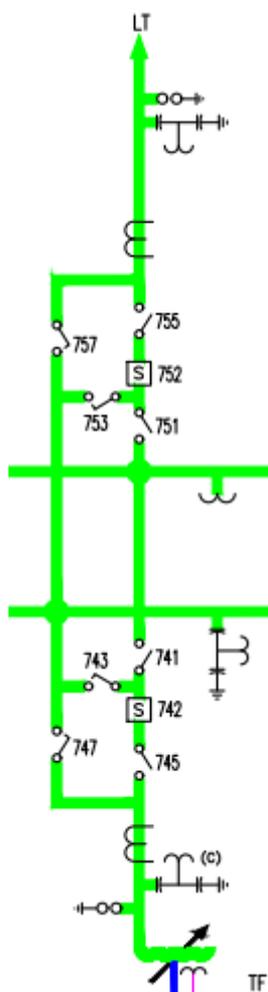
Fonte: Autoria própria

Na figura 9 acima é mostrada a subestação proposta para a realização deste trabalho. Tendo base em uma subestação real (situada na região sul do Brasil), o proposto conta com três linhas de transmissão, três transformadores, um *TIE* (circuito responsável pela transferência de energia entre as barras principal e auxiliar) e um banco de capacitor. A subestação conta com uma estrutura de barramento duplo (principal e auxiliar) e disjuntores duplos. Cada *bay* (nome típico dado ao conjunto de equipamentos, geralmente eles: disjuntor, chaves seccionadoras e transformador de corrente) conta com quatro chaves seccionadoras (exceto o circuito de transferência de barra (*TIE*), que conta com apenas um disjuntor e uma chave seccionadora).

3.1.1 Equipamentos

A entrada de energia da subestação é composta por três *bays*, um pra cada LT. Além das chaves seccionadoras, cada conjunto contém um disjuntor e equipamentos de medições (Transformador de Corrente (TC) e Transformador de Potencial (TP) capacitivo) como é possível observar na figura abaixo.

Figura 10 – Subestação proposta.



Fonte: Adaptado do diagrama unifilar original

Também pode ser observada a questão das medições nas barras da subestação, tanto na principal (superior) que há um TP para verificar se o potencial está dentro do estipulado por norma, como na barra auxiliar que tem sua medição feita por um TP. Os bays na alta tensão dos transformadores têm as mesmas configurações de equipamentos dos bays das LTs.

3.1.1.1 Relés de proteção

Para que se possa realizar um tratamento nos alarmes de uma subestação, é necessário ter informações sobre as proteções (funções de proteção) que cada relé irá atuar. Essas informações podem ser obtidas de algumas formas, a depender do que há disponível para o projetista do sistema de diagnóstico de faltas. Por exemplo, se a subestação for nova e nunca esteve em operação, não há dados para se trabalhar, necessitando, assim, projetar o sistema de diagnóstico através de um estudo

das proteções. As principais maneiras de se obter as informações necessárias são: analisando o diagrama unifilar de proteção; retirando as informações necessárias do cadastro de alarmes do sistema supervisorio; obtendo estes dados das próprias listas de alarmes já geradas pelo SCADA em faltas passadas (neste último é necessário que a subestação já tenha dados históricos de faltas anteriores). Nas próximas figuras são mostradas algumas informações de proteção retiradas do diagrama unifilar de proteção original.

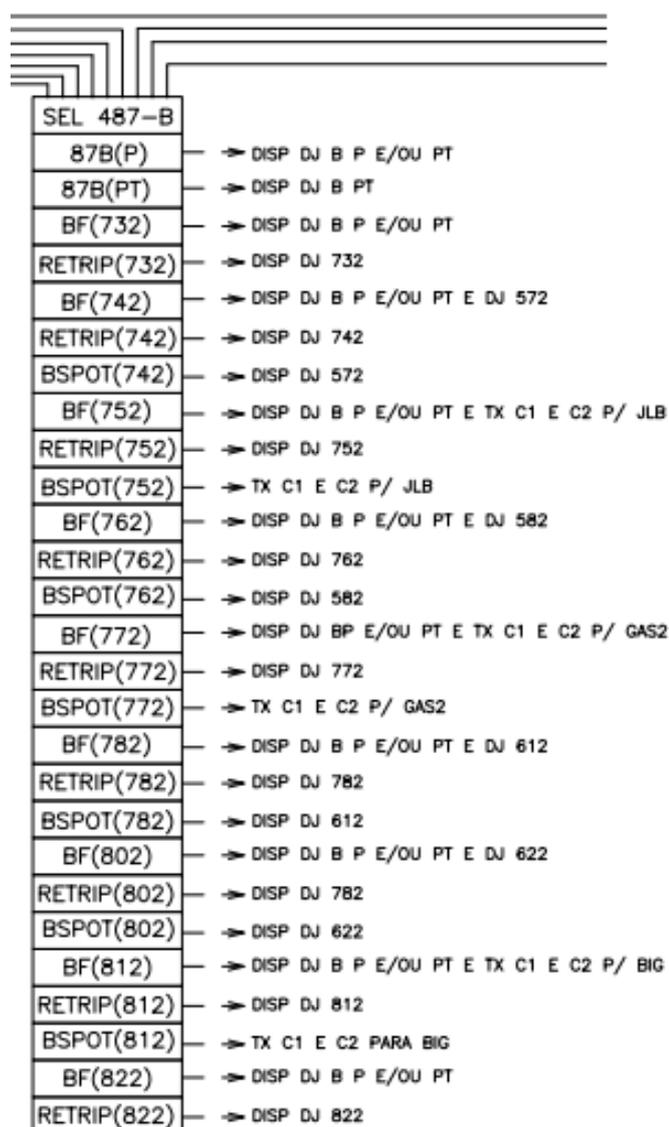
Figura 11 – Proteções das LTs.

LT 1	LT 2	LT 3
PP	2PP77	2L11PP1
SEL 421	7SL87	7SD522
POTT(21P/21NP)	87L	87L
POTT(67NP)	21-1/21N1	21-1/21N1
21-1/21N1	21-2/21N2	21-2/21N2
21-2/21N2	67NT	21-3/21N3(R)
21-3/21N3	SOTF	67NT
67NI/67NT	59H	SOTF
SOTF	59L	59H/59L
59H/59L	CANAL C	CANAL C
68	68	68
79/25(3P)	25/79(1P/3P)	25/79(1P/3P)
79(1P)	25/79(3P)	25/79(3P)
ECO	60	60
CANAL C1	OSC./LDL	OSC./LDL
60		
OSC/LDL		

Fonte: Adaptado do diagrama de proteção original

Observando a figura 11 acima, é possível notar que as proteções das linhas de transmissão da subestação são providas de três relés diferentes: SEL 421; SIPROTEC 7SL87 e SIPROTEC 7SD522, respectivamente. Apesar de algumas diferenças entre os relés, todos esses contêm as proteções mais típicas e necessárias de LT, proteção de distância (21), sobrecorrente direcional (67) e religamento automático (79), suficientes para realização do proposto. Estas nomenclaturas, como todas as outras presentes neste trabalho, estão conforme tabela *American National Standards Institute* (ANSI).

