LUIZ GUSTAVO RIBEIRO

**LÓGICA *FUZZY* APLICADOS AO REGISTRO DE ALARMES E
EVENTOS EM SUBESTAÇÕES NO PADRÃO IEC 61850**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Eduardo Lorenzetti Pellini

**São Paulo
2016**

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Ribeiro, Luiz G.

Lógica Fuzzy Aplicados ao Registro de Alarmes e Eventos em Subestações no Padrão IEC 61850 / L. G. Ribeiro -- versão corr. -- São Paulo, 2016.
121 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Alarmes e Eventos 2.Controladores Programáveis 3.Lógica Fuzzy
4.Subestações 5.IEC 61850 I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus pais Ribeiro e Helena
e a minha irmã Daniela cujo exemplo
de vida me deu forças para alcançar as minhas metas.
Dedico, igualmente, a minha esposa Elaine e ao meu filho Lucas,
pelo apoio e inspiração.
E em memória aos meus avós Manoel, Carlita, Antônio e Irene
pelas suas histórias de vida.

AGRADECIMENTOS

Antes de qualquer coisa agradeço a Deus por ter me iluminado nas horas difíceis e me trazido até o presente momento.

Aos professores Cícero Couto de Moraes, Sérgio Luis Pereira, Silvio Ikuyo Nabeta, Eduardo César Senger e Luiz Natal Rossi do Departamento de Energia e Automação (PEA) por várias conversas e orientações durante os anos em que trabalhei no Convênio entre a Escola Politécnica da USP e a Empresa Rockwell Automation.

Aos professores Fuad Kassab Junior e Cláudio Garcia do Departamento de Telecomunicações e Controle (PTC) pelas excelentes orientações na área de controle.

Ao professor Eduardo Lorenzetti Pellini do Departamento de Energia e Automação (PEA) pela orientação objetiva e paciência no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos e funcionários da Empresa Rockwell Automation pela ajuda e suporte em Automação Industrial.

Aos amigos do LPROT pela ajuda e suporte nos ensaios com os equipamentos.

A todos os funcionários do PEA que indiretamente me ajudaram com sua atenção.

A todos os meus amigos que de forma direta ou indireta colaboraram para a conclusão deste trabalho.

RESUMO

A aplicação de técnicas de Inteligência artificial em sistemas elétricos de potência permite a resolução de problemas onde soluções tradicionais não mostram bons resultados. Por exemplo, após a ocorrência de uma falta, um sistema automatizado toma todas as medidas necessárias para proteger o sistema e assumir um estado seguro de operação. Nessa ocasião, cabe aos operadores verificar todas as mensagens e dados disponíveis, selecionando aquelas relevantes, para então chegar a uma conclusão sobre o evento ocorrido. Apenas após esse diagnóstico, com base em seu conhecimento, o operador pode ordenar o restabelecimento do sistema ou sua manobra para outro estado. Esse processo é lento e passível de falhas, pois as informações são usualmente conflitantes e confusas, devido à avalanche de eventos, alarmes e alertas decorrentes. Diante desta dificuldade, é interessante dispor de uma ferramenta automática de diagnóstico e apoio na tomada de decisão que torne essa tarefa mais ágil e com menores riscos. Este trabalho aborda a integração e a interoperabilidade de equipamentos de uma subestação elétrica em conformidade com a norma IEC 61850, e a utilização de sistemas inteligentes com lógica *Fuzzy* executados em um controlador programável moderno. O sistema proposto faz uso de recursos de comunicação da IEC 61850, com mensagens prioritárias padrão GOOSE incluindo valores analógicos de corrente de falta, além de mensagens no padrão TCP/IP MMS. Essas informações, alarmes e eventos, são processadas de forma automática por um motor *Fuzzy* que permite aproximar a decisão computacional à decisão humana, incluindo zonas de incerteza e lógica ponderada, permitindo respostas mais abstratas do que algo puramente binário. O sistema proposto foi submetido a um grande número de eventos com um simulador em tempo real, com equipamentos reais, tais como IEDs e um controlador programável de alto desempenho. Além disso o sistema usou um esquema de comunicação inovador para o módulo do processador de dados em tempo real (RTDP), inteiramente baseado nos protocolos da IEC 61850.

Palavras-chave: Controladores Programáveis, Lógica *Fuzzy*, Subestações, IEC 61850, Alarmes e Eventos.

ABSTRACT

The application of artificial intelligence techniques in electric power systems allows solving problems where traditional solutions do not show good results. For example, in electric power systems, after the occurrence of a fault, an automated system takes all necessary measures to protect the system and assume a safe state of operation. On this occasion, it is for operators to review all messages and data available, selecting those relevant to then come to a conclusion about the event that occurred. Only after this diagnosis, based on his knowledge the operator may order the restoration of the system or their operation to another state. This process is therefore slow and subject to failure, because the information is usually conflicting and confusing because of the avalanche of events, alarms and warnings arising. Faced with this difficulty, it is interesting to have an automatic diagnostic tool and support in decision making that makes this task quicker and with less risk. This paper addresses the integration and interoperability of an electrical substation equipment in accordance with IEC 61850, and the use of intelligent systems Fuzzy logic running on a modern programmable controller. The proposed system makes use of the IEC 61850 communication resources with priority GOOSE messages including standard analog values of fault current, as well as messages on standard TCP / IP MMS. This information, alarms and events, are processed automatically by a fuzzy engine that allows the computational approach to human decision making, including areas of uncertainty and weighted logic, allowing more abstract answers than purely binary. The proposed system has undergone a large number of events with a simulator in real time with actual equipment such as a programmable controller IEDs and high performance. In addition the system used an innovative communication scheme for the module's real-time data processor (RTDP), based entirely on the IEC 61850 standard protocols such as MMS and GOOSE messages.

Keywords: Programmable Controllers, Fuzzy Logic, Substations, IEC 61850, Alarms and Events.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura Típica de um Sistema Elétrico de Potência.....	24
Figura 2.2 – Integração Eletroenergética do SIN.....	30
Figura 2.3 – Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN.....	31
Figura 3.1 – Zonas de Proteção	34
Figura 3.2 – Pirâmide de Automação	38
Figura 3.3 – Exemplo de um Sistema Supervisório SCADA.....	42
Figura 3.4 – Linguagens de programação segundo IEC 61131-3	46
Figura 3.5 – Linguagem em Diagrama <i>Ladder</i>	46
Figura 3.6 – Linguagem em Diagrama de Blocos Funcionais (FBD)	47
Figura 3.7 – Linguagem em Sequenciamento Gráfico de Funções (SFC)	47
Figura 3.8 – Linguagem em Lista de Instruções (IL)	48
Figura 3.9 – Linguagem em Texto Estruturado (ST).....	48
Figura 4.1 – Divisões da Norma IEC 61850	55
Figura 4.2 – Arquitetura de Rede de Comunicação	58
Figura 5.1 – Arquitetura de um Controlador <i>Fuzzy</i>	62
Figura 5.2 – Variável <i>fuzzy</i> PESO.....	66
Figura 5.3 – Valor de saída resultante da defuzzificação pelo método MCA.....	68
Figura 5.4 – Valor de saída resultante da defuzzificação pelo método MMM	69
Figura 5.5 – Valor de saída resultante da defuzzificação pelo método MPM.....	70
Figura 5.6 – Função de pertinência para conjunto <i>fuzzy</i> I_x (corrente alimentador).....	71
Figura 5.7 – Função de pertinência para conjunto <i>fuzzy</i> I_n (corrente de neutro)	72
Figura 5.8 – Função de pertinência para conjunto <i>fuzzy</i> V_x (tensão barramento)	72
Figura 6.1 – Rede Elétrica de Distribuição de Energia de Planta Petroquímica	77

Figura 6.2 – Rede de Distribuição de Energia de Planta Petroquímica Simplificada para Proteção e Automação implementados no LPROT.	79
Figura 6.3 – Estrutura do Sistema de Diagnóstico de Falhas.	80
Figura 6.4 – Um modelo simples de Sistema de Distribuição	81
Figura 6.5 – Uma regra de classificação com lógica <i>Fuzzy</i>	83
Figura 6.6 – Funções de pertinência <i>singleton</i> associadas as regras <i>fuzzy</i>	86
Figura 6.7 – Rede de Distribuição Simulada no <i>Matlab</i>	88
Figura 6.8 – Rede de Distribuição Modelada no RTDS	89
Figura 6.9 – Rede de Distribuição Modelada e Testada no Matlab e RTDS	91
Figura 6.10 – Arquitetura Integrada.....	96
Figura 6.11 – IED GE Multilin	97
Figura 6.12 – Equipamentos do LPROT	97
Figura 6.13 – Arquitetura de aplicação do <i>Gateway EtherNet/IP</i> - IEC 61850.....	98
Figura 6.14 – Arquitetura de aplicação do <i>Gateway EtherNet/IP</i> - IEC 61850.....	99
Figura 6.15 – Arquitetura de aplicação do <i>Gateway EtherNet/IP</i> - IEC 61850.....	99
Figura 6.16 – Lógica <i>Fuzzy</i> segundo a IEC-61131-7	100
Figura 6.17 – Estrutura das Rotinas do Controlador Programável	101
Figura 6.18 – Rotina do controlador para o IED5151C com bloco <i>fuzzy</i>	102
Figura 6.19 – <i>Set-point</i> dos dados configurado no IED.....	103
Figura 6.20 – Dados configurados no IED	104
Figura 6.21 – Base de dados no Controlador	105
Figura 6.22 – Sistema Supervisório	106
Figura 6.23 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório	107
Figura 6.24 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório	108
Figura 6.25 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório	109

Figura 6.26 – Variáveis de Mensagens GOOSE/MMS e Internas ao Controlador.....	110
Figura 6.27 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Capacidade instalada de geração elétrica mundial em GW	26
Tabela 2.2 – Consumo de energia elétrica (TWh) no mundo.....	27
Tabela 2.3 – Matriz Energética Brasileira em 2014.....	28
Tabela 2.4 - Consumo de energia elétrica (GWh) por classe no Brasil.....	28
Tabela 2.5 - Número de consumidores por tipo	29
Tabela 3.1 – Estrutura Hierárquica do Sistema SCADA.....	37
Tabela 3.2 – Típicos de Redes de Comunicação SCADA	39
Tabela 6.1 – CEN para a falta em F2	82
Tabela 6.2 – Regras <i>Fuzzy para classificação de falta em um vão da subestação.</i>	84
Tabela 6.3 – Modos de Operação das Subestações.....	90
Tabela 6.4 – Tabela resultados da simulação no Matlab	92
Tabela 6.5 – Tabela Resultados do teste no RTDS	92
Tabela 6.6 – Tabela resultados da simulação no Matlab	93
Tabela 6.7 – Tabela resultados do teste no RTDS	93
Tabela 6.8 – Tabela resultados da simulação no Matlab	94
Tabela 6.9 – Tabela resultados do teste no RTDS	94
Tabela 6.10 – Tabela resultados da simulação no Matlab	95
Tabela 6.11 – Tabela resultados do teste no RTDS	95
Tabela 6.12 – Quantidade de TAGs no Controlador	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

1Ø	Monofásico
3Ø	Trifásico
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADCS	<i>Area Dispatch and Control Systems</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANN	<i>Artificial Neural Network</i>
AT	Alta Tensão
CB	<i>Circuit Breaker</i>
CDCS	<i>Central Dispatch and Control System</i>
CEN	<i>Cause Effect Network</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
CO	<i>Over Current</i>
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
CP	Controlador Programável
DL	<i>Double Line</i>
DLG	<i>Double Line to Ground</i>
DNP3	<i>Distributed Network Protocol</i>

EAT	Extra Alta Tensão
EIA	<i>Electronic Industries Alliance</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ES	<i>Expert System</i>
FBD	<i>Function Block Diagram</i>
FSK	<i>Frequency-Shift Keying</i>
GFSK	<i>Gaussian Frequency-Shift Keying</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Events</i>
GPS	<i>Global Position System</i>
GSSE	<i>Generic Substation State Events</i>
GW	Giga Watts (1×10^9 Watts)
HDCS	<i>Hierarchical Dispatch and Control System</i>
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission`s</i>
IED	<i>Intelligent Eletronic Devices</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHM	Interface Homem Máquina
IL	<i>Instruction List</i>
IM	<i>Inference Mechanism</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>

IRIG-B	<i>Inter-range Instrumentation Group Time Codes</i>
LD	<i>Instruction Ladder</i>
LAN/WAN	<i>Local Area Network/Wide Area Network</i>
LD	<i>Logical Devices</i>
LN	<i>Logical Nodes</i>
L•PROT Elétricos	Lab. de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MCA	Método Centro de Área
MMM	Método Média dos Máximos
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MT	Média Tensão
MPM	Método Primeiro Máximo
NA	Normalmente Aberta
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i>
NF	Normalmente Fechada
NTP	<i>Network Time Protocol</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
PD	<i>Physical Devices</i>
RNA	Redes Neurais Artificiais
RTDP	<i>Real-Time Data Processor</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>

RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SE	Subestação Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFC	<i>Sequencial Function Chart</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SLG	<i>Single Line to Ground</i>
SOE	<i>Sequence of Events</i>
ST	<i>Structured Text</i>
TC	Transformador de corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TP	Transformador de potencial
UI	<i>User Interface</i>
UTR	Unidade Terminal Remota
TWh	Tera Watts Hora (1×10^{12} Watts por hora)
WFR	Waveform Recorder