Figura 12 – Proteções dos barramentos.



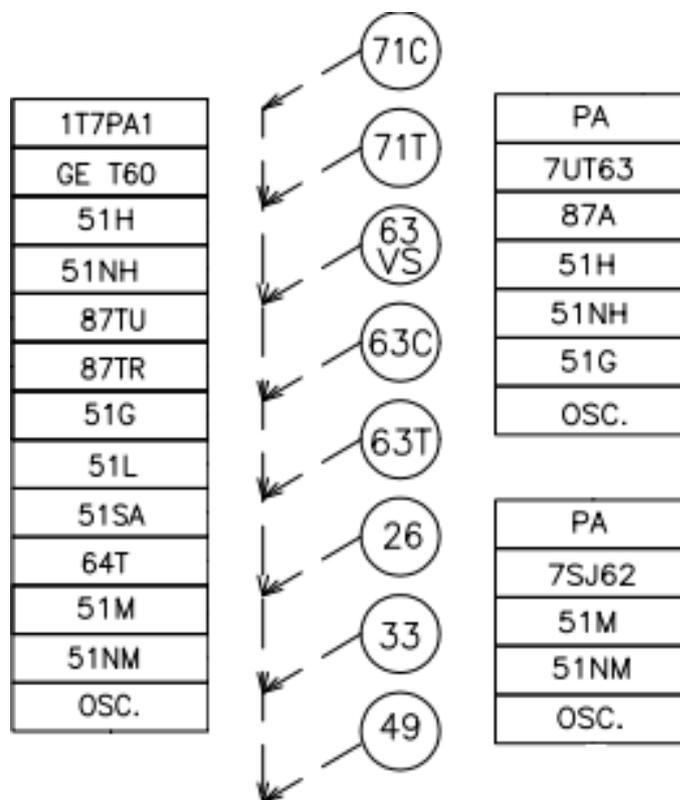
Fonte: Adaptado do diagrama de proteção original

As proteções relacionadas com os barramentos, neste caso, são implementadas pelo relé SEL 487-B: relé diferencial de barras e falha de disjuntor. O relé diferencial é responsável pela comparação da energia que está entrando nas barras e a energia que está saindo delas. É possível observar na figura acima vários fios entrando no relé, estes fios são amostras de correntes obtidas dos *bays* que antecedem a barra (LTs) e dos *bays* pós barras (alta tensão dos transformadores).

Vale ressaltar que nas figuras desta seção estão representadas apenas as proteções principais dos equipamentos. Como há várias possibilidades de falhas por inúmeros motivos, sempre há um relé para proteção redundante, comumente chamado de relé de retaguarda, programado para ser acionado caso não ocorra a proteção pelo relé principal.

Transformadores de potência são equipamentos imprescindíveis no SEP para compatibilizar os níveis de tensões entre geração, transmissão e distribuição. Esses equipamentos, pelo seu preço elevado, por ser de difícil e demorada fabricação e por sua funcionalidade, necessitam ser bem protegidos para que o sistema tenha uma boa confiabilidade. Em geral, as principais proteções que se aplicam ao transformador de potência são: sobrecorrente; proteções relacionadas ao uso interno de óleo e gases gerados e diferencial entre os enrolamentos de alta e baixa tensão do transformador.

Figura 13 – Proteções dos transformadores.



Fonte: Adaptado do diagrama de proteção original

Na figura acima é possível conferir essas proteções (entre outras) presentes no diagrama de proteção original da subestação em questão. Observa-se também que cada transformador tem sua proteção realizada por um relé diferente, porém todos têm as principais proteções.

Na figura abaixo, conforme pode ser visto, as proteções (primária e secundária) do banco de capacitor são feitas por dois conjuntos de relés: REX521 e SPAJ160C, ambos produzidos pela ABB.

Figura 14 – Proteções do banco de capacitores.

REX521
50/51
50/51N
59
27
OSC.
SPAJ160C
61
49
37

Fonte: Adaptado do diagrama de proteção original

3.2 MÉTODO E IMPLEMENTAÇÃO EM SOFTWARE

Como visto no capítulo 2 deste trabalho, há diversos métodos de processos inteligentes e que já foram testados para o problema de diagnóstico de faltas. Ainda mais, cada método mostrado tem seus prós e contras em vários critérios como: redução de carga para o operador, estrutura interna, retenção de conhecimento, aceitação no mercado, tempo de resposta, capacidade de generalização, entre outros. Para que se possa de fato implementar algum método de diagnóstico de faltas, primeiro, deve-se decidir qual método usar, e isto vai depender de vários fatores que devem ser levados em consideração pelo projetista.

Para este trabalho acadêmico será escolhido o método de Sistemas Especialista (SE). A justificativa da escolha do método decorre do fato de que a planta é de pequeno porte (apenas uma subestação, e não toda uma área interligada de subestações) e é uma metodologia de grande aceitação, conforme pontuado também no segundo capítulo. Além disto, segue abaixo um quadro com as diretrizes, como sugere (SILVA, 2019), de um estudo para viabilidade de implementação do método SE (LIMA OLIVEIRA, 2013).

Tabela 11 – Questões de viabilidade para implementação do método SE.

Questão	Resposta	Justificativa
O tipo de problema reproduz o conhecimento humano na busca de solução?	Sim	O conhecimento humano adquirido é fundamental para a agilidade e segurança da operação
O tipo de problema é heurístico em sua natureza ou é predominantemente algorítmico?	Ambos	A recomposição de um sistema pode ser feita através de estudos técnico dos parâmetros, porém, em geral o sistema é recomposto baseado no comando de um especialista
O conhecimento ou especialização muda periodicamente ou permanece constante?	Ambos	O conhecimento uma vez implementado pode ser alterado ou adicionado à medida que acontecer mudança na rede elétrica
Se experiência é envolvida, ela é relativamente bem entendida e aceita?	Sim	Há sempre um especialista na sala de controle para faltas com difícil recomposição
As entradas do problema são sempre corretas e completas?	Sim	A entrada do problema, neste caso, será retirada da lista de eventos já padronizada no SCADA.
O problema pode ser resolvido por outros meios?	Sim	Há várias maneiras de resolver o problema, porém o método SE apresenta bom desempenho em vários quesitos para esta aplicação
O problema passa o teste do telefone?	Sim	Especialistas na área conseguem resolver o problema à distância, apenas sabendo algumas informações da situação
A abordagem via SE é justificável?	Sim	Apresenta bom desempenho para esta aplicação, conforme já mencionado acima.

Fonte: Adaptado de (SILVA, 2019).