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVO	16
1.2	JUSTIFICATIVA	16
1.3	MATERIAIS	17
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	21
2.1	ASPECTOS GERAIS DE UM SEP.....	21
2.1.1	CENÁRIO MUNDIAL.....	26
2.1.2	CENÁRIO BRASILEIRO	27
2.2	SUBESTAÇÃO ELÉTRICA	32
3	AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO	34
3.1	FILOSOFIA DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	34
3.2	SISTEMA SCADA	35
3.2.1	SISTEMA SUPERVISÓRIO.....	41
3.2.2	CONTROLADORES PROGRAMÁVEIS	43
3.3	GERENCIAMENTO DE ALARMES	49
4	A NORMA IEC 61850	53
4.1	INTRODUÇÃO.....	53
4.2	A NORMA IEC 61850.....	54
4.3	MENSAGENS GOOSE.....	57
5	LÓGICA FUZZY	59
5.1	INTRODUÇÃO.....	59
5.2	COMPARAÇÕES ENTRE FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	60
5.3	CONCEITOS E APLICAÇÃO DA LÓGICA FUZZY	62

5.4	CONJUNTOS <i>Fuzzy</i>	63
5.4.1	FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA.....	63
5.5	INFERÊNCIA <i>Fuzzy</i>	65
5.5.1	VARIÁVEIS LINGÜÍSTICAS.....	65
5.5.2	REGRAS <i>Fuzzy</i>	67
5.5.3	PROCESSO DE INFERÊNCIA <i>Fuzzy</i>	67
5.6	DEFUZZYFICAÇÃO.....	68
5.6.1	CENTRO DE ÁREA.....	68
5.6.2	MÉDIA DOS MÁXIMOS.....	69
5.6.3	PRIMEIRO MÁXIMO OU MENOR MÁXIMO	70
5.7	SISTEMA <i>Fuzzy</i> APLICADO	71
6	REFERENCIAS E DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO.....	73
6.1	ESTUDO DE CASO	75
6.1.1	REDE ELÉTRICA INDUSTRIAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	75
6.1.2	CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DOS TESTES E ENSAIOS	78
6.1.3	ESTRUTURA DO SISTEMA	80
6.2	SIMULAÇÕES NO MATLAB E RTDS.....	88
6.2.1	ETAPAS DAS SIMULAÇÕES E TESTES.....	90
6.2.2	SIMULAÇÕES E TESTES	92
6.2.3	ARQUITETURA INTEGRADA.....	96
6.2.4	FLUXO DOS DADOS	103
6.2.5	ESTATÍSTICAS DO SISTEMA IMPLANTADO.....	110
7	CONCLUSÃO.....	113
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de mais energia sem um considerável aumento na capacidade de gerar e transmitir faz com que os sistemas elétricos de potência operem em seus limites extremos, reduzindo sua confiabilidade, qualidade, e podendo até prejudicar a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores.

Para evitar a operação nesses limites, em um cenário de consumo acelerado com baixos investimentos em geração, é imprescindível que se busque o uso eficiente da energia, principalmente no setor industrial. Esse setor, por exemplo, é responsável por 40% da energia consumida no Brasil durante os meses de outubro de 2012 a agosto de 2013, segundo os dados da EPE (ANUÁRIO, 2013) e publicados no resumo executivo da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo.

Nesse contexto, para se obter uma máxima disponibilidade de energia, com a qualidade e a eficiência desejadas, uma das soluções é promover uma maior integração e automação do sistema elétrico como um todo, desde sua geração, transmissão, distribuição, até o consumo, de forma inteligente e padronizada, permitindo uma maior gestão dos recursos disponíveis no setor, diminuindo desperdícios.

A integração consiste em conectar as várias partes de um sistema elétrico de potência, antes isolados, para constituir uma rede elétrica única. Dessa forma, regiões com altas demandas de energia podem ser abastecidas por usinas produtoras localizadas, geograficamente, em diversos outros pontos do país. Essa integração é possível através de uma série de investimentos, tanto em rede como

com equipamentos de apoio, tais como dispositivos de proteção, relés, unidades terminais remotas, etc.

A incorporação da automação e controle nos sistemas elétricos também é determinante para a operação de um sistema elétrico interligado como o brasileiro. Sem essa automação o balanço entre consumo *versus* geração de energia elétrica não poderia ser mantido com a precisão, estabilidade e continuidade desejada. Além disso, a automação e o controle também tornam o manejo da energia mais produtivo, com maior qualidade, flexibilidade e confiabilidade, uma vez que permite controlar as perdas, ajustar os níveis de tensão e frequência, rotear a energia por diversos caminhos e linhas de transmissão, de forma contínua e ininterrupta. Dessa forma, por exemplo, é possível executar manobras e comandos de forma rápida e autônoma, sem a intervenção de um operador, para responder às diversas solicitações e mudanças que ocorrem ao longo do tempo na rede elétrica.

O papel de automação é realizado por uma série de dispositivos, tais como os tradicionais controladores programáveis (CP). Nesse é possível configurar várias funcionalidades de controle e monitoração do processo elétrico, devido a sua capacidade de processamento e memória, flexibilidade de tipos e números das interfaces de entradas e saídas, além da possibilidade de comunicação com outros equipamentos do sistema. Entretanto, com o passar dos anos, outros equipamentos importantes para as redes elétricas, os relés de proteção, tornaram-se verdadeiras plataformas computacionais digitais, mais poderosos, incorporando recursos e funcionalidades, constituindo os chamados “equipamentos eletrônicos inteligentes” (*Intelligent Electronic Devices* ou IEDs). Os IEDs hoje são multifuncionais, bastante versáteis, praticamente substituindo os CP nos cenários de subestações modernas.

Entretanto, cabe ressaltar que nas últimas décadas, até o início dos anos 2000, os investimentos realizados nas subestações elétricas, tanto pelas concessionárias, quanto pelos grandes consumidores industriais, foram feitos de forma independente e pouco padronizada, criando um ambiente automatizado e interligado, mas heterogêneo, com inúmeras soluções, fabricantes e gerações de dispositivos que, na maioria das vezes, utilizam tecnologias proprietárias, incompatíveis, resultando em sistemas complexos, de difícil diagnóstico e manutenção.

Nos dias atuais, graças à utilização de normas e padrões, a integração e a interoperabilidade de dispositivos e sistemas tornaram-se mais simples. Um dos exemplos foi o surgimento da norma IEC-61850, publicada em 2004, que propõe a padronização para as redes de comunicação de dados utilizadas em Subestações Elétricas, fornecendo métodos de desenvolvimento para proteção, automação e controle, desde sua engenharia, integração, monitoração, até os testes. Isso é feito através de modelos racionalizados de informação (CIM, ou *Common Information Models*) e de uma arquitetura de comunicação única, baseada principalmente em redes *Ethernet*, entre todos os dispositivos envolvidos, sejam IEDs, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de força, transformadores de medição e proteção, controladores programáveis, roteadores, *switches*, independentemente de sua função na subestação ou de seu fabricante.

Independentemente do grau de integração e automação das redes elétricas, em algum ponto do sistema de supervisão e controle SCADA (do inglês *Supervisory Control And Data Acquisition*), a operação do sistema é intermediada por operadores reais, treinados, responsáveis por interpretar os estados operativos do sistema e tomar decisões a respeito de atuações, manobras, chaveamentos e ajustes, de forma a seguir um determinado planejamento e estratégia. É importante observar que em condições normais, os operadores lidam com uma série de informações proveniente de inúmeros pontos de medição e monitoramento do sistema elétrico, tomando decisões relativamente simples. Entretanto, na ocorrência de uma falha ou defeito detectado pelos sistemas de proteção e automação, ocorre uma avalanche de eventos em sequência que ocasionam inúmeras sinalizações e alarmes. Esses alarmes, alertas e eventos devem ser analisados pelo usuário especialista, o mais rápido o possível, para que seja possível compreender e diagnosticar a ocorrência e restaurar ou reestabelecer a condição normal de operação do sistema. Tipicamente esse processo é feito manualmente, de forma complexa, passível de erros e enganos, devido à grande quantidade de informações envolvidas e ao tempo necessário para se responder ao evento.

A motivação para este trabalho é criar um sistema de diagnóstico e inferência *on-line*, com o apoio de um sistema de inteligência artificial dedicado, usando lógica nebulosa (*Fuzzy*), para detectar e identificar de forma detalhada quais foram as possíveis causas para um determinado evento detectado durante a operação de um

sistema de potência. Esse sistema pode auxiliar os operadores na análise dos eventos e alarmes, racionalizando a interpretação da avalanche de informações resultante, para que a tomada de decisão seja mais rápida e menos passível de erros de interpretação, de forma semi-automática.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é a aplicação de uma metodologia para a automação de subestações elétricas utilizando controladores programáveis e lógica *Fuzzy*, aplicados ao registro de alarmes, tendo como base uma rede *Ethernet* e os protocolos da norma IEC-61850, ou seja, a elaboração de um sistema prático, para processamento de alarmes e eventos em tempo real, em subestações elétricas industriais, com base em técnicas de inteligência artificial com motores de inferência e lógica nebulosa em condições normais de operação ou durante e após eventos e faltas na rede. Através de técnicas de inteligência artificial com lógica *Fuzzy*, os operadores dessa rede terão informações rápidas e racionalizadas no sistema SCADA, para apoio na tomada de decisão e fácil diagnóstico das ocorrências.

1.2 Justificativa

As topologias de novas subestações de energia elétrica já fazem uso da convergência tecnológica de sistemas digitais de computação com sistemas de informação e redes de comunicação de dados, um advento importante para as redes elétricas modernas. Em uma subestação contemporânea, que adota os preceitos da norma IEC 61850, há uma vasta gama de dispositivos, com recursos computacionais bastante avançados de memória, capacidade de processamento e interfaces de comunicação. Esses dispositivos podem transmitir uma série de informações na rede de comunicação da subestação, para realizar as tarefas tradicionais de proteção, automação e controle do sistema, bem como para executar uma série de novas funcionalidades, que antes seriam difíceis de ser exploradas com as tecnologias de gerações anteriores de equipamentos.

Um efeito colateral desse novo contexto de subestações é que também existe um excesso de informações em trânsito, que é bastante complexo para uso imediato pelos usuários. A quantidade de informações resultante de uma manobra normal em um sistema elétrico é bastante elevada, com uma avalanche de dados de tensões, correntes, potências, frequências, estados de entradas e saídas digitais, níveis de controle, registros de oscilografias e, principalmente, relatórios de sequência de eventos e alarmes. Em uma condição adversa de operação, essa quantidade é ainda maior, justamente na ocasião em que o usuário precisa ter uma rápida interpretação da ocorrência, para que sejam tomadas as medidas e ações de controle para garantir a operação do sistema em níveis seguros de estabilidade e confiabilidade.

Para simplificar e racionalizar as informações mostradas aos operadores, esse trabalho faz uso de técnicas de inteligência artificial, como lógica *Fuzzy*, para que, de todos os eventos, alarmes e alertas, sejam disparados apenas aqueles relevantes para a operação imediata do sistema, auxiliando a tomada de decisão do usuário. Os demais dados ainda são registrados, mas são coletados em bases de dados para análises posteriores.

A ideia de uso de sistemas de inteligência artificial nesse contexto não é nova, como pode ser visto no trabalho de CHEN (2000). Apesar do trabalho ter quase 15 anos, o sistema descrito pelos autores necessita de informações para operar de forma *online* que apenas com os preceitos atuais dos protocolos descritos na norma IEC 61850 podem ser amplamente explorados. Este trabalho de mestrado explora esses recursos da norma IEC 61850, com o uso de mensagens rápidas padrão *Ethernet* GOOSE e mensagens e relatórios TCP/IP MMS, para permitir a construção do sistema de inteligência artificial descrito por CHEN (2000).

1.3 Materiais

Para o desenvolvimento deste trabalho foram realizados ensaios em laboratório com um modelo típico de uma subestação elétrica industrial de grande porte, interligada a uma linha de distribuição de uma concessionária.

O sistema foi testado com equipamentos reais, com a aplicação de um simulador em tempo real ligado a amplificadores de tensão e corrente para caracterizar os sinais analógicos associados ao sistema elétrico industrial utilizado, seja em condições normais ou durante faltas e defeitos.

A planta da subestação foi também simulada e estudada em um *software* de modelagem de sistemas elétricos, para ajustes dos sistemas de proteção, automação e controle. Os resultados foram ilustrados em um sistema supervisório completo, incluindo coleta de alarmes e eventos, medições e comandos.

Em linhas gerais, foram utilizados os seguintes equipamentos e *softwares*:

- IEDs de automação e proteção;
- Relógios sincronizados por GPS;
- Caixas de testes trifásicas para comissionamento da proteção e automação;
- Simulador em tempo real de sistemas de potência;
- Controlador programável moderno, para implementação da inteligência artificial com lógica *Fuzzy* para processamento de alarmes e eventos;
- *Gateway* de comunicação IEC-61850 e TCP/IP.
- *Software* para configuração do controlador programável;
- *Software* para configuração do sistema supervisório;
- Computadores de apoio para engenharia e análise da operação do sistema.

Os equipamentos foram disponibilizados pelo Laboratório de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas Elétricos – L•PROT, presente no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. O L•PROT também auxiliou nos trabalhos iniciais de engenharia, com seus engenheiros, técnicos e alunos. O controlador programável foi gentilmente emprestado pelo convênio da Rockwell Automation com a Escola Politécnica.

Esses equipamentos e os *softwares* serão descritos adiante em outros capítulos com mais detalhes a respeito do seu emprego e da metodologia utilizada para o desenvolvimento desse trabalho.

1.4 Estrutura do trabalho

Além deste capítulo este trabalho está organizado da forma apresentada a seguir.

No Capítulo 2 serão apresentados os conceitos e funções de uma subestação elétrica com seus principais equipamentos, além dos arranjos típicos dentro de uma subestação.

No Capítulo 3 encontram-se os principais fundamentos do sistema SCADA, desde o nível de controle, até o nível de supervisão, para a automação de uma subestação, com atenção para o gerenciamento de alarmes.

No Capítulo 4 serão apresentados os requisitos para uma comunicação, tanto horizontal quanto vertical, interoperável, dos equipamentos de subestação elétrica utilizando os recursos da norma IEC 61850.

No Capítulo 5 são apresentados os conceitos envolvendo inteligência artificial *fuzzy*, utilizada como ferramenta na tomada de decisão, interpretação e diagnóstico dos eventos.