Para que se possa realizar o diagnóstico de falta através da filtragem de alarmes é necessário decidir, baseado em um estudo prévio, quais proteções devem ser filtradas para serem repassadas ao operador. A seção acima retratou quais alarmes os equipamentos têm como padrão de fábrica e, por consequência, caso implementados no sistema SCADA, estarão disponíveis no SOE para o operador.

Observando apenas os equipamentos de uma subestação, enxergar os principais alarmes atuando na tela do software supervisor não aparenta ser complicado, porém, à medida que o sistema supervisor começa a tomar porte a complexidade aumenta. O sistema supervisor pode tomar porte com a expansão de uma subestação ou adicionando novas subestações para serem monitoradas. Em quaisquer dos casos, é comum diversos alarmes atuarem juntos num curto espaço de tempo, dificultando o trabalho de quem está operando à distância.

Vale ressaltar que os alarmes que soam no supervisor não são apenas os

das proteções configuradas em campo. Muitas vezes, soam alarmes de problema de comunicação, alarmes indevidos, limites máximos e mínimos de atingidos, eventos que foram comandados do centro de operação, entre outros. A figura abaixo pode dar uma noção de como se apresenta a tela do supervisor em um evento de falta.

Figura 15 – Exemplo da tela do supervisor em uma atuação.

DataHora	Área	Mensagem
19/12/2011 14:11:18.683	Bay: LT - MAO - Equipamento: 5203	Estado do disjuntor - Aberto
19/12/2011 14:09:16.628	Bay: ServiçoAuxiliar - Equipamento: 97...	PSA - Falta fase - Atuado
19/12/2011 14:08:25.065	Bay: ServiçoAuxiliar - Equipamento: 97...	Ar condicionado 1 - Ligado
19/12/2011 13:47:56.947	Bay: LT - MAO - Rele: 01LT3PP1	Falha do Relé 01LT3PP1 - Normal
19/12/2011 13:47:30.194	Bay: LT - SMA - Rele: 01LT2PP1	Falha do Relé 01LT2PP1 - Normal
19/12/2011 13:46:59.938	Bay: LT - SMC - Rele: 01LT1PP1	Falha do Relé 01LT1PP1 - Normal
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: LT - MAO - Equipamento: 5203	Sincronismo OK - Bloqueado
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: LT - MAO	Transferência de proteção transferida - Atuada
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: LT - SMA	Transferência de proteção transferida - Atuada
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: LT - MAO - Equipamento: 5203	Bloqueio/Desbloqueio 50BF - Bloqueado
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: TR1 - Equipamento: 5205	Estado do disjuntor - Aberto
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: LT - SMC - Equipamento: 5201	Estado do disjuntor - Aberto
19/12/2011 11:08:55.164	Bay: LT - SMA - Equipamento: 5202	Estado do disjuntor - Aberto
19/12/2011 10:10:18.748	Bay: TR1 - Equipamento: 2914	Chave Aberta
19/12/2011 10:10:18.748	Bay: TR1 - Equipamento: 2913	Chave Aberta
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - MAO - Equipamento: 5203	Religamento disjuntor - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMA - Equipamento: 5203	Relé religamento ciclo sem sucesso ou bloqueado - Atuado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMA - Equipamento: 5202	Bloqueio/Desbloqueio 50BF - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMA - Equipamento: 5202	Relé religamento ciclo sem sucesso ou bloqueado - Atuado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMA - Equipamento: 5202	Religamento disjuntor - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 5201	Religamento disjuntor - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 5201	Bloqueio/Desbloqueio 50BF - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 2902	Chave Aberta
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 5201	Relé religamento ciclo sem sucesso ou bloqueado - Atuado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC	Transferência de proteção normal - Atuada
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 2903	Chave Aberta
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 5201	Sincronismo OK - Bloqueado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT - SMC - Equipamento: 2903	Local/Remoto - Local
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: BCO - Equipamento: 5208	Falta Vcc comando - Atuado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: LT1 - Equipamento: 5209	Falta Vcc mola - Atuado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: TR2 - Equipamento: 5207	Falta Vcc comando - Atuado
19/12/2011 10:09:36.163	Bay: BCO - Equipamento: 5208	Falta Vcc mola - Atuado

Legenda
(Alta/Média/Baixa) - Alarmes ativos
(Alta/Média/Baixa) - Alarmes normalizados
(Preto) - Eventos sem alarme/Reconhecimentos/Comandos do operador

Fonte: www.elipse.com.br/case/elipse-power-automatiza-subestacao-padre-fialho-da-energisa

No supervisor da figura acima, observa-se que os projetistas da planta no sistema SCADA optaram por separar os alarmes por prioridades de acordo com a cor da mensagem, o que é muito comum de se encontrar quando não existe um software para filtragem e diagnóstico de faltas. Os alarmes de alta severidade geralmente são programados para aparecerem em vermelho, já os de média e baixa severidade variam em cores menos chamativas como verde, azul e amarelo, bem como os eventos (geralmente mensagens de manobras ou comandos executados pelos operadores). É indiscutível que esta tática de coloração de alarmes ajuda os profissionais da área que atuam no centro de operação, como os operadores experientes e que conhecem todas as mensagens e suas configurações. Porém, também é notável que esta abordagem, em diversas situações, não tem a mesma efetividade que uma filtragem e diagnóstico

dos alarmes, como por exemplo, a situação em que atuam simultaneamente diversos alarmes de várias plantas distintas, ou no caso em que o operador responsável ainda não conhece todas as plantas, todos os alarmes ou esteja em treinamento.

Para simular o método SE implementado através de um especialista na área, é necessário determinar quais faltas ocorrem frequentemente e quais podem ocorrer. Através de algumas análises foi possível determinar as faltas mais prováveis por circuito, que são mostradas abaixo.

Possíveis faltas e causas de atuações:

1. Linhas de Transmissão

- Monofásica
- Bifásica ou trifásica

2. Barramentos

- Desbalanço entre o fluxo de energia que entra e o que sai dos barramentos (proteção diferencial)
- Defeito na abertura dos disjuntores das linhas de transmissão
- Defeito na abertura dos disjuntores do banco de capacitor
- Defeito na abertura dos disjuntores dos transformadores

3. Transformadores

- Monofásica (fase-terra)
- Bifásica ou trifásica (entre fases)
- Variação da pressão interna ou formação de gás
- Desbalanço entre o fluxo de energia que entra e o que sai dos transformadores
- Defeito no tanque do comutador sob carga

4. Banco de Capacitor

- Monofásica (fase-terra)
- Bifásica ou trifásica (entre fases)
- Desbalanço de corrente ou tensão
- Desligamento de BC por sobretensão

Com a análise feita acima, é possível montar a base de regras utilizando a atuação das principais proteções e abertura de disjuntores, conforme é mostrado na tabela abaixo. As regras implementadas em software (conforme próximo capítulo) estão dispostas no apêndice deste trabalho.

Tabela 12 – Formulação da base de regras.