No Capítulo 6 são feitas análises e considerações a respeito dos resultados com testes de interoperabilidade e testes de desempenho da rede 61850 para a arquitetura de subestação definida para o estudo de caso.

Finalmente, no Capítulo 7, são mostradas as conclusões referentes aos resultados.

Capítulo 2

2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1 Aspectos Gerais de um SEP

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses elementos são tipicamente organizados em usinas, linhas de transmissão, subestações, alimentadores e cargas, com níveis de tensão, corrente e potências dos mais diversos, com limites definidos por meio de critérios apropriados, que envolvem a disponibilidade e capacidade energética, a capacidade nominal dos equipamentos para manejo da energia, e a demanda dos consumidores (ELETROBRAS, 2014).

A função básica de um Sistema Elétrico de Potência é fornecer energia elétrica aos grandes e/ou pequenos consumidores, com qualidade adequada, no instante em que for solicitada, de forma ininterrupta. De uma forma mais geral, os requisitos de um SEP são: (BARROS, 2012)

- Continuidade – a energia elétrica deve estar sempre disponível ao consumidor, de forma ininterrupta, durante 24 horas, 7 dias por semana, por todo o ano.
- Conformidade – o fornecimento de energia deve obedecer a padrões estritos de qualidade, níveis de tensão, frequência;

- Flexibilidade – o sistema deve se adaptar a mudanças contínuas de sua topologia, uma vez que o consumo é estocástico, podendo requerer mais ou menos energia, por uma ou outra rota, podendo ser subitamente modificado por conta de manobras, defeitos, sobrecargas;
- Segurança – o fornecimento de energia elétrica não deve causar riscos aos consumidores ou prejuízo material;
- Manutenção – o sistema deve ser capaz de passar por manutenções necessárias em seus equipamentos e partes integrantes, para garantir a vida útil desses dispositivos, sejam manutenções corretivas, programadas ou preditivas, podendo ser colocados de volta em operação o mais rápido possível.

O SEP pode ser subdividido em três grandes blocos de acordo com o papel de seus equipamentos no manejo da energia elétrica, desde sua fonte primária (energia potencial hidráulica, térmica) até o seu destino final. Esses blocos são (BARROS, 2012):

- Geração – responsável pela produção da energia elétrica. Formada por centrais elétricas que convertem alguma forma de energia (cinética, calor, etc.) em energia elétrica. Nas grandes usinas geradoras o nível de tensão na saída dos geradores está normalmente na faixa de 6,0 a 25 kV. Junto às usinas existem subestações elevadoras, que transformam a tensão e a corrente elétrica para outros níveis de adequados à transmissão por longas distâncias até os consumidores finais;
- Transmissão – responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de geração aos centros de consumo para distribuição. As redes são formadas por linhas de transmissão, subestações de transmissão, etc. Também existem redes de subtransmissão, para casos onde a distribuição não se conecta diretamente na transmissão, havendo estágios intermediários de repartição da energia entre várias regiões. As tensões usuais de transmissão e subtransmissão adotadas no Brasil em corrente alternada, podem variar de 69

kV até 765 kV incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV, como mostrado na Figura 2.1.

- Distribuição – rede que interliga a transmissão ou subtransmissão aos pontos de consumo, sendo subdividida em distribuição primária (nível de média tensão – MT) ou distribuição secundária (nível de uso residencial). Na distribuição a rede elétrica é tipicamente chamada pelo nome de alimentador. Os alimentadores denominados primários partem das subestações de distribuição, com níveis de tensão típicos de 13,8 kV, em direção aos consumidores, quando pode existir outra redução do nível de tensão para valores entre 110 V e 440 V, criando os chamados alimentadores secundários.

Figura 2.1 – Estrutura Típica de um Sistema Elétrico de Potência

Fonte: BARROS (2012)

As redes com tensões nominais iguais ou superiores a 230 kV são denominadas de Redes em Extra Alta Tensão (EAT), que no Brasil formam a chamada rede “Básica” de transmissão. As redes com tensões nominais iguais e entre 69 kV e 138 kV são denominadas redes em Alta Tensão (AT) ou de Tensão Primária. Os sistemas com tensões abaixo de 1 kV formam as redes em Baixa Tensão (BT) ou de Tensão Secundária. Essas redes podem ser tanto em corrente alternada (situação típica), bem como corrente contínua, como uma parte do sistema de transmissão proveniente da Usina Hidroelétrica de Itaipu, que opera em corrente contínua, com nível de tensão de ± 600 kV.

Como curiosidade, por razões históricas ou por outras razões, existem também alguns outros níveis de tensões primárias normalizadas, atendendo localidades específicas, como São Roque (23kV), alguns pontos da cidade de São Paulo (3,8 kV); Santos e São Vicente (6,6 kV). No interior do Estado de São Paulo há níveis de tensão de 11,9 kV, como por exemplo em Campinas. Em alguns casos a tensão de 34,5 kV é usada na distribuição primária. Nas localidades onde o nível de tensão é de 3,8 kV ou 6,6 kV, a tensão prevista no futuro será de 13,8 kV.

A energia elétrica, sob tensão primária, é entregue a um grande número de consumidores de grande porte, tais como indústrias, centros comerciais, grandes hospitais, etc. Para os demais, os alimentadores primários suprem um grande número de transformadores de distribuição, que reduzam a tensão secundária para valores típicos de uso doméstico e de pequenos consumidores comerciais e industriais. Quanto ao nível de tensão de distribuição secundária observam-se os seguintes valores nominais mais frequentes no estado de São Paulo:

- 127/220 V ou 220/380 V para as redes que utilizam transformadores com secundário em estrela aterrado.
- 115/230 V para as redes que utilizam transformadores com secundário com a ligação em delta aberto ou delta fechado (delta com neutro).
- 220 V para secundário em estrela isolado, no suprimento de alguns municípios tais como Santos e Cubatão, entre outros.

- 120/208 V em algumas zonas de distribuição subterrânea.

2.1.1 Cenário Mundial

O Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013 (ANUÁRIO, 2013), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresentou as principais informações relacionadas ao mercado internacional de energia elétrica entre 2006 e 2011 e nacional nos últimos cinco anos.

De acordo com o estudo, é possível notar que a capacidade de fornecimento de energia elétrica aumentou com relação ao consumo de 2009 para 2010 entre os 10 maiores consumidores de energia elétrica no mundo conforme mostrado nas tabelas 2.1 e 2.2.

	2006	2007	2008	2009	2010	$\Delta\%$ (2010/09)	Part. % (2010)
<i>Mundo</i>	16.391,5	17.151,4	17.445,0	17.360,3	18.466,5	6,4	100,0
Estados Unidos	3.816,8	3.890,2	3.865,2	3.723,8	3.886,4	4,4	21,0
China	2.525,0	2.874,1	3.054,1	3.271,2	3.633,8	11,1	19,7
Japão	985,3	1.010,5	965,9	938,2	1.002,4	6,8	5,4
Rússia	816,2	844,5	857,8	818,3	861,5	5,3	4,7
Índia	532,0	591,3	617,3	661,0	698,8	5,7	3,8
Alemanha	550,1	550,9	548,2	515,0	549,1	6,6	3,0
Canadá	529,3	536,6	529,1	493,4	499,9	1,3	2,7
França	445,6	447,5	460,0	444,2	471,0	6,0	2,6
Brasil	390,0	412,2	428,3	426,1	464,8	9,1	2,5
Coreia do Sul	364,6	386,2	402,1	408,5	449,5	10,0	2,4
Outros	5.436,5	5.607,3	5.717,1	5.660,8	5.949,3	5,1	32,2

Tabela 2.1 – Capacidade instalada de geração elétrica mundial em GW

Fonte: ANUÁRIO (2013) – Anuário Estatístico de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica no mundo segundo estudo elaborado pelo EPE pelos 10 maiores países entre 2006 e 2010 está mostrado na tabela 2.2

	2006	2007	2008	2009	2010	$\Delta\%$ (2010/09)	Part. % (2010)
<i>Mundo</i>	4.302,2	4.476,1	4.641,5	4.842,7	5.066,8	4,6	100,0
Estados Unidos	986,2	994,9	1.010,2	1.025,4	1.039,1	1,3	20,5
China	631,4	725,9	806,9	890,9	987,9	10,9	19,5
Japão	278,7	279,2	280,5	284,5	287,0	0,9	5,7
Rússia	222,1	224,7	224,0	225,2	229,1	1,7	4,5
Índia	155,7	169,3	177,1	189,3	208,1	9,9	4,1
Alemanha	131,6	134,1	139,3	146,9	153,2	4,3	3,0
Canadá	123,9	126,4	127,6	135,4	136,9	1,1	2,7
França	115,7	116,6	117,7	119,0	124,3	4,4	2,5
Brasil	96,3	100,4	102,9	106,6	112,4	5,5	2,2
Itália	89,2	93,3	98,3	101,1	106,2	5,0	2,1
Outros	1.471,3	1.511,6	1.556,8	1.618,5	1.682,5	4,0	33,2

Tabela 2.2 – Consumo de energia elétrica (TWh) no mundo

Fonte: ANUÁRIO (2013) – Anuário Estatístico de Energia Elétrica

2.1.2 Cenário Brasileiro

A matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente hidroelétrica com 64% em relação a outros tipos de fontes de energia como gás (natural ou de processo) com 10,3% do total, conforme tabela 2.3.

Com relação ao cenário brasileiro, o setor industrial correspondeu a 40,9% de participação no consumo de energia elétrica em 2012, comparado a outros setores como residencial e comercial, com 26,3% e 17,7% respectivamente, conforme mostrado na tabela 2.4. Deve-se notar que a representação do número de consumidores, pela tabela 2.5, não é proporcional ao consumo, pois o setor industrial correspondeu apenas a 0,8% do total de consumidores em 2012, diante de 85,2% residencial e 7,3% comercial.

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		1.093	86.021.705	63,80	1.093	86.021.705	63,80
Gás	Natural	113	12.170.186	9,03	152	13.895.609	10,31
	Processo	39	1.725.423	1,28			
Petróleo	Óleo Diesel	1.113	3.524.171	2,61	1.147	7.673.784	5,69
	Óleo Residual	34	4.149.613	3,08			
Biomassa	Bagaço de Cana	378	9.339.426	6,93	476	11.414.335	8,47
	Licor Negro	16	1.530.182	1,13			
	Madeira	50	427.635	0,32			
	Biogás	23	80.659	0,06			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
Nuclear		2	1.990.000	1,48	2	1.990.000	1,48
Carvão Mineral	Carvão Mineral	13	3.389.465	2,51	13	3.389.465	2,51
Eólica		109	2.257.773	1,68	109	2.257.773	1,68
Fotovoltaica		56	5.919	0	56	5.919	0
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,06
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		3.050	134.822.940	100	3.050	134.822.940	100

Tabela 2.3 – Matriz Energética Brasileira em 2014

Fonte: Aneel (2014)

O consumo de energia elétrica por tipo de consumidor entre 2008 e 2012 no Brasil

	2008	2009	2010	2011	2012	Δ % (2012/11)	Part. % (2012)
Brasil	388.472	384.306	415.683	433.034	448.117	3,5	100,0
Residencial	94.746	100.776	107.215	111.971	117.646	5,1	26,3
Industrial	175.834	161.799	179.478	183.576	183.475	-0,1	40,9
Comercial	61.813	65.255	69.170	73.482	79.238	7,8	17,7
Rural	17.941	17.304	18.906	21.027	22.952	9,2	5,1
Poder público	11.585	12.176	12.817	13.222	14.077	6,5	3,1
Iluminação pública	11.429	11.782	12.051	12.478	12.916	3,5	2,9
Serviço público	12.853	12.898	13.589	13.983	14.525	3,9	3,2
Próprio	2.270	2.319	2.456	3.295	3.288	-0,2	0,7

Tabela 2.4 - Consumo de energia elétrica (GWh) por classe no Brasil

Fonte: ANUÁRIO (2013)

Número de consumidores, cativos e livres, por tipo entre 2008 e 2012 nos meses de Dezembro de cada ano.

	2008	2009	2010	2011	2012	$\Delta\%$ (2012/11)	Part. % (2012)
<i>Brasil</i>	63.366.735	65.528.441	67.907.093	70.322.940	72.377.045	2,9	100,0
Residencial	54.156.879	55.949.403	58.006.079	59.907.083	61.697.228	3,0	85,2
Industrial	528.236	536.545	553.589	557.723	572.821	2,7	0,8
Comercial	4.635.006	4.794.546	4.901.920	5.120.188	5.270.878	2,9	7,3
Rural	3.439.007	3.613.254	3.784.557	4.055.034	4.129.147	1,8	5,7
Poder público	471.086	490.520	507.455	521.036	535.825	2,8	0,7
Iluminação pública	65.130	69.858	73.947	78.531	83.342	6,1	0,1
Serviço público	60.079	63.016	68.017	71.205	75.831	6,5	0,1
Próprio	11.312	11.299	11.529	12.140	11.973	-1,4	0,0

Tabela 2.5 - Número de consumidores por tipo

Fonte: ANUÁRIO (2013)

Conforme informações do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) o SIN (Sistema Interligado Nacional) é formado pelas empresas de energia das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. O SIN possui tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, conforme as Figuras 2.2 e 2.3

Figura 2.2 – Integração Eletroenergética do SIN

Fonte: ONS (2014)

Fonte: ONS (2014)

2.2 Subestação Elétrica

Uma subestação é parte do sistema de potência que contém os dispositivos de manobra, controle, proteção, transformação e demais equipamentos, condutores e acessórios, abrangendo as obras civis e estruturas de montagem (ANEEL, 2014). A subestação, ou SE, funciona como ponto de controle de tensão e corrente, e de transferência de potência em um sistema de geração, transmissão ou de distribuição.

Para isso uma subestação elétrica utiliza certos equipamentos de transformação e/ou de manobra e, em alguns casos, equipamentos de compensação de reativos, além disso possui dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas e defeitos no sistema, isolando os trechos onde estas faltas ocorrem.