Circuito	Se atuou a proteção	Então
LT	(21) + (Disjuntor aberto)	Falta monofásica
LT	(67) + (Disjuntor aberto)	Falta entre fases
Barras	(87B) + (86B)	Atuou proteção diferencial
Barras	(86B) + (50BF) + (21 ou 67)	Defeito abertura do disjuntor LT
Barras	(86B) + (50BF) + (59 ou 60 ou 51N ou 51F)	Defeito abertura do disjuntor BC
Barras	(86B) + (50BF) + (51N ou 51V ou 63C ou 63T ou 87T)	Defeito abertura do disjuntor TF
Trafos	(51N) + (Disjuntor aberto)	Falta monofásica (fase-terra)
Trafos	(51F) + (Disjuntor aberto)	Falta entre fases
Trafos	(63)T + (Disjuntor aberto)	Varição da pressão interna
Trafos	(87T) + (Disjuntor aberto)	Atuou proteção diferencial
Trafos	(63C) + (Disjuntor aberto)	Defeito no tanque do comutador sob carga
BC	(51N) + (Disjuntor aberto)	Falta monofásica (fase-terra)
BC	(51F) + (Disjuntor aberto)	Falta entre fases
BC	(60) + (Disjuntor aberto)	Desbalanço de corrente ou tensão
BC	(59) + (Disjuntor aberto)	Sobretensão

Fonte: Adaptado de (PEREIRA, 2011)

4 SIMULAÇÕES

As simulações serão implementadas na ferramenta desenvolvida para simular sistemas especialistas - *C Language Integrated Production System* (CLIPS). Esta ferramenta de programação foi desenvolvida pela NASA em 1986 e foi sendo cada vez mais refinada. Basicamente, CLIPS foi desenvolvido para facilitar o desenvolvimento de softwares que modelam o conhecimento humano (GIARRATANO, 2019). Para tal, a ferramenta possibilita a formulação de regras que, através do motor de inferência e dos dados de entrada (fatos), possibilita uma saída simulando o conhecimento de um ser humano especialista na área em questão.

Para validar o proposto, foram tomadas algumas listas de alarmes de ocorrências reais, analisadas abaixo.

4.1 OCORRÊNCIA 01

Esta primeira falta teve duração de 36 segundos e cerca de 140 alarmes disparados na tela de operação, disparados pelos equipamentos presentes nas duas extremidades da LT. Por sigilo de informação, não serão apresentadas as listas reais contendo os nomes verdadeiros (dos circuitos, chaves, disjuntores, etc.) desta subestação localizada em Santa Catarina, porém, com intuito de se familiarizar com a sequência verdadeira de alarmes, é mostrado na figura 16 um trecho da lista de alarmes real.

Figura 16 – Trecho SOE real.

		alternada, pelo CRCAP. Proteção permanece operacional, apenas sem a sinalização de atuação para o SSC.
18:38	Serviço Auxiliar	Falha da fonte externa e GGD alimentando as cargas do S.A.
18:41	Serviço Auxiliar	Sinalização de Carregador de Baterias 2 em descarga. Efetuado comando de rearme sem sucesso. Tensão de Entrada em 388 VCA e saída 112 VCC.
18:53	Serviço Auxiliar	Sinalização sem reset de carregador de baterias 1 falha. Efetuado rearme sem sucesso.
18:54	Anormalidade em Equipamentos	Verificado que a câmera do Vertedouro não está aceitando set de posição, pela mesa de controle e pelo joystick virtual. Não permite a leitura da régua do VT. Ciente CRUSD.
20:30	Serviço Auxiliar	Normalizada a falha do carregador de baterias 1, sem intervenção.
20:54	Serviço Auxiliar	Restabelecida a fonte externa. Nota: Parado o GGD.
21:05	Serviço Auxiliar	Normalizada a sinalização de carregador de baterias 2 em descarga, após reset, pelo CRUSD.
22:02	Ligado	GH 1, sincronizado.
21/10		
00:00	Anormalidade em Equipamentos	Normalizado CFTV da UHSD, sem intervenção.
02:50	Desarme	21-1/21N1. SINAPE: 28,7 km falta CN. Tempo: Chuvoso.
02:50	Desarme	21-1/21N1. SINAPE: 28,8 km falta CN. Tempo: Chuvoso.
02:50	Ligado	Relé 79.
02:50	Ligado	Relé 79.

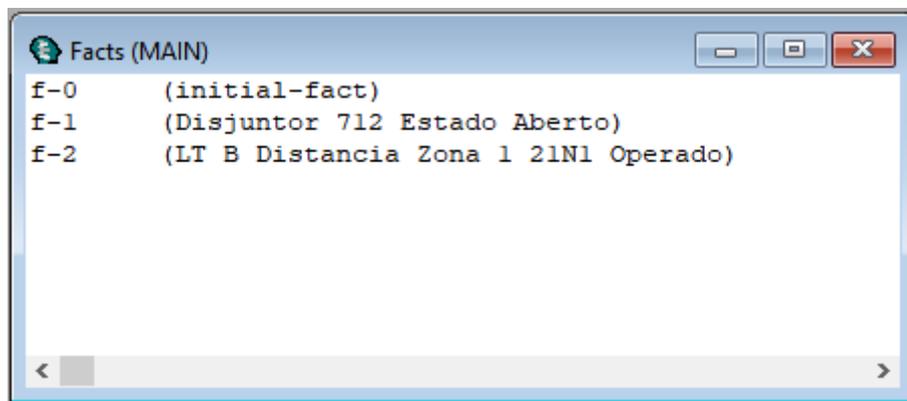
Fonte: SOE real

Desta forma, apenas para maior entendimento, no anexo A está disponível uma adaptação do SOE real da LT. Nas análises das próximas ocorrências as listas de alarmes serão omitidas deste documento.

As filtragens dos alarmes serão feitas manualmente, considerando a estampa de tempo em que a falta se inicia até o momento da normalização do circuito afetado. A filtragem é feita de modo que o SE analise apenas os alarmes ocorridos/acionados durante a ocorrência da falta. Este procedimento manual se justifica partindo do princípio que as listas de alarmes que são analisadas aqui não são extremamente grandes, entretanto, é aconselhado automatizar esta etapa caso o sistema desenvolvido for para fins comerciais.

Nesta primeira ocorrência, após a filtragem, se obteve apenas os alarmes necessários para saber qual tipo de falta aconteceu os quais são usados como fatos no processo de inferência do SE, conforme é observado na figura 17 abaixo.