As subestações podem ser classificadas quanto à sua função, quanto ao nível de tensão, quanto ao tipo de instalação e com relação à forma de sua operação.

Quanto à função no sistema elétrico, uma SE, podem ser (JARDINI, 1997):

- Subestação Transformadora – aquela que converte a tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor, sendo designada respectivamente de SE Transformadora Elevadora e SE Transformadora Abaixadora;
- Subestação Seccionadora, de Manobra ou de Chaveamento – é aquela que interliga circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão, possibilitando a sua derivação em outros circuitos. É também adotada para possibilitar o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos de menor comprimento.

Quanto ao nível de tensão, uma SE pode ser (JARDINI, 1997):

- Alta Tensão (AT) – tensão nominal abaixo de 230kV;
- Extra Alta Tensão (EAT) – tensão nominal igual ou acima de 230kV

Quanto ao modo de instalação dos equipamentos, a SE pode ser (JARDINI, 1997):

- Subestação Externa ou ao Tempo – aquela em que os equipamentos são instalados ao tempo e sujeitos portanto às condições atmosféricas desfavoráveis de temperatura, chuva, poluição, vento, etc., as quais desgastam os materiais dos componentes, exigindo portanto manutenção mais frequente e reduzem a eficácia do isolamento;
- Subestação Interna ou Abrigada – aquela em que os equipamentos são instalados ao abrigo do tempo, podendo tal abrigo consistir de uma edificação e de uma câmara subterrânea. As subestações abrigadas podem consistir de cubículos metálicos, além de subestações isoladas a gás, tal como o hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Quanto à forma de operação, considera-se uma SE (JARDINI, 1997):

- Com operador – exige alto nível de treinamento de pessoal. Faz uso de computadores na supervisão e operação local. Em geral, sua viabilidade só se justifica para instalações de maior porte.
- Semi-automática – com computadores locais ou intertravamentos eletromecânicos que impedem operações indevidas por parte do operador local.
- Automatizada – com supervisão à distância por intermédio de computadores.

3 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO

3.1 Filosofia da Proteção de Sistemas Elétricos

Em geral a filosofia de proteção consiste em dividir-se o sistema elétrico em zonas supervisionadas por relés, disjuntores, TC`s e TP`s de modo a minimizar o número de componentes desligados por uma condição de falta.

Na Figura 3.1 pode-se observar as zonas de proteção de um sistema elétrico, desde a geração, transmissão até a distribuição. As zonas de proteção são mostradas em retângulos tracejados, que se interceptam, funcionando como proteção principal ou de retaguarda, dependendo da localização da falta.

Figura 3.1 – Zonas de Proteção

Fonte: Caminha (2004)

3.2 Sistema SCADA

A operação do SEP é extremamente dependente das informações de estados, da análise confiável de dados e da velocidade para a tomada de decisão e intervenção do operador, seja do ponto de vista de uma operação automática feita pelo sistema, seja de um comando manual inferido por um usuário humano.

No caso de operações manuais, como são baseadas nas percepções e ações humanas, elas apresentam riscos elevados para o sistema e para os próprios usuários. Estes riscos são minimizados com o desenvolvimento e o emprego de tecnologias digitais de telecomando e telemedição, como aqueles dos sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados, também conhecido como Sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). (BRODSKY, 2013)

Um sistema SCADA é formado basicamente por diversos módulos digitais de aquisição de entradas e saídas analógicas e digitais, por processadores de lógicas, redes de comunicação, interfaces com usuários, equipamentos de comunicação e *softwares* para diversas aplicações. Esses sistemas podem coletar, processar e exibir ao usuário informações relacionadas a cada um dos equipamentos envolvidos em uma dada manobra ou operação de um sistema elétrico de potência. Dessa forma, a tomada de decisão do usuário pode ser fundamentada em argumentos técnicos e operacionais. O usuário faz a atuação de forma mediada, semi-automática, quando o SCADA pode, desde impedir ou negar um comando emitido de forma inadvertida em um dado contexto, ou então pode exigir confirmações e a atenção do usuário em situações que demandam cuidado na sequência de comandos e manobras.

É importante observar que com o estabelecimento de regras mais rígidas para os serviços de suprimento de energia elétrica, principalmente quanto à qualidade de energia e aos índices de continuidade no fornecimento, as concessionárias passaram a investir em ferramentas cada vez mais sofisticadas para aumentar a visibilidade, a agilidade e a precisão dos sistemas SCADA na operação conjunta do sistema elétrico.

Intimamente, a operação do sistema elétrico realizada pelas concessionárias de energia elétrica com sistemas SCADA está baseada na coleta, no processamento, na análise e no armazenamento de dados, sejam analógicos ou digitais, adquiridos nas subestações. Essas informações são medidas por meio de diversos tipos de sensores e transdutores instalados nos equipamentos das subestações. Os dados são então transmitidos para um centro computacional, onde são gerenciados e controlados por outros equipamentos, para serem exibidos por meio de monitores e relatórios. Os usuários realizam então a observação e a atuação no sistema através de teclados e *mouses* em interfaces gráficas, conforme a estratégia adotada pela concessionária. Nesse contexto é importante observar duas características importantes dos sistemas SCADA :

A velocidade, assiduidade e validade das informações exibidas e ordenadas pelo usuário. Essa característica requer um sistema sincronizado no tempo, com alta velocidade na coleta de dados, transmissão e atuação sob o sistema de potência.

A observação dos dados, sua interpretação e um determinado comando pode ser ordenado de diversos pontos da rede de comunicação que envolve o SCADA. Essa característica requer que o sistema seja estruturado em camadas ou níveis hierárquicos, com prioridades e permissões diferentes.

Na estrutura hierárquica de um sistema SCADA cada nível é responsável por uma parte do processo de aquisição de estados, processamento de dados ou controle e atuação. Essa divisão em camadas permite que haja uma priorização ou controle de acesso de uma camada à outra, para que operações não sejam feitas violando regras e procedimentos de precedência. Por exemplo, um determinado ponto de comando para abertura de um disjuntor pode ser operado por dois mecanismos: um mecanismo local e um mecanismo remoto proveniente de um nível hierárquico imediatamente superior (como um centro de operação regional). Com esse discernimento em camadas, as operações locais tem precedência sobre as operações remotas, e no nível do centro de operação regional não é possível atuar sob o mecanismo de abertura local do disjuntor.

A Tabela 3.1 apresenta uma estrutura hierárquica típica para SCADAs aplicados a sistemas de energia elétrica. Contudo, dependendo da característica de cada empresa, poderá ser necessário um número maior ou menor de níveis para a operação.

Níveis	Descrição
Nível 5	Local: Centro de operação do sistema (COS) Equipamentos: computadores, servidores e <i>workstations</i> . Tipo : operação remota de nível 4
Nível 4	Local: Centro de operação regional (COR) Equipamentos: computadores, servidores e <i>workstations</i> . Tipo : operação remota de nível 3
Nível 3	Local: Casa de comando da SE Equipamentos: computadores e painéis com suas IHMs. Tipo : operação local do nível 2
Nível 2	Local: Painéis da casa de comando da SE Equipamentos: computadores industriais, <i>gateways</i> de comunicação, IEDs, Controladores Programáveis, com suas IHMs. Tipo : operação local do nível 1
Nível 1	Local: Cubículos da SE Equipamentos: relés de proteção, IEDs, unidades de controle de <i>Bay</i> , medidores, com suas IHMs. Tipo : operação local do nível 0
Nível 0	Local: Pátio da SE Equipamentos: disjuntores, seccionadoras, controles de Tapes, reguladores de carga e frequência, etc.

Tabela 3.1 – Estrutura Hierárquica do Sistema SCADA.

Fonte: THOMAS (2015) – *Power System SCADA*.

Essa estrutura também pode ser visualizada na forma de uma pirâmide, como a mostrada na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Pirâmide de Automação

Fonte: MORAES (2007) – Engenharia de Automação Industrial.

Apesar de não destacado na Tabela 3.1 e Figura 3.2, o meio de comunicação é uma das partes fundamentais de um sistema SCADA, conduzindo o fluxo de dados de um nível hierárquico ao outro. A comunicação pode ser feita por diversos tipos de meios físicos, e de forma estruturada e padronizada por normas, e em múltiplos arranjos de arquitetura de rede de comunicação. Isso pode ser visto na Tabela. 3.2 a seguir.

É importante observar que a banda de transmissão das informações é bastante variada, uma vez que próximo do nível 0 temos tipicamente informações analógicas ou digitais de banda estreita, e ao se aproximar dos níveis superiores, à medida que novas informações são agregadas, há a tendência e necessidade de se utilizar bandas e velocidades de comunicação maiores.

Meio Físico	Tipo de Comunicação	Padrão	Protocolos
Metálico	Serial	EIA 232 / EIA 485	Modbus RTU DNP3.0 IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-103
	TCP/IP	10/100/1000 BASE T	Modbus TCP DNP3.0 LAN/WAN IEC 60870-5-104 IEC 61850
Fibra ótica	Serial	EIA 232 / EIA 485	Modbus RTU DNP3.0 IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-103
	TCP/IP	10/100/1000 BASE T	Modbus TCP DNP3.0 LAN/WAN IEC 60870-5-104 IEC 61850
Sem fio (rádio)	Serial	FSK / GFSK	Modbus RTU DNP3.0 IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-103
	TCP/IP	IEEE 802.11	Modbus TCP DNP3.0 LAN/WAN

Tabela 3.2 – Típicos de Redes de Comunicação SCADA

Fonte: MORAES (2007) – Engenharia de Automação Industrial.

No contexto dos sistemas SCADA os IEDs tem um papel bastante importante, pois estão posicionados no nível 1, sendo os responsáveis diretos pela interface com os equipamentos de potência da SE, para a obtenção dos dados que compõe a base do sistema SCADA, tais como:

- As medições analógicas (tensões, correntes, frequência, temperaturas, velocidades, etc);
- As medições digitais como estados dos equipamentos de manobra (disjuntor aberto/fechado, seccionadora aberta/fechada, relé normal/falha);

O controle ou envio de comandos para mudanças de estados de equipamentos elétricos via interface física ou via rede de comunicação;

SOE (*Sequence of Events*) – Lista interna de ocorrências em entradas analógicas e digitais e interfaces de comunicação de um IED. Essas ocorrências são registradas com estampas de tempo com precisão melhor que 1,0 ms permitindo posteriormente a reconstrução da linha de tempo de eventos ocorridos em uma parte de um SEP, tais como o registro das operações durante uma abertura ou fechamento de disjuntores e religadores.

WFR (*Waveform Recorder*) – Registros internos de oscilografia, responsáveis por armazenar as amostras instantâneas dos sinais de tensão, corrente, potências, energias e entradas e saídas digitais vistas por um dado equipamento IED em um SEP. Esses registros são usados para verificar e diagnosticar as razões de uma dada ocorrência ou atuação da proteção no sistema. São tipicamente analisadas por um usuário especialista.

É importante observar que para que os IEDs possam operar em uníssono com o restante dos equipamentos do sistema, é importante haver sincronismo entre todas as operações. Isso é obtido nas subestações por meio de relógios sincronizados por GPS (*Global Position System*), ou Sistema de Posicionamento Global.

Esse sistema realiza a sincronização de relógios através de pulsos de satélite que são recebidos a cada segundo, com exatidão melhor que 1 microssegundo. Os relógios enviam esses sinais de sincronismo por diversos meios, tais como o IRIG-B ou por NTP. No IRIG-B o pulso de sincronismo é levado ao IED por meio de fiação (*hardware*), portanto é mais preciso e confiável. Por NTP (*Network Time Protocol*) o

sinal de sincronismo é enviado por meio de um protocolo de rede por TCP/IP, porém apresentando limitações, causando atrasos ou desvios no sincronismo. Algoritmos modernos têm melhorado sua performance, porém dificilmente alcançam a precisão do IRIG-B.

3.2.1 Sistema Supervisório

Um Sistema Supervisório é a principal ferramenta para a operação de uma subestação de energia elétrica que possui tecnologia de automação contemporânea. Este tipo de sistema consiste em uma série de softwares e computadores dedicados que fazem a aquisição das informações nas subestações (tensão, corrente, potência ativa, reativa, frequência) e posições aberta/fechada de seccionadoras, disjuntores, chaves, etc.

As informações são disponibilizadas em diagramas unifilares ou em telas de Interface Homem Máquina (IHM). Um exemplo é mostrado na Figura 3.3. Através de recursos do computador de operação (teclado, mouse) o usuário pode também realizar comandos de seleção, abertura, fechamento, ordenar sequência de manobras, conforme a necessidade.

Figura 3.3 – Exemplo de um Sistema Supervisório SCADA

Fonte: ELIPSE (2014) – Subestação do bairro da Penha/RJ.

3.2.2 Controladores Programáveis

Um Controlador Lógico Programável ou Controlador Programável, conhecido também por suas siglas CLP ou CP (e pela sigla de expressão inglesa PLC de *Programmable Logic Controller*), é um computador especializado, baseado em alguma arquitetura de microprocessador, que desempenha funções de medição, processamento e controle através de *softwares* desenvolvidos pelo usuário. É amplamente utilizado na indústria para o controle dos mais diversos tipos de plantas e instalações, com diferentes níveis de complexidade. Geralmente as famílias de Controladores Lógicos Programáveis são definidas pela capacidade de processamento de um determinado número de pontos de Entradas e/ou Saídas (E/S).(MORAES, 2007)

De forma mais específica, um Controlador Lógico Programável segundo a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), é um equipamento eletrônico digital com *hardware* e *software* compatíveis para aplicações industriais. Segundo a NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*), é um aparelho eletrônico digital que utiliza uma memória programável para armazenar, internamente, instruções e para implementar funções específicas, tais como lógicas, sequenciamentos, temporizações, contagens e aritmética em geral, controlando, por meio de módulos de entradas e saídas, vários tipos de máquinas ou processos.

Um CLP é o controlador indicado para se lidar com sistemas caracterizados por eventos discretos, ou seja, eventos registrados não em instantes de tempo de forma contínua, mas em passos, intervalos ou períodos conhecidos. Tipicamente são aplicados em processos onde as variáveis observadas assumem valores zero ou um (ou variáveis digitais). Podem ainda lidar com variáveis analógicas, de quaisquer grandezas físicas do processo real (temperatura, pressão, vazão, potência elétrica, etc.), para um valor analógico de tensão e corrente por algum tipo de sensor ou transdutor. Esses sinais analógicos são adquiridos e digitalizados pelo CLP e armazenados em variáveis internas, cuja representação numérica é mais ampla do que simplesmente zero ou um, são as chamadas variáveis analógicas.

Num sistema típico de processo industrial, toda a informação dos sensores é concentrada no controlador (CLP) que, de acordo com o programa em memória, define o estado dos pontos de saída conectados a atuadores.

Os CLPs têm capacidade de comunicação de dados via interfaces das mais diversas. Com isto podem ser supervisionados por computadores formando sistemas de controle integrados. Um ou mais *softwares* de supervisão podem então monitorar e controlar redes de Controladores Lógicos Programáveis.

Os canais de comunicação nos CLPs também permitem conectar o dispositivo à interfaces de operação (IHM), computadores, outros CLPs e até mesmo a outras unidades de entradas e saídas remotas.

Dentre os diversos benefícios do uso do CLP, podemos citar:

Intercambiabilidade e confiabilidade – Depois de escrito e depurado, um programa pode ser transferido e armazenado facilmente em outros CLPs do mesmo fabricante e também dependendo da família. Isto reduz o tempo de programação, minimiza a depuração e aumenta a confiabilidade. Sua confiabilidade é superior a esquemas tradicionais de lógicas de contatos pois toda a inteligência, lógica combinatória e sequencial está codificada como instruções dentro da memória do CLP. Dessa forma, fica reduzida a possibilidade de erros com base nas ligações elétrica ou fiações. As únicas fiações necessárias são aquelas para o fornecimento de energia e para a interligação de entradas e saídas;

Flexibilidade – As modificações do programa podem ser feitas de forma simples e rápida, com pouca digitação. Dessa forma, atualizações na lógica podem ser feitas simplesmente pelo envio de um novo *software*..;

Funções Avançadas – Os CLPs podem realizar uma grande variedade de tarefas de controle, desde ações simples e repetitivas até a manipulação de dados complexos como, por exemplo, a implementação de lógica *Fuzzy* no CLP;

Comunicações – A comunicação com interfaces de operação, outros CLPs e IEDs é possível, com inúmeros tipos de protocolos, velocidades e tipos de dados. Essa comunicação facilita a coleta de dados e o intercâmbio de informações com outros dispositivos e sistemas;

Velocidade – Os equipamentos acompanham a evolução do *hardware* de sistemas embarcado, microcontroladores e microprocessadores modernos, de alta velocidade. Muitas aplicações de automação necessitam dessa alta capacidade de processamento e baixo tempo de resposta dos CLPs. Por exemplo, certas máquinas automatizadas no setor industrial processam milhares de itens por minuto, e os nessa linha objetos estão expostos aos sensores durante apenas uma fração de segundo. Em outros exemplos são empregados CLPs modernos que podem operar com tempo de varredura de seu programa inferior a 1,0 ms, para um programa de certa complexidade.

Diagnóstico – A capacidade de localização de falhas, embutida nos computadores e *softwares* de programação, além de recursos próprios de diagnóstico incorporado ao CLP, permitem que os usuários localizem e corrijam rapidamente problemas, tanto de *software* como de *hardware*.

3.2.2.1 Linguagens de programação do CLP (Norma IEC 1131-3):

De maneira geral, o programa executado no controlador programável é um conjunto de expressões booleanas. As expressões são avaliadas uma a uma sequencialmente a cada ciclo de varredura, e o resultado correspondente é armazenado na memória intermediária do CLP. Ao terminar a avaliação, a parte da memória intermediária correspondente às entradas são copiadas para saídas. (MORAES, 2007)

Existem parcialmente dois tipos de linguagem de programação: Linguagem Gráfica e Linguagem Textual, conforme a Figura .

Figura 3.4 – Linguagens de programação segundo IEC 61131-3

Fonte: "o próprio autor"

Linguagem Gráfica é como um esquema elétrico ou esquema de blocos. Dentro da linguagem gráfica possui três diferentes tipos:

- Diagrama *Ladder* (LD): É basicamente contatos elétricos e lógicos a relé para a realização de circuitos de acionamentos.

Figura 3.5 – Linguagem em Diagrama *Ladder*

Fonte: "o próprio autor"

- Diagrama de Blocos Funcionais (FDB): São blocos interligados que possui diferentes funções, semelhantes aos utilizados na eletrônica digital.

Figura 3.6 – Linguagem em Diagrama de Blocos Funcionais (FBD)

Fonte: "o próprio autor"

- Linguagem por Sequenciamento Gráfico de Funções (SFC): É uma linguagem gráfica que permite a descrição das ações sequenciais, paralelas e alternativas

Figura 3.7 – Linguagem em Sequenciamento Gráfico de Funções (SFC)

Fonte: "o próprio autor"

- Linguagem textual é a linguagem de programação que provém do setor eletrônico ou informático. Dentro da linguagem textual possui dois diferentes tipos:
- Lista de Instruções (IL): É uma linguagem que usa diretamente as instruções do microcomputador e de características sequenciais.

Figura 3.8 – Linguagem em Lista de Instruções (IL)

Fonte: "o próprio autor"

Texto Estruturado (ST): Essa linguagem foi baseada na linguagem Pascal, estrutura em blocos com todos os elementos de uma programação de alto nível.

Y0 := X0 AND NOT X1

Figura 3.9 – Linguagem em Texto Estruturado (ST)

Fonte: "o próprio autor"

3.3 Gerenciamento de Alarmes

Em linhas gerais, os alarmes têm as seguintes funções básicas em um sistema de automação:

Chamar a atenção do operador para uma modificação no estado do processo;

Sinalizar um objeto, e;

Fornecer uma indicação global sobre o estado do processo.

Os alarmes são detectados na planta pelos equipamentos que automatizam o processo (CLPs, IEDs, etc.), bem como pelos computadores do sistema SCADA que recebem as informações de medições e estados da planta. Após sua detecção, as informações dos alarmes são tipicamente mostradas na forma de planilhas ou animações em uma interface gráfica de usuário. Nessa ocasião, dependendo do tipo e gravidade de evento, o alarme irá requerer uma atenção imediata, um reconhecimento de sua ocorrência, ou nenhuma intervenção do usuário, quando são simplesmente enumerados e colocados em relatórios ou bancos de dados históricos, que mais tarde podem ser usados para análises das causas de um determinado tipo de evento.

É importante salientar as definições e proposições na área de automação de subestações a respeito de seus alarmes. O procedimento de estabelecimento da situação de alarme, a forma de manejo dessa situação e o contexto de sua sinalização, etc. não possuem uma normatização clara, ortogonal, que possa ser usada como padrão em um determinado projeto. Essas definições seguem tipicamente alguma política, uma experiência adquirida ou boas práticas de uma dada empresa ou de um projetista na área, para determinar as condições e procedimentos operacionais que devem ser executados no momento em que um alarme é detectado. Essas definições são particulares e variam bastante entre uma ou outra concessionária, ou entre uma ou outra empresa.

Em linhas gerais essas definições referem-se às:

Condições de acionamento dos alarmes – quais as circunstâncias que permitem identificar que um novo alarme deve ser sinalizado para um operador;

Escolhas e notificações aos operadores – qual o procedimento operacional que será executado para que o operador seja notificado, e como ele poderá escolher qual medida deve ser tomada;

Envio de mensagens – qual a forma na qual os operadores são notificados, com que frequência, com qual atenção ou nível de severidade, etc.;

Providência de ações – quais os tipos de ações são esperadas que o operador tome no momento do conhecimento do evento.

Por exemplo, existem circunstâncias onde são produzidos “alarmes normais” ou “pré-alarmes”, quando o evento em questão não requer qualquer intervenção em relação ao seu surgimento ou funcionamento. Esses alarmes não representam o aparecimento de uma situação perigosa, ou seja, uma situação anormal que exija uma análise cuidadosa na tomada das decisões ou a mobilização de um pessoal especializado. Algumas empresas costumam chamar esses alarmes de alertas ou simplesmente de eventos. Entretanto, mesmo não sendo críticos para a operação, eles são apresentados na interface gráfica do sistema SCADA e, em algumas políticas, requerem o reconhecimento do evento por parte do operador.

No gerenciamento de alarmes outras questões estão relacionadas com o nível hierárquico dos operadores e a divisão estratégica dos alarmes e eventos em uma determinada planta. Os operadores podem ser categorizados em vários níveis, com diversas responsabilidades e atribuições.

Da mesma forma, os alarmes devem também ser divididos e categorizados, para que sejam exibidos apenas àqueles usuários pertinentes, responsáveis, por exemplo, por um determinado procedimento operacional de tratamento de um evento. Essa categorização também é bastante peculiar de projeto em projeto, feita pelas autoridades responsáveis pelo sistema, uma vez que impactam na divisão das tarefas de operação e até na hierarquia dos funcionários.

Outro ponto de discussão é a respeito da intervenção necessária em face de alarmes produzidos pelo sistema. É importante que o procedimento de intervenção

não venha a ser uma carga suplementar ao operador, que em períodos agitados, pode desconsiderar o alarme ou fazê-lo tomar alguma atitude inadvertida. Em geral, os modos possíveis de se intervir em um alarme são:

Supressão do sinal sonoro, indicando o reconhecimento do alarme pelo operador;

Intervenção diretamente na tela do Sistema Supervisório com reconhecimento por parte do operador;

Aceitação do alarme sem reconhecimento, indicando que o operador sabe da existência do problema, mas no momento não pode fazer nada;

Não reconhecimento por parte do operador.

Alguns dos pontos críticos na questão de gerenciamento dos alarmes são: o aparecimento simultâneo de um número elevado de alarmes, e a repetição frequente e excessiva de certos alarmes em uma interface de operação.

Essas situações são potencialmente perigosas, uma vez que podem confundir o operador durante o discernimento e interpretação das ocorrências, ou pior, podem fazer o usuário ignorar as sinalizações, quando algum problema grave está em andamento.

Nessas ocasiões são necessárias análises e filtrações das informações, de forma a identificar o número elevado de alarmes, e até mesmo alarmes com comportamento pulsante ou intempestivo, de forma a agrupar os eventos, racionalizar sua notificação ao usuário, ou fornecer para outras evidências e diagnósticos a respeito do que está ocorrendo verdadeiramente com o sistema.

Entretanto, isso só é possível com um equipamento ou rotina programável que investigue as causas e os efeitos, correlacionando aos alarmes gerados. Essas rotinas podem ser feitas na forma de “scripts” de programação, que permitem o tratamento prévio das avalanches de informação, antes delas serem enviadas para o Sistema Supervisório como notificação ou sinalização para o operador.

Os critérios usados para criar essas rotinas de filtragem levam em conta uma série de fatores, desde o número de ocorrências de um dado sinal, o seu nível de

prioridade, etc., mas, principalmente, a experiência das pessoas, técnicos e especialistas que projetaram, operam e realizam a manutenção da planta de automação. Por essa razão, para esse papel é premente o emprego de ferramentas de inteligência artificial, que permitem transportar para as plataformas computacionais que processam as informações, um pouco da experiência, do conhecimento e do discernimento dos seres humanos que trabalham com aquele sistema em seu dia-a-dia.

4 A NORMA IEC 61850

4.1 Introdução

A IEC (*International Electrotechnical Commission*) desenvolveu desde a década de 1990 e publicada em 2004 as normas da série IEC 61850, reconhecendo a necessidade de elaborar um padrão abrangendo redes de comunicação e sistemas em subestações, e desenvolveu um padrão que permite a interoperabilidade de IEDs de diferentes origens e que apresenta um grau de confiabilidade adequado com suporte às funções específicas da automação elétrica. Dentre os benefícios esperados do padrão IEC 61850 podem ser citados:

- Aumento da produtividade dos dispositivos e do sistema
- Redução dos custos, com menor custo total ao usuário.
- Justificativa para planejamento de operações baseada em comunicação de dados defensável.
- Aumento no desempenho da segurança e disponibilidade da rede de dados

As vantagens em relação a outros protocolos até então disponíveis, orientados à aquisição de dados e comandos remotos, o padrão IEC 61850 aborda a automação como um conjunto de funções que possam interoperar de forma distribuída, onde as funções possam estar alocadas em diferentes dispositivos físicos, os que podem estar geograficamente distribuídos e conectados em rede. Ao mesmo tempo, este padrão utiliza estes mesmos princípios para a integração, numa mesma rede de dispositivos, de funções de medições, controle e proteção.

4.2 A Norma IEC 61850

Um dos principais objetivos da nova norma internacional IEC61850 é o de garantir a interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes, permitindo o uso e a troca irrestrita de dados a fim de que sejam realizadas suas funcionalidades dedicadas individuais. Assim, por interoperabilidade entende-se a habilidade de dois ou mais IEDs de um mesmo fabricante, ou de fabricantes diferentes, de trocar informações e usar estas informações para uma correta cooperação.

Esta necessidade surge basicamente da dificuldade encontrada nos processos de integração de informações durante as diferentes etapas de implementação na automação de subestações, principalmente quando distintos objetos, frequentemente de diferentes fornecedores, devem ser integrados. A Norma IEC61850 surge, então, como um requisito de mercado, e é baseada em fortes argumentos de funcionalidades comprovadas, evolução tecnológica, especificações de clientes e de métodos de engenharia disponibilizados pelos fabricantes.