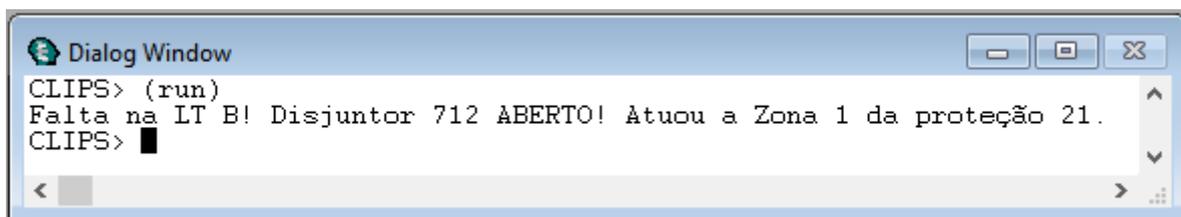
Figura 17 – Fatos após filtragem.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

Com base nos dados de entrada, ou seja, nos fatos acima mostrados, o sistema especialista, através da aplicação de regras previamente programadas, mostra uma saída para o operador, representada na figura abaixo. A regra que foi ativada neste caso foi a da falta em linha de transmissão atuando a proteção de distância 21 e abrindo o disjuntor. Desta forma, o processo de inferência teve êxito pois, conforme conferido no relatório de ocorrência real, a falta realmente foi na linha de transmissão atuando proteção 21.

Figura 18 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.

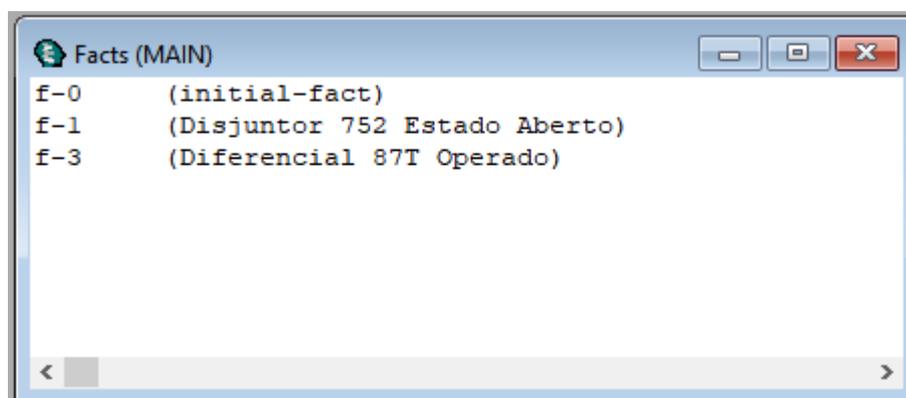


Fonte: CLIPS. Autoria própria

4.2 OCORRÊNCIA 02

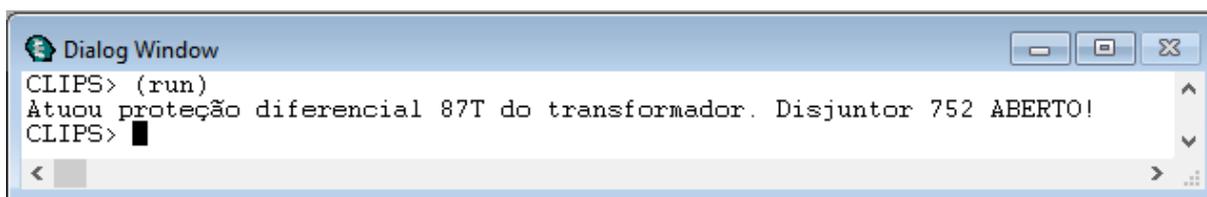
Gerando 27 alarmes em 3 segundos, esta falta provocou a atuação do relé diferencial 87T do transformador. Após o processo de filtragem, alimentando com os fatos necessários para a execução do CLIPS, obteve-se as figuras abaixo. Conferindo o Relatório de Registro de Ocorrência (RRO), percebeu-se o acerto da aplicação das regras sobre os fatos e o acerto do tipo de falta ocorrida.

Figura 19 – Fatos após filtragem.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

Figura 20 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.

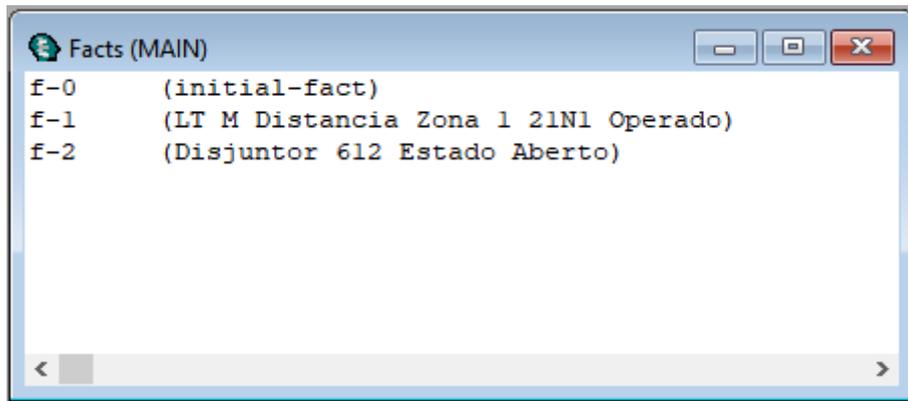


Fonte: CLIPS. Autoria própria

4.3 OCORRÊNCIA 03

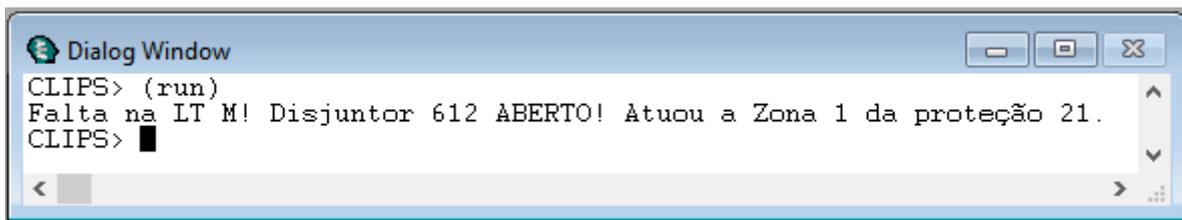
Com 42 alarmes disparados em 3 segundos, esta ocorrência após filtragem resultou apenas nos alarmes necessários para a inferência das regras do sistema especialista. Segundo o RRO, esta falta provocou abertura nos extremos da linha de transmissão, atuando proteção de distância e logo em sequência o religamento definitivo.

Figura 21 – Fatos após filtragem.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

Figura 22 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

Através das figuras acima é possível concluir que o método de inferência teve sucesso com os fatos apurados através das regras previamente implementadas, gerando o resultado de falta na linha de transmissão.