A Norma IEC61850 estabelece um padrão aberto, à prova de futuro, permitindo salvaguardar os investimentos com relação aos fornecedores e acompanhar a tecnologia para futuras extensões de “bays” ou funções. Particularmente, esta norma não apenas estabelece o mais avançado e universal padrão para comunicação, mas também um padrão orientado a sistemas para automação de subestações e seus aspectos, tais como:

- Recomendações para gerenciamento de sistemas e projetos;
- Modelo de dados de domínio específico, incluindo regras para extensão funcional;
- Serviços do sistema de domínio específico;
- Linguagem de configuração da subestação;
- Testes de conformidade.

Para isso, a norma IEC 61850 é estruturada em diversas partes, cada uma tratando de um tópico específico e que permite uma abordagem praticamente completa no que se refere aos sistemas de automação de subestações.

Assim, os principais subsídios para estes sistemas são analisados, cobrindo desta forma os aspectos de abordagem de comunicação, de modelo e de engenharia. A Figura 4.1 ilustra as divisões da norma:

Figura 4.1 – Divisões da Norma IEC 61850

Fonte: IEC 2003-4 – Technical Report TR 61850-1

Na abordagem de comunicação o principal aspecto está relacionado com o fato de que a norma não se prende à rápida mudança da tecnologia de comunicação, mas sim no modelo de dados de objetos, ou seja, as partes que são comuns em subestações tais como disjuntores, controladores e proteção e que podem trocar dados entre si. Estes dados, por sua vez, possuem atributos como "*timestamp*" ou marcações do tempo ou validade, que devem ser conhecidos ou ajustados para a correta operação do sistema de automação.

O acesso ou troca de dados é então definido pela padronização de serviços. Isto garante a Estabilidade de Longo Prazo: a norma deve ser à prova de futuro, isto é, deve estar apta a seguir o progresso na tecnologia de comunicação, assim como a evolução das exigências do sistema. (IEC, 2003)

Na abordagem de modelo o fator fundamental é a identificação das exigências de comunicação e da representação de dados. Para isso, todas as funções na subestação foram divididas em objetos menores denominados Nós Lógicos ou LN, do inglês *Logical Node*, que comunicam entre si e possuem todas as informações a serem transmitidas. Os Nós Lógicos podem estar alocados em múltiplos dispositivos e níveis de controle. Isto garante a livre alocação de funções: a norma deve suportar diferentes filosofias e permitir uma livre alocação de funções, isto é, deve trabalhar igualmente para conceito centralizado ou descentralizado.

Finalmente a abordagem de engenharia estabelece a linguagem de configuração da subestação, ou SCL do inglês *Substation Configuration Language*, que descreve o modelo de dados com todas as suas opções, a alocação dos LNs aos diferentes dispositivos, todos os canais de comunicação, e a alocação de funções aos equipamentos de manobras de acordo com o diagrama unifilar. Esta linguagem é usada para garantir a troca de dados entre as ferramentas de configuração de sistemas de diferentes fabricantes durante o processo de engenharia. Isto garante a Interoperabilidade: habilidade dos IEDs de um ou diversos fabricantes em trocar informações e utilizar as informações para suas próprias funções.

4.3 Mensagens GOOSE

A comunicação horizontal, como parte integrante da configuração da automação de subestações, é prevista pela Norma IEC61850. Neste tipo de comunicação é possível que os IEDs troquem informações entre si, garantindo a funcionalidade específica de cada um, que pode depender de informações provenientes de outros IEDs. Assim, é possível realizar esquemas mais inteligentes para garantir a operacionalidade de determinadas lógicas de proteção e controle. Neste contexto, a comunicação horizontal prevista na Norma IEC61850 é realizada através das mensagens GOOSE. Estes tipos de mensagens são realizadas através do tráfego de informações do tipo *multicast*, ou seja, neste tipo de mensagem as informações são lançadas na camada OSI mais inferior e atingem de maneira rápida todos os componentes conectados a esta rede. Apenas os dispositivos interessados na mensagem que trafega irão absorver a informação relevante que lhe é necessária. Desta forma, as informações trafegam de maneira eficiente, garantindo intertravamento e lógicas especiais em intervalos curtos de tempo.

Embora sabendo-se que o conceito de comunicação horizontal não é novo, isto é, alguns fabricantes já utilizam a comunicação entre IEDs do mesmo fabricante desde 2004, a Norma IEC61850 traz o benefício de permitir que estas informações sejam trocadas entre IEDs de diferentes fabricantes, fato este não permitido até o momento. Particularmente, os fabricantes desenvolveram a capacidade de IEDs trocarem informações entre si, mas com protocolos dedicados a uma linha de produtos específica deste fabricante.

A Figura 4.2 apresenta uma representação simplificada de arquitetura de comunicação. Nesta representação podem ser identificados, principalmente, os IEDs de proteção e controle, a estação de controle incluindo IHM e um *gateway* para acesso de outras redes. Na rede IEC61850 podem, então, trafegar as mensagens GOOSE (comunicação horizontal) entre os diferentes IEDs, que podem ser de diferentes fabricantes. Nesta mesma rede, podem trafegar as mensagens verticais, ou seja, as mensagens que partem dos IEDs e seguem em direção à estação de

controle. Neste caso, a principal finalidade é a supervisão e controle da subestação através da IHM disponibilizado ao operador.

Figura 4.2 – Arquitetura de Rede de Comunicação

Fonte: IEC 2003-7 – International Standard 61850-5

Capítulo 5

5 LÓGICA FUZZY

5.1 Introdução

Em um sistema moderno de energia, o monitoramento e o controle de subestações são baseados nos Sistemas de Gerenciamento de Energia informatizados (*Energy Management System - EMS*) e Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). Quando as faltas ocorrem em uma subestação automatizada, os dispositivos faltosos são isolados pela operação de relés e disjuntores correspondentes. Enquanto isso, o sistema SCADA irá emitir mensagens de alarme em um curto período de tempo para as estações de operação.

Os operadores, no centro de controle, são responsáveis por restaurar o sistema em falta e para isso devem usar seus julgamentos e experiências para determinar os eventuais elementos em falta como primeiro passo nos procedimentos de restauração. Quando um disjuntor ou seus relés associados deixam de funcionar, a falha é removida pela proteção de *backup*. Em tais casos, a área de interrupção é estendida. Se a função de diagnóstico automático de apoio não é acionada, é difícil de determinar a causa da falha pelo operador em condições de emergência.

Além disso, múltiplas falhas podem ocorrer, com muitos disjuntores sendo abertos ao mesmo tempo. Nestas circunstâncias, muitas mensagens de alarme são mostradas nas estações de operação dificultando para os operadores analisarem a situação de forma satisfatória e assegurar quais são as ações mais adequadas a se adotar. Portanto, é importante desenvolver alguns métodos rápidos e análise de para auxiliar os operadores nas situações acima referidas.

Ao longo desses últimos duas décadas, foram feitos esforços consideráveis para o desenvolvimento de ferramentas computacionais para o diagnóstico de faltas. A maioria deles tem fornecido fortemente a utilização de Sistemas Especialistas (*Expert System – ES*). Embora a abordagem baseada em Sistemas Especialistas ofereça soluções para o diagnóstico de faltas, ainda sofre de algumas imperfeições. (CHEN, 2000)

5.2 Comparações entre Ferramentas Computacionais

- Sistemas Especialistas (ES – *Expert System*)

Por exemplo, o processo de aquisição de dados e a revisão da base de dados ou sua manutenção é bastante onerosa. Além disso, o tempo de resposta do ES geralmente não é aplicável a um ambiente em tempo real, devido à representação do conhecimento convencional e mecanismo de inferência.

- Redes Neurais Artificiais (ANN – *Artificial Neural Network*)

Nos últimos 20 anos, o uso de Redes Neurais Artificiais (RNA - ANN) tem sido uma potencial solução para estes problemas. O diagnóstico de faltas é formulado como um problema de reconhecimento de padrões, identificando várias combinações de disjuntores e estados dos relés. No entanto, alguns problemas ainda permanecem sem solução na aplicação prática, até agora, como a convergência lenta no processo de formação e determinação dos parâmetros de rede como unidades escondidas, camadas, taxa de aprendizagem e valor de impulso.

Além disso, a abordagem ANN tem má transparência, ou seja, não podemos determinar como os resultados são obtidos, ou como o diagnóstico é alcançado a partir do resultado. Além disso, quando qualquer configuração do sistema muda, a rede neural relacionada precisa de ser reformulada. Em uso prático, as necessidades de uma grande número de padrões para treinar o ANN e o processo

de formação lenta muitas vezes fazem com que os usuários hesitem em aceitar a abordagem ANN no diagnóstico de faltas.

- Rede Causa Efeito

O processamento paralelo é um meio útil para reduzir o tempo de processamento de diagnóstico de faltas. A representação do conhecimento e procedimento de inferência a partir da rede de causa-efeito para diagnosticar faltas múltiplas, bem como uma falha única. No entanto, tem as seguintes desvantagens:

- Esta representação não pode distinguir entre diferentes tipos de faltas, utilizando uma rede de causa e efeito fixa.
- Esta representação não é capaz de mostrar se um relé foi ativado corretamente ou falsamente, sem SE-ENTÃO (*IF-THEN*) nas regras da rede de causa e efeito.

A solução proposta para superar as insuficiências acima é usar um método baseado numa rede causa/efeito híbrida baseada em regras *fuzzy*.

O raciocínio humano é complexo porque se baseia em informações não precisas. Assim para um ser humano não é difícil tomar uma decisão baseada apenas em informações abstratas ou imprecisas, ou seja, em variáveis linguísticas. Desta forma, para o cérebro humano, informações como “muito quente”, “mal passado”, podem ser suficientes para tomar uma decisão satisfatória. Os sistemas *fuzzy* são sistemas computacionais que visam aproximar o processo de decisão computacional da decisão humana.(SHAW, 1999)

A tomada de decisão computacional antes dos sistemas *fuzzy* era baseada somente na lógica clássica, a qual parte do princípio de que um elemento pertence ou não pertence a um determinado conjunto. Para a lógica clássica não existe um grau de pertinência intermediário. Assim, não há outra possibilidade, apenas pertence ou não pertence.(ZADEH, 1995)

5.3 Conceitos e Aplicação da Lógica *Fuzzy*

Os sistemas *fuzzy* são baseados em quatro componentes: regras, fuzzyficação, sistema de inferência e defuzzificação (MENDEL, 1995). Um sistema *fuzzy* pode ser representado de acordo com a Figura 5.1

Figura 5.1 – Arquitetura de um Controlador *Fuzzy*

Fonte: PASSINO (1997)

Onde:

$r(t)$ = variável de referência de entrada para o controlador *fuzzy*

$u(t)$ = variável de saída do controlador *fuzzy* (defuzzificação) e entrada de controle do processo

$y(t)$ = valor de resposta do processo com relação a entrada $u(t)$, além de realimentar a base de regras *fuzzy*

A fuzzyficação é o processo em que os valores concretos são mapeados em conjuntos *fuzzy*. Isto é necessário para que as regras *fuzzy*, que estão em termos de variáveis linguísticas possam ser ativadas.

A inferência *fuzzy* é o procedimento de avaliação das regras que relacionam as variáveis e que levam a conclusão final do sistema. O raciocínio é efetuado através da inferência, que permite tirar conclusões (deduzir, concluir) partindo de fatos conhecidos. As variáveis linguísticas, de entrada e saída, representam o conhecimento em inferência *Fuzzy*.

A inferência possui duas fases distintas, a avaliação da implicação de cada regra e a composição das conclusões de todas as regras em um valor consolidado. Existem muitos procedimentos inferenciais na lógica *Fuzzy*, porém os mais utilizados são o Mamdani e o Takagi-Sugeno-Kang (MENDEL, 2001).

A Defuzzificação é última etapa do tratamento *fuzzy*. Nesta etapa, ocorre a transformação das variáveis que se encontram na forma fuzzificada para forma determinística (*crisp*), determinando o valor real da(s) saída(s). Os principais métodos para efetuar a defuzzificação são o "centro-de-área" ("centróide"), o "centro-do-máximo", a "médiado-máximo" e a "média-ponderada" (SHAW, 1999).

5.4 Conjuntos *Fuzzy*

Nos conjuntos *fuzzy* a ideia de inclusão é flexível, o que possibilita que um determinado elemento pertença a um ou mais conjuntos e determina o grau de inclusão em cada conjunto. Assim na lógica *Fuzzy* um elemento pode pertencer parcialmente a um conjunto e pertencer a mais de um conjunto.

5.4.1 Função de Pertinência

Na teoria dos conjuntos *fuzzy*, o conceito de possibilidade é usado e definido por um número entre um e zero. A forma clássica (*crisp*) define um elemento x no universo X é ou pertencem ao conjunto, ou não é, enquanto elementos de um conjunto *fuzzy*

pode ter vários graus de pertencimento. Um conjunto *fuzzy* pode ser definido como a seguir.

Um elemento de um conjunto *fuzzy* é um par ordenado contendo um elemento de ajuste e o grau de pertinência no conjunto *fuzzy*. A função de pertinência é um mapeamento:

Um elemento de um conjunto *fuzzy* é um par ordenado contendo um elemento de ajuste e o grau de pertinência no conjunto *fuzzy*. A função de pertinência é um mapeamento:

$$\mu: x \rightarrow [0, 1]$$

e para conjunto *fuzzy* A:

$$\mathbf{A} = \{(\chi, \mu_{\mathbf{A}}(\chi)) | \chi \in \mathbf{X}\}$$

Onde X é o universo e $\mu_{\mathbf{A}}(\chi)$ é chamado de associação da função.

A função de membro descreve o grau em que o elemento x pertence ao conjunto *fuzzy* A.

Um valor maior de $\mu_{\mathbf{A}}(\chi)$ significa um maior grau de pertinência. O poder subjacente da teoria dos conjuntos *fuzzy* é que ele usa variáveis linguísticas, ao invés de variáveis quantitativas, para representar conceitos imprecisos. Uma variável linguística é diferente de uma variável numérica em que os seus valores não são números, mas palavras ou frases em linguagem natural ou artificial.

A função que define o grau de inclusão de um determinado elemento a um determinado conjunto *fuzzy* é denominada de função de pertinência. Um conjunto

fuzzy A no universo de discurso X é caracterizado pela função de pertinência $fa(x)$ que associa cada ponto em x a um número real no intervalo de $[0,1]$, sendo que o valor de $fa(x)$ em x representa o “grau de pertinência” de x em A. Assim, quanto mais próximo do valor unitário estiver o valor de $fa(x)$, maior será o grau de pertinência de x ao conjunto A (ZADEH, 1965). Aqui está uma das principais diferenças entre os conjuntos *fuzzy* e os conjuntos da álgebra clássica. Na álgebra clássica, um elemento só pode ter dois graus de pertinência em relação a um conjunto: 0 ou 1. O que significa que ou o elemento pertence (1) ou não pertence (0) ao conjunto. Na lógica *Fuzzy* um elemento pode pertencer parcialmente ao conjunto.

5.5 Inferência *Fuzzy*

A inferência do sistema *fuzzy* visa modelar o problema sobre o qual só se tenha informações qualitativas. Para tanto o sistema *fuzzy* faz uso de variáveis *fuzzy*, ou variáveis linguísticas para expressar o comportamento do sistema.

5.5.1 Variáveis Linguísticas

Os sistemas *fuzzy* permitem o desenvolvimento de um sistema computacional que lida de forma apropriada com informações disponibilizadas de forma qualitativa. Para tanto essas informações qualitativas são armazenadas computacionalmente por meio das variáveis *fuzzy*, ou variáveis linguísticas. As variáveis linguísticas são compostas pelos seguintes atributos:

- Nome – é o rótulo associado à variável linguística;
- Conjunto de termos linguísticos – são os nomes associados aos valores linguísticos da variável linguística;
- Universo de discurso – é o domínio de definição da variável linguística;

Função de pertinência – é o conjunto *fuzzy* que representa cada termo linguístico.

Na Figura 5.2 visualizamos as variáveis linguísticas citadas anteriormente:

Figura 5.2 – Variável *fuzzy* PESO

Fonte: "o próprio autor"

- Nome – PESO
- Conjunto de termos linguísticos – LEVE, MÉDIO, PESADO;
- Universo de discurso – $[0, 1]$;
- Função de pertinência – Triangular para LEVE, MÉDIO e PESADO;

5.5.2 Regras Fuzzy

As regras *fuzzy* são compostas de conjuntos de SE-ENTÃO, e expressam a relação lógica entre as variáveis *fuzzy* do sistema. As regras *fuzzy* podem ser expressas como segue:

$$R^{(l)} : \text{Se } (u_1 \text{ é } F_1^l) \text{ e } (u_2 \text{ é } F_2^l) \text{ e } \dots (u_p \text{ é } F_p^l) \text{ Então } v \text{ é } G^l$$

Onde $l = 1, 2, \dots, N$ representando o conjunto de todas as regras *fuzzy*; F e G são conjuntos *fuzzy*; u e v são variáveis linguísticas.

O desenvolvimento das regras *fuzzy* é a etapa que mais precisa do especialista no tipo de aplicação para a qual se deseja desenvolver o sistema *fuzzy*.

Somente um especialista na área saberá dar as informações necessárias para a construção das variáveis linguísticas e das regras necessárias para que o sistema apresente respostas aceitáveis. Esta etapa é fundamental para a eficiência e exatidão do sistema *fuzzy*.

5.5.3 Processo de Inferência Fuzzy

No processo de inferência *fuzzy* a lógica *Fuzzy* é usada para combinar as regras *fuzzy* com o intuito de mapear os conjuntos *fuzzy* de entrada nos conjuntos *fuzzy* de saída. Cada regra é interpretada como uma implicação (MENDEL, 1995), e esta pode ser transformada numa relação *fuzzy* $R_{a-b}(x,y)$.

O processo de inferência é baseado no seguinte esquema:

- Fato: x é A
- Regra: SE x é A ENTÃO y é B
- Consequência: y é B
- Onde x e y são valores discretos e A , B são conjuntos.

Para obter B faz-se uma composição do conjunto A, denotado por um fato observável, com a relação de implicação $R_{a-b}(x,y)$. O conjunto B é a saída *fuzzy* do sistema.

5.6 Defuzzificação

A defuzzificação é o processo que visa transformar o conjunto *fuzzy* de saída resultante do processo de inferência *fuzzy* em valores discretos. Muitos métodos de defuzzificação tem sido propostos na literatura. A eficiência de cada um desses métodos depende de cada aplicação. Um dos principais critérios para selecionar um método de defuzzificação é a sua simplicidade computacional. Abaixo alguns métodos mais usados. (ZADEH, 1995)

5.6.1 Centro de Área

Este método apresenta o centro de área (MCA), y de B' e usa esse valor como resposta do sistema *fuzzy*. O centro de área pode ser calculado através da equação

$$MCA = \frac{\sum_{i=1}^N \mu_{B'}(x_i) x_i}{\sum_{i=1}^N \mu_{B'}(x_i)}$$

Figura 5.3 – Valor de saída resultante da defuzzificação pelo método MCA

Fonte: MENDEL (2001)

5.6.2 Média dos Máximos

O método Média dos Máximos (MMM) primeiro procura-se qual é o máximo $\mu_{B'}$ de B' . Depois de descoberto o máximo, faz-se uma média aritmética dos valores de x cujo valor no universo de discurso seja igual ao máximo. O método Média dos Máximos pode ser definido pela equação mostrada na Figura 5.4

$$MMM = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{Maximo}$$

Figura 5.4 – Valor de saída resultante da defuzzificação pelo método MMM

Fonte: MENDEL (2001)

5.6.3 Primeiro Máximo ou Menor Máximo

No método de Primeiro Máximo ou Menor Máximo (MPM) seleciona-se o x equivalente ao valor do universo de discurso onde ocorre o primeiro máximo de B' . Este método pode ser definido pela equação e mostrada na Figura 5.5

$$MPM = \min_x \{ \max(\mu_{B'}) \}$$

Figura 5.5 – Valor de saída resultante da defuzzificação pelo método MPM

Fonte: MENDEL (2001)

5.7 Sistema Fuzzy Aplicado

Considerando um sistema elétrico com seus valores de corrente e tensão, por exemplo, em vez de descrevermos os valores das correntes com falta ou tensões em termos de sua magnitude exata, podemos dizer que as correntes ou tensões são altos ou baixos, o que é mais incerto e menos precisa, porém mais útil.

O termo vago “alta” e “baixa” pode ser convenientemente representado por conjuntos *fuzzy* definidos no universo de discurso de valores atuais e os valores de tensão, respectivamente. Todas as medidas, no valor médio quadrático, são descritos com o uso entre os três conjuntos *fuzzy*: baixo (*low*), normal e alto (*high*). As variáveis linguísticas relacionadas e funções de adesão são definidos na base de dados *Fuzzy* e mostrados nas Figuras 5.6, 5.7 e 5.8.

Figura 5.6 – Função de pertinência para conjunto *fuzzy* Ix (corrente alimentador)

Fonte: "o próprio autor"

Figura 5.7 – Função de pertinência para conjunto *fuzzy* I_N (corrente de neutro)

Fonte: "o próprio autor"

Figura 5.8 – Função de pertinência para conjunto *fuzzy* V_x (tensão barramento)

Fonte: "o próprio autor"

Capítulo 6

6 REFERENCIAS E DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Nesse capítulo é abordado um estudo de caso, envolvendo a questão do processamento de alarmes e eventos em tempo real em subestações de sistemas de potência.

De uma forma geral, o tema é fruto de diversos trabalhos, não só na área de sistemas de potência, mas, sobretudo na área de sistemas industriais. Foi realizada uma extensa pesquisa bibliográfica a respeito do processamento de alarmes e eventos nesses contextos, dos quais foram destacados cinco trabalhos relevantes que tangenciam o caso abordado nesse trabalho. Entretanto, nenhum deles resolve o problema de uma forma definitiva, principalmente no quesito de tempo, criando processadores de alarmes com desempenho razoáveis, mas longe de ser em tempo real como o desenvolvido nesse trabalho.

O trabalho de (HOR, 2005) aborda o problema da geração em avalanche de alarmes em subestações através de um método de extração de conhecimento através do uso de técnicas de redução de atributos e geração de regras para classificação de dados, também chamado de "*rough sets*". Através dessas técnicas é possível criar ontologias a respeito das causas de um determinado alarme com relação aos seus eventos, criando conjuntos de regras que permitem o agrupamento de alarmes a um tipo de evento específico, de forma a apresentar ao operador resultados mais sintéticos a respeito da ocorrência em andamento. Os resultados são ainda ordenados para o operador através de algoritmos baseados no contexto de atual de operação da subestação. Seu método opera também com informações disponíveis online nos bancos de dados do sistema supervisor.

O trabalho de (KEZUNOVIC, 2009) discute o papel dos processadores de alarmes em sistemas de potência, principalmente durante condições de stress e avalanche de eventos, quando perdem a habilidade de retornar um diagnóstico ou uma informação dentro de um horizonte de tempo útil, normalmente notificando o operador tarde demais. Os autores utilizam uma rede de Petri associada a um sistema de tomada de decisão feito em lógica *Fuzzy* para realizar o processamento dos alarmes em tempo real. Entretanto, eles dependem da informação dos eventos e medições estar disponível no banco de dados do sistema supervisor.

Da mesma forma, (CROSSLEY, 2009) também utilizam "*rough sets*" para criar ontologias para processamento de alarmes e eventos. Entretanto, seu método é usado de forma *offline*, como uma ferramenta de mineração de dados, para substanciar análises posteriores de eventos feitas por engenheiros e especialistas, no auxílio da interpretação das ocorrências.

(BASU, 2013) abordam a questão de sistemas de gerenciamento de alarmes para monitoramento de grandes sistemas de potência. Ao invés de focar em uma determinada subestação ou local, os autores propõem um sistema baseado em regras e sistemas especialistas, para processamento de dados provenientes de sistemas supervisórios de níveis hierárquicos mais superiores. Apesar de propor um sistema em tempo real, o tempo de resposta depende das latências dos sistemas SCADA de níveis inferiores.

Além desses quatro trabalhos citados anteriormente, o trabalho de (CHEN, 2000) possui a estrutura mais interessante para aplicação de todos os conceitos apontados anteriormente. Esse trabalho é descrito com detalhes a seguir.

6.1 Estudo de caso

Para o estudo de caso foi escolhida, para ensaios e testes no L•PROT, parte do sistema de proteção, controle e supervisão da rede de distribuição de energia elétrica de uma grande planta petroquímica, instalada em uma área de 45 Km².

O entendimento e estudo dos trabalhos de (HOR, 2005), (KEZUNOVIC, 2009), (CROSSLEY, 2009), (BASU, 2013) e (CHEN, 2000) no que se refere a sistemas de diagnóstico de falta, forneceram subsídios para elaboração de uma ferramenta de diagnóstico *online* de falta capaz de estimar a seção em falta e a identificação dos tipos de faltas simples ou múltiplas, mesmo sujeitos a falsas operações de relés e / ou disjuntores de uma forma muito eficiente.

6.1.1 Rede Elétrica Industrial de Distribuição de Energia

Esse sistema é baseado em IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) de última geração, conectados em rede *Ethernet* a fibra óptica, comunicando-se através do protocolo IEC 61850. As lógicas e automatismos de proteção, intertravamento e controle serão implementados, de forma distribuída, diretamente nos IEDs, sem a utilização de UTRs (Unidades Terminais Remota).

Na Figura 6.1, esta detalhada a rede elétrica, que possui uma topologia radial e atende a uma demanda total de 384 MVA. Parte da energia elétrica necessária para o funcionamento da planta é fornecida por dois turbogeradores a gás (cogeração de energia elétrica e vapor) de potência nominal de 140 MW/175 MVA, em 25 kV, instalados na Central de Utilidades. A planta é conectada à rede básica do SIN (Sistema Interligado Nacional) através do seccionamento de uma linha de transmissão (circuito duplo) de 345 kV.

A partir dessa subestação de entrada, dois alimentadores, cada um constituído por seis cabos isolados (dois cabos por fase), com bitola de 1000 mm², instalados em bandejas aéreas, alimentam dois transformadores de 345/138 kV, de 500 MVA cada, localizados na SE 5142 (SE Principal). Essa subestação possui barramento simples

seccionado, de 138 kV, onde são conectados os turbogeradores. Desse barramento partem pares de alimentadores que suprem energia a nove Subestações de Distribuição localizadas ao longo da área da planta petroquímica. Cada um dos alimentadores que energizam uma dada subestação de distribuição está conectado a uma das seções do barramento de 138 kV.

Das SEs de distribuição partem alimentadores de média tensão (34,5 ou 13,8 kV) que alimentam 43 subestações Auxiliares instaladas junto às diversas unidades de produção da planta. Nas SEs auxiliares encontram-se os painéis dos Centros de Distribuição de Cargas que alimentam as cargas e motores dessas unidades, em tensão de 4,16 ou 0,48 kV.

A rede de distribuição possui topologia radial, o que implica que, entre os três disjuntores que energizam as seções dos barramentos das subestações (dois disjuntores de entrada mais o disjuntor de interligação), pelo menos um deve operar aberto. Todos os alimentadores da rede de distribuição são constituídos por cabos isolados instalados em bandejas aéreas. Podem-se considerar três situações operacionais para rede da Figura 6.1 (SENGER, 2014):

1. Operação Normal: nesta situação operativa, a demanda total da planta (365 MW) é atendida pelos turbogeradores (280 MW) e complementada pelo SIN. Normalmente as SEs operam com os disjuntores de entrada (disjuntores A e B) fechados e o disjuntor de interligação (disjuntor T) aberto. Caso ocorra a perda de um dos alimentadores de entrada, o correspondente disjuntor de entrada é aberto e o disjuntor de interligação é fechado.