4.4 OCORRÊNCIA 04

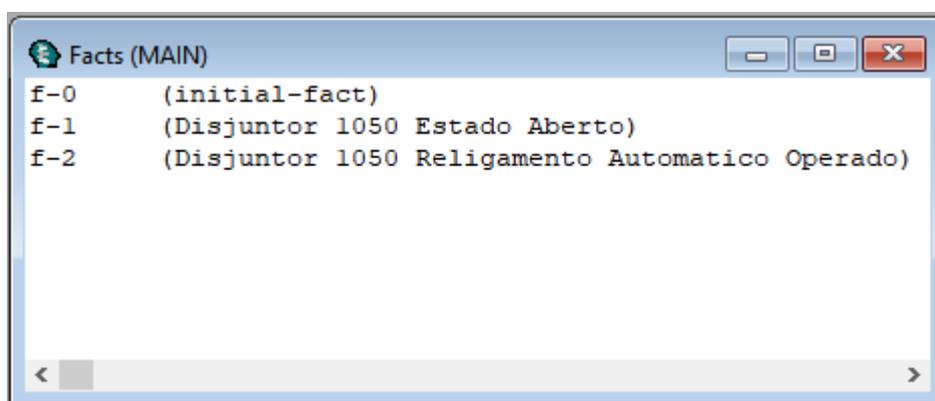
Esta ocorrência gerou 34 alarmes em apenas 2 segundos. Segundo o RRO, ocorreu uma falta na linha de transmissão abrindo o disjuntor e atuando a proteção de religamento automático (79). Entretanto, por alguma eventualidade, no registro do SOE não consta atuação de nenhuma outra proteção antes do religamento automático. Desta forma o sistema especialista não foi capaz de chegar a nenhuma conclusão. Isto decorre do fato de que não há uma regra programada envolvendo a sequência de fatos: "Disjuntor Aberto" e "Religamento Automático".

Supondo que a proteção que atuou e mandou o sinal para abrir o disjuntor fosse a proteção de distância, que a saída do relé 21 estivesse queimada há algum tempo (e sem prazo para consertá-la) e o especialista soubesse deste fato, é possível gerar uma

regra para condensar estas informações para o operador. Isto justifica a importância de ter um especialista que já conhece o sistema e a subestação em questão na hora de projetar o SE, pois esta situação pode ser algo que aconteça frequentemente.

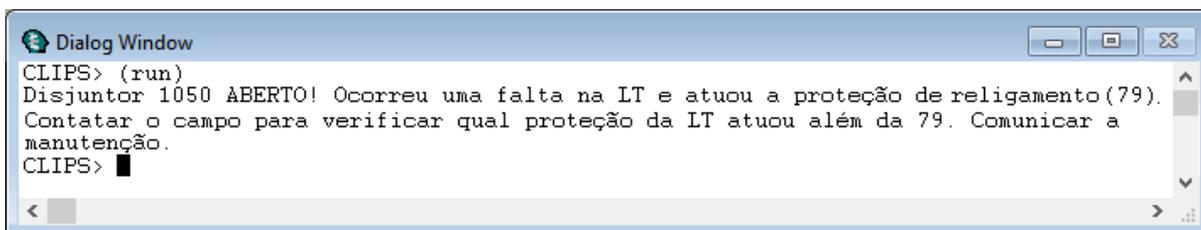
Para resolver este problema foi adicionada uma regra no CLIPS considerando a situação que abre os disjuntores de uma LT e atua apenas a proteção de religamento (79). Nestas condições, o processo de inferência conclui que ocorreu uma falta e alguma proteção atuou, porém, não apareceu o alarme no SDSC (há diversos motivos pelo qual uma proteção pode não estar aparecendo na lista de alarmes: ponto mal configurado, saída de comunicação do relé queimada, problemas de configuração de *drivers*, entre outros).

Figura 23 – Fatos após filtragem.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

Figura 24 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.

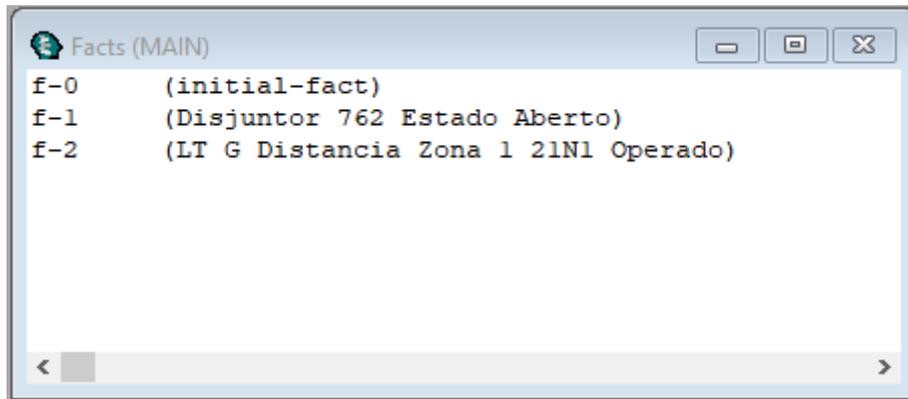


Fonte: CLIPS. Autoria própria

4.5 OCORRÊNCIA 05

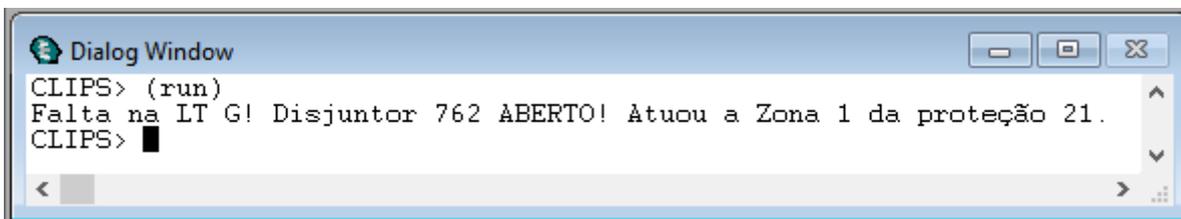
Com uma boa quantidade de alarmes na tela de operação, aproximadamente 194 alarmes em 63 segundos, esta falta corresponde ao desarme de LT nos extremos. As figuras referentes aos fatos selecionados e ao resultado do CLIPS estão mostradas abaixo, respectivamente.

Figura 25 – Fatos após filtragem.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

Figura 26 – Saída do processo de inferência após aplicação das regras.



Fonte: CLIPS. Autoria própria

4.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Na seção acima foram mostradas cinco análises de SOE, porém, ao todo, foram analisadas oito listas oriundas de ocorrências reais, selecionadas aleatoriamente. Como seis amostras eram provindas da atuação da proteção de distância (21) em LT, e apenas duas de atuações de outras proteções, optou-se por detalhar apenas três atuações da proteção de distância na seção anterior, entretanto, abaixo segue uma tabela contendo dados de todas as amostras obtidas.

Tabela 13 – Resumo das ocorrências.

Ocorrência	Nº alarmes	Tempo da falta (s)	Nº alarmes filtrados	Êxito na aplicação das regras?
01	140	36	2	Sim
02	27	3	2	Sim
03	42	3	2	Sim
04	34	2	2	Não
05	194	63	2	Sim
06	20	4	2	Sim
07	135	50	2	Sim
08	450	238	2	Sim

Fonte: Autoria própria

Analisando os dados da tabela acima, percebe-se a validade das regras implementadas, uma vez que o resultado em quase todos os casos coincidiram com os resultados das faltas reais contidas no RRO.

A ocorrência 04, na primeira simulação, não obteve resultado porque não chegou atuação da proteção da LT (21 ou 67) para o sistema supervisorio. Contudo, supondo que este tipo de ocorrência fosse recorrente na subestação, criou-se uma regra que, quando há abertura de disjuntor de linha e religamento automático, dispõe ao operador este fato, aconselhando-o a contatar o mantenedor em campo para verificar no local qual tipo de proteção de linha atuou.

Na tabela acima também é possível observar que o tempo de falta varia muito. Em geral, o tempo de falta é curto, ou seja, todos os alarmes são dispostos em questão de alguns segundos para o operador. Porém, também há vários casos em que o tempo de falta se estende um pouco mais, podendo chegar a alguns minutos. Nas amostras analisadas neste trabalho, a estampa de tempo considerada abrange todos os alarmes que dizem respeito à ocorrência, desde abertura de disjuntor até seu fechamento. Apenas duas delas tiveram tempo de falta superior a 60 segundos.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo maior realizar um estudo de uma subestação de transmissão, no que diz respeito à sua topologia, proteções e listas de alarmes (SOE). O objetivo deste estudo foi confeccionar uma ferramenta em software que pudesse proporcionar agilidade ao operador da subestação no que se refere aos diagnósticos de faltas no SDSC.

Como visto no capítulo 2, há estudos sobre diversos métodos de inteligência artificial aplicados ao problema diagnóstico automático de faltas. Após uma análise das vantagens e desvantagens dos métodos existentes, foi escolhido para este trabalho o método de Sistemas Especialistas SE. Para a criação da base de regras, armazenamento da memória de trabalho e a realização da inferência, foi usado o software desenvolvido especialmente para este método, o CLIPS.

No terceiro capítulo deste trabalho foi mostrada uma adaptação de uma subestação de transmissão e feita uma análise de todos seus equipamentos no que diz respeito à proteção. Além desta análise, para a confecção da base de regras também foi necessário uma análise da sintaxe das listas de alarmes reais adquiridas. Por questões de sigilo todos os nomes dos circuitos foram trocados por nome fictícios.

As simulações realizadas neste trabalho mostraram que o objetivo proposto foi alcançado, onde processo de inferência automático acertou 7 dos 8 casos analisados, realizando em poucas linhas um diagnóstico de faltas que conferiu com os diagnósticos reais feito manualmente. É válido enfatizar que apesar da tecnologia estar avançando cada vez mais e deste ser um tema promissor para o futuro, ainda é de extrema importância para a operação a presença de um operador especialista na área.

Para futuros trabalhos nesta área, recomenda-se a automatização da filtragem dos alarmes, onde, uma vez automatizada a filtragem, se consiga determinar em qual parte da SOE está concentrada a falta, e se consiga enxergar de forma clara qual a duração da ocorrência, que pode variar de alguns segundos para algumas dezenas de minutos.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 30 out. 2019.

CARDOSO JR, Ghendy. Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial. **Revista Controle e Automação**, 2004.

DECANINI, José Guilherme Magalini Santos. **Deteção, Classificação e Localização de Falhas de Curto Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Usando Sistemas Inteligentes**. 2012. Tese (Doutorado) – UNESP.

FARIA, Mateus Hufnagel Maranha de. Estudo Comparativo Entre Ferramentas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados e a Importância Destas para o Ensino em Engenharia. **COBENGE - Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia**, 2012.

GIARRATANO, Joseph C. **CLIPS 6.4 - User's Guide**. 2019. Disponível em: <http://clipsrules.sourceforge.net/documentation/v640/ug.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2019.

LEÃO, Fábio Berthequini. **Metodologia para Análise e Interpretação de Alarmes em Tempo Real de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2011. Tese (Doutorado) – UNESP.

LIMA OLIVEIRA, Aécio de. **Proposta de uma Metodologia para o Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falta em Centros de Operação e Controle de Sistemas de Potência**. [S.l.: s.n.], 2013.

MACHADO, Cáo Fábio Bernardo. **SCADA - Abordagem Detalhada e Comparação Entre Softwares de Supervisão para Aplicação em Projetos de Automação**. 2013. Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia Fluminense.

MORETO, Miguel. **Localização de Falhas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição de Energia: Uma Metodologia Baseada em Redes Neurais Artificiais**. [S.l.: s.n.], 2005.

PEREIRA, Sidnei. **Diagnóstico Automático de Falhas em Subestações de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Sequência de Eventos**. 2011. UTFPR.

ROLIM, J.G. Sistema Inteligente para Diagnóstico e Restauração de Redes de Transmissão de Energia Elétrica. **IX Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**, 2009.

SANTOS, Andre Katayama dos. **Metodologia Inteligente para o Diagnóstico de Alarmes em Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.: s.n.], 2012.

SILVA, Jonny Carlos da. **Sistemas Especialistas aplicados à Engenharia**. 2019. Disponível em: http://laship.ufsc.br/jonny/sist_esp/. Acesso em: 5 nov. 2019.

SOUZA, Fabiano Alves de. **Detecção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis**. [S.l.: s.n.], 2008.

SPATTI, Danilo Hernane. **Automatização de Processos de Detecção de Faltas em Linhas de Distribuição Utilizando Sistemas Especialistas Híbridos**. 2011. Tese (Doutorado) – EESC/USP.

TURELLA, Rafael. **ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – O que é?** 2018. Disponível em: <https://www.cubienergia.com/ons-operador-nacional-sistema-eletrico/>. Acesso em: 11 out. 2019.

APÊNDICE A – REGRAS CLIPS

Figura 27 – Regras CLIPS.

```

CLIPS (6.31 6/12/19)
.....
; Renan Batista Siqueira - Regras TCC
.....

CLIPS> (defrule LTmono
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (LT ?lt Distancia Zona ?zone ?sig Operado)

=>
  (printout t "Falta na LT "?lt"! Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a Zona "?zone" da
  proteção 21." crlf)
)

CLIPS> (defrule LTfases
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Sobrecorrente Direcional 67 Operado)

=>
  (printout t "Falta em LT. Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a proteção 67." crlf)
)

CLIPS> (defrule LTrelig
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Disjuntor ?disj Religamento Automatico Operado)

=>
  (printout t "Disjuntor "?disj" ABERTO! Ocorreu uma falta na LT e atuou a proteção de
  religamento (79). Contatar o campo para verificar qual proteção da LT atuou além da 79.
  Comunicar a manutenção." crlf)
)

CLIPS> (defrule BarraDif
  (Rele Diferencial 87B Operado)
  (Rele Bloqueio 86B Operado)

=>
  (printout t "Falta no barramento. Atuou protecao 87B e 86B." crlf)
)

CLIPS> (defrule BarraDisj21
  (Falha Abertura DJ Operado)
  (Rele Bloqueio 86B Operado)
  (Distancia Zona 1 21N1 Operado)

=>
  (printout t "Falta devido a defeito de abertura do DJ. Atuou protecoes 86B 50BF e 21."
  crlf)
)

CLIPS> (defrule Trafo51N
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Sobrecorrente Inst Neutro 51N Operado)

```

Figura 28 – Regras CLIPS - continuação.

```

=>
  (printout t "Falta no transformador. Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a proteção 51N."
  crif)
  )
CLIPS> (defrule Trafo51F
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Sobrecorrente Inst 51F Operado)
=>
  (printout t "Falta no transformador. Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a proteção 51F."
  crif)
  )
CLIPS> (defrule Trafo63T
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Pressao 63T Operado)
=>
  (printout t "Atuou a proteção 63T de pressão do transformador. Disjuntor "?disj"
  ABERTO!" crif)
  )
CLIPS> (defrule Trafo63C
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Pressao 63C Operado)
=>
  (printout t "Atuou proteção 63C do comutador do transformador. Disjuntor "?disj"
  ABERTO!" crif)
  )
CLIPS> (defrule Trafo87T
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Diferencial 87T Operado)
=>
  (printout t "Atuou proteção diferencial 87T do transformador. Disjuntor "?disj"
  ABERTO!" crif)
  )
CLIPS> (defrule BC51N
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Sobrecorrente Inst Neutro BC 51N Operado)
=>
  (printout t "Falta no banco de capacitores. Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a proteção
  51N." crif)
  )
CLIPS> (defrule BC51F
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Sobrecorrente Inst BC 51F Operado)
=>
  (printout t "Falta no banco de capacitores. Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a proteção
  51F." crif)
  )

```

Fonte: CLIPS. Autoria própria

Figura 29 – Regras CLIPS - continuação.

```
CLIPS> (defrule BC60
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Desbalanco 60 Operado)
=>
  (printout t "Desbalanco de corrente ou tensao no banco de capacitores. Disjuntor
"?disj" ABERTO! Atuou a proteçao 60." crlf)
  )
CLIPS> (defrule BC59
  (Disjuntor ?disj Estado Aberto)
  (Sobretensao 59 Operado)
=>
  (printout t "Sobretensao no banco de capacitores. Disjuntor "?disj" ABERTO! Atuou a
proteçao 59." crlf)
  )
```

Fonte: CLIPS. A autoria própria

ANEXO A – ADAPTAÇÃO SOE REAL

Figura 30 – Adaptação SOE real.

Hora	Circuito	Alarme	Estado
19:05:35	DJ 712	Disjuntor fase A	Aberto
19:05:35	DJ 712	Disjuntor fase B	Aberto
19:05:35	DJ 712	Disjuntor fase C	Aberto
19:05:35	DJ 712	Relé disparo fase A 94A	Operado
19:05:35	DJ 712	Relé disparo fase B 94B	Operado
19:05:35	DJ 712	Relé disparo fase C 94C	Operado
19:05:35	DJ 712	Disjuntor fase A	Aberto
19:05:35	DJ 712	Disjuntor fase B	Aberto
19:05:35	DJ 712	Disjuntor fase C	Aberto
19:05:35	DJ 712	Relé disparo fase A 94A	Operado
19:05:35	DJ 712	Relé disparo fase B 94B	Operado
19:05:35	DJ 712	Relé disparo fase C 94C	Operado
19:05:35	DJ 712	Estado	Aberto
19:05:35	LT B	Distância Zona 1 21N1	Operado
19:05:35	LT B	Partida fase A	Operado
19:05:35	LT B	Partida neutro	Operado
19:05:35	LT B	Esquema POTT 21P/21NP	Operado
19:05:35	LT B	Esquema POTT 67NP	Operado
19:05:35	LT B	Religamento em progresso	Operado
19:05:35	LT B	Recepcao canal A2	Operado
19:05:35	LT B	Recepcao canal D2	Operado
19:05:35	LT B	Transmissao canal A2	Operado
19:05:35	LT B	Transmissao canal D2	Operado
19:05:35	LT B	Distância Zona 1 21N1	Operado/Normalizado
19:05:35	LT B	Partida fase A	Operado
19:05:35	LT B	Partida neutro	Operado/Normalizado
19:05:35	LT B	Esquema POTT 21P/21NP	Operado/Normalizado
19:05:35	LT B	Esquema POTT 67NP	Operado
19:05:35	LT B	Religamento em progresso	Operado
19:05:35	LT B	Recepcao canal A1	Operado
19:05:35	LT B	Recepcao canal D1	Operado
19:06:35	LT B	Transmissao canal A1	Operado/Normalizado
19:05:35	LT B	Transmissao canal D1	Operado
19:05:35	LT B	Disparo protecao	Operado

Fonte: Adaptado SOE real

Figura 31 – Adaptação SOE real - continuação.

19:05:36	LT B	Distância Zona 1 21N1	Normalizado
19:05:36	LT B	Partida fase A	Normalizado
19:05:36	LT B	Partida neutro	Normalizado
19:05:36	LT B	Esquema POTT 21P/21NP	Normalizado
19:05:36	LT B	Esquema POTT 67NP	Normalizado
19:05:36	LT B	Recepcao canal A2	Normalizado
19:05:36	LT B	Recepcao canal D2	Normalizado
19:05:36	LT B	Transmissao canal A2	Normalizado
19:05:36	LT B	Transmissao canal D2	Normalizado
19:05:36	LT B	Partida fase A	Normalizado
19:05:36	LT B	Esquema POTT 67NP	Normalizado
19:05:36	LT B	Recepcao canal A1	Normalizado
19:05:36	LT B	Recepcao canal D1	Normalizado
19:05:36	LT B	Transmissao canal D1	Normalizado
19:05:36	LT B	Disparo protecao	Normalizado
19:05:37	LT B	Equipamento	Sem tensao
19:05:41	DJ 712	Disjuntor fase A	Fechado
19:05:41	DJ 712	Disjuntor fase B	Fechado
19:05:41	DJ 712	Disjuntor fase C	Fechado
19:05:41	DJ 712	Disjuntor fase A	Fechado
19:05:41	DJ 712	Disjuntor fase B	Fechado
19:05:41	DJ 712	Disjuntor fase C	Fechado
19:05:41	DJ 712	Estado	Fechado
19:05:41	DJ 712	Tensao fora de ajuste	Operado/Normalizado
19:05:41	LT B	Religamento automatico 79	Operado/Normalizado
19:05:43	DJ 712	Sincronismo bloqueado	Operado/Normalizado
19:05:43	LT B	Equipamento	Com tensao
19:06:01	LT B	Religamento em progresso	Normalizado
19:06:01	LT B	Religamento em progresso	Normalizado

Fonte: Adaptado SOE real