2. Operação sem geração interna: nesta situação operativa os turbogeradores encontram-se desligados e toda a carga passa a ser alimentada pelo SIN.

3. Operação Ilhada: nesta situação a planta opera sem a conexão com o SIN. Como a geração interna não é suficiente para atender toda a demanda, existe um sistema automático de rejeição de carga que detecta essa condição e envia, via rede de dados, comandos de abertura dos disjuntores para os IEDs com as cargas menos prioritárias. Esse sistema deve atingir uma situação de equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em um tempo inferior a 250 ms.

Figura 6.1 – Rede Elétrica de Distribuição de Energia de Planta Petroquímica

Fonte: SENGHER (2014)

6.1.2 Considerações a respeito dos testes e ensaios

O trecho do sistema elétrico que compreende as subestações SE5142 e SE5151, mostradas na Figura. 6.1, resulta na topologia de testes mostrada com mais detalhes na Figura 6.2. Essa topologia foi montada no L•PROT para o desenvolvimento do sistema de diagnóstico de falhas online. Entretanto, nesse sistema cabem seguintes considerações comentadas a seguir.

Nas subestações montadas os defeitos estudados envolvem:

- Falta simples sem falha de equipamento;
- Falta simples com mais de um equipamento em falha;
- Múltiplas faltas sem falha de equipamento;
- Múltiplas faltas com mais de um equipamento em falha.

E as seguintes premissas também foram adotadas nos ensaios e testes realizados nesse sistema:

- Até quatro categorias de faltas na subestação foram admitidas, sendo elas curto Fase-Terra (SLG), Dupla Fase (DL), Dupla falta fase-terra (DLG) e falta trifásica.
- Todos os relés e disjuntores estão em seus estados finais.
- Todas as aberturas de dispositivos, ou fechamentos, e medições (tensões de barramentos e correntes alimentadores) são atualizados em um banco de dados e conhecidos através do sistema SCADA.
- Por uma limitação da quantidade de amplificadores analógicos ligada ao RTDS, foram feitas simulações apenas na estrutura elétrica da subestação mais a jusante do sistema, SE 5151, que compreende quatro relés de proteção, com seus respectivos quatro disjuntores.

Figura 6.2 – Rede de Distribuição de Energia de Planta Petroquímica Simplificada para Proteção e Automação implementados no LPROT.

Fonte: SENGGER (2014)

6.1.3 Estrutura do sistema

O sistema de diagnóstico de faltas proposto é baseado no desenvolvimento de (Chen, 2000). Essa estrutura é mostrada com detalhes na Figura 6.3 e compreende a Rede de Causa-Efeito, Banco de Dados e Base de Regras *Fuzzy*, Mecanismo de Inferência, Processador de Dados em Tempo Real e Interface do Usuário. As unidades individuais desse sistema são descritas adiante.

A. Rede Causa-Efeito (Cause-Effect Network - CEN)

O CEN é um bloco composto por várias matrizes de associação, cada uma relativa a rede elétrica com as causas e os seus efeitos para uma topologia de subestação selecionado. Essa rede permite a análise de causalidade entre as falhas que ocorrem dentro da subestação e seus arredores, e as ações resultantes de IEDs, relés e disjuntores. Funcionam como uma base de conhecimentos sobre os resultados da operação e funcionamento do sistema de automação, proteção e controle da subestação.

Figura 6.3 – Estrutura do Sistema de Diagnóstico de Faltas.

Fonte: "o próprio autor".

Segundo (CHEN, 2000), as vantagens de redes causa-efeito nesse esquema são a rápida inferência das causas para um possível efeito, além da facilidade de implementação, tipicamente por inspeção.

Um modelo simples de sistema de distribuição, mostrado na Figura 6.4 foi usado para ilustrar a representação do conhecimento através de uma rede causa-efeito. O sistema modelo é representado por relés de sobrecorrente (CO) e disjuntores (CB).

Figura 6.4 – Um modelo simples de Sistema de Distribuição

Fonte: "o próprio autor"

Suponha que uma falha fase-terra ocorra na seção F2, após o disjuntor CB51C . A falha desencadeia a ação do relé CO51C para *trip* no disjuntor CB51C. Se o relé CO51C detecta uma operação de falha de disjuntor (BF_CB51C), o relé CO51A de backup pode operar, dando *trip* no disjuntor CB51A, para eliminar a falta.

Esta análise deve ser feita para todas as falhas, em cada seção da subestação e arredores, considerando todos os tipos de falhas do disjuntor.

Na execução do sistema de diagnósticos, o CEN é o primeiro bloco a ser consultado pelo IM. Dependendo de cada modo de operação do sistema e os eventos desencadeados pelos IEDs, o IM pode selecionar as opções possíveis de ocorrência de falhas a serem analisadas, conforme podemos verificar na Tabela 6.1

MATRIZ CAUSE EFFECT	ID	FLT	Ry	CB	Ry	CB	Ry	CB	Ry	CB
	1	F1	CO42C	CB42C						
	2	F1	CO42C	BF_CB42C	CO42A	CB42A				
	3	F2	CO51C	CB51C						
	4	F2	CO51C	BF_CB51C	CO51A	CB51A				
	5	F2	CO51C	BF_CB51C	CO51A	BF_CB51A	CO42C	CB42C		
	6	F2	CO51C	BF_CB51C	CO51A	BF_CB51A	CO42C	BF_CB42C	CO42A	CB42A
	7	F3	CO42D	CB42D						
	8	F3	CO42D	BF_CB42D	CO42B	CB42B				
	9	F4	CO51D	CB51D						
	10	F4	CO51D	BF_CB51D	CO51B	CB51B				
	11	F4	CO51D	BF_CB51D	CO51B	BF_CB51B	CO42D	CB42D		
	12	F4	CO51D	BF_CB51D	CO51B	BF_CB51B	CO42D	BF_CB42D	CO42B	CB42B

Tabela 6.1 – CEN para a falta em F2

Fonte: "o próprio autor"

B. Base de Dados Fuzzy e Base de Regras (Fuzzy Database - FZDB)

O próximo módulo do sistema é responsável classificar o tipo de falta, com base nas correntes dos alimentadores e tensões dos barramentos. Essa classificação é feita como em (CHEN, 2000) usando regras em lógica *fuzzy* armazenadas em um banco de dados, *com formações do tipo IF-THEN* como mostrado na Figura 6.5.

```
IF ( IA=High and IB=Normal and IC=Normal and  
    IN=High and  
    VA=Low and VB=Normal and VC=Normal )  
THEN  
    Fault_type := SLG-A
```

Figura 6.5 – Uma regra de classificação com lógica *Fuzzy*.

Fonte: "o próprio autor

Uma vez que os valores de correntes e tensões resultantes de falta são altamente dependentes do local de ocorrência do evento, assim como das características das carga e da resistência de falta, é muito difícil (se não impossível) utilizar um limiar fixo, estático, para classificar as correntes e tensões entre alta, normal ou baixa como mostrado na Figura 6.5, para poder discernir o possível tipo de falta. Esta é a razão pela qual é necessário trabalhar com lógica nebulosa ou *fuzzy*, para fornecer uma forma matemática para representar a imprecisão ou incerteza dessas grandezas, permitindo imitar as complexas decisões lógicas realizadas pelos seres humanos.

Em geral, quando as faltas ocorrem, as correntes aumentam em magnitude e as tensões diminuem, com um comportamento, de certa forma, linear. Esta é a razão pela qual são escolhidas funções lineares para representar as distribuições de pertinência para as variáveis *fuzzy* do sistema de diagnóstico. Dessa forma, cada grandeza é classificada, simultaneamente, com pertinências associadas aos conjuntos “*low*” (baixas magnitudes), “*high*” (altas magnitudes) e “*normal*” (normais), segundo níveis pré-ajustados.

Para constituir a base de regras *fuzzy* que definem os defeitos em todos os vãos da subestação, e todas as distribuições de pertinências para as tensões e correntes, o comportamento de todos os sinais analógicos envolvidos precisa estar bem compreendido. Isso é feito em função dos achados resultantes de estudos de curto-circuito e fluxo de potência com a rede em questão.

A Tabela 6.2 mostra o resumo das regras para a identificação de tipos de falhas em um dado ponto da rede, resultante da análise e estudo de cerca de cem simulações realizadas no *software* Matlab com a topologia da rede considerada.

Rule No	IA	IB	IC	IN	VA	VB	VC	F(Ri)	Type
R1	H	N	N	H	L	N	N	0,44	SLG-A
R2	N	H	N	H	N	L	N	0,38	SLG-B
R3	N	N	H	H	N	N	L	0,32	SLG-C
R4	H	H	N	N	L	L	N	0,62	DL-AB
R5	N	H	H	N	N	L	L	0,56	DL-BC
R6	H	N	H	N	L	N	L	0,50	DL-AC
R7	H	H	N	H	L	L	N	0,80	DLG-AB
R8	N	H	H	H	N	L	L	0,74	DLG-BC
R9	H	N	H	H	L	N	L	0,68	DLG-AC
R10	H	H	H	N	L	L	L	1,00	3Φ Fault

Tabela 6.2 – Regras *Fuzzy* para classificação de falta em um vão da subestação.

Fonte: "o próprio autor"

Na Tabela 6.2 são apresentadas 10 regras que permitem discernir se um defeito em um certo vão é tipo fase “X” – terra (SLG-X), dupla fase (DL-XY), dupla fase com envolvimento da terra DLG-XY ou trifásico.

Com mais detalhes:

R1 a R10 são as regras para cada tipo de falta.

H é a classificação como valor alto para tensão ou corrente (*High*).

N é a classificação como valor normal de tensão ou corrente.

L é a classificação como valor baixo de tensão ou corrente (*Low*).

F(Ri) é a saída da lógica *fuzzy* com as variáveis de tensão e corrente de entrada, resultando em uma pertinência para a regra daquela falta.

Type são os tipos de faltas, dependendo das características de tensão e corrente.

Para as variáveis de entrada (tensões e correntes) foram utilizadas curvas do tipo "triangular" para a função de pertinência associada, enquanto que para a variável de saída (*Fuzzy Decision*) foi utilizada a curva do tipo "*singleton*" para a função de pertinência associada (Figura 6.6).

Figura 6.6 – Funções de pertinência *singleton* associadas as regras *fuzzy*.

Fonte: "o próprio autor"

C. Mecanismo de Inferência (Inference Mechanism - IM)

O IM controla o processo de obtenção das possíveis seções envolvidas e dos possíveis tipos de falta. A estimativa da seção de falta é realizada através de dois procedimentos, tendo como base informações disponíveis pelo módulo RTDP e rede causa-efeito (CEN):

- Geração de candidatos de seção em falta.
- Seleção de seção em falta.

Conforme descrito por (CHEN, 2000), o IM realiza uma busca ou inferência na rede causa-efeito CEN, com base nas medições de estados digitais obtidos na pré-falta e pós-falta da rede. A partir dos efeitos detectados (operação de relés, falhas de disjuntor, etc), o mecanismo de inferência obtém uma ou mais seções ou vãos da subestação, onde uma possível falta pode ter ocorrido, resultando naquele efeito observado.

Por exemplo, para uma falta com a atuação do relé CO51C e CO51A, através da matriz causa-efeito, pode-se admitir falhas nas seções F1, F2, F3, F4 ou F5. Entretanto, se também foi detectada a abertura dos disjuntores CB51C e CB51A e a detecção de falha do disjuntor BF_CB51C, o sistema permite inferir que a seção mais provável de defeito é a F2 por exemplo (vide linha com ID=4 na Tabela 6.1).

D. Processador de Dados em Tempo Real (RTDP)

A unidade RTDP é usada para obter e processar os dados brutos coletados em tempo real da rede de comunicação da subestação, incluindo entradas digitais, estados de relés e disjuntores, bem como pontos de entradas analógicas, tais como correntes de alimentadores e tensões das barras do sistema monitorado. Os dados são obtidos por meio da captura de mensagens IEC 61850 do tipo GOOSE já circulantes entre os equipamentos da subestação, para exercício das funcionalidades de proteção e automação do sistema, além de relatórios enviados por eventos pelos IEDs, através de mensagens TCP/IP no protocolo MMS. Os dados digitalizados são tratados e compilados na forma exigida pelo Mecanismo de Inferência, alimentando também uma base de dados histórica usada pelo sistema SCADA da subestação.

E. Interface de Usuário (UI)

A unidade de interface do usuário lida com a comunicação entre o operador e o sistema de diagnóstico e proporciona maior clareza e flexibilidade na apresentação de informações para os operadores. Com a interface do usuário, o operador pode verificar em tempo real o estado atual de operação da subestação, como a configurações de seus disjuntores e alimentadores de distribuição. Além disso, o usuário pode solicitar por essa interface maiores informações a respeito dos resultados do sistema de diagnóstico, tais como a identificação dos tipos e seções sob falta e o relatório completo de alarmes e eventos detectados durante seu funcionamento.

6.2 Simulações no Matlab e RTDS

Foram realizadas simulações de curto-circuito no software Matlab e testes no RTDS (Simulador Digital de Tempo Real) da subestação mostrada na Figura 6.7 :

Figura 6.7 – Rede de Distribuição Simulada no *Matlab*

Fonte: SENGHER (2014)

MATLAB (*MATrix LABoratory*) é um software interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico. O MATLAB integra análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos em ambiente fácil de usar onde problemas e soluções são expressos somente como eles são escritos matematicamente, ao contrário da programação tradicional como Fortran ou Basic..

Figura 6.8 – Rede de Distribuição Modelada no RTDS

Fonte: SENGHER (2014)

O Simulador Digital de Tempo Real (RTDS) é um completo sistema de simulação digital para a realização de testes em Sistemas Elétricos de Potência com capacidade de operação contínua, em tempo real e em malha fechada com equipamentos de proteção e controle. O RTDS combina a precisão dos modelos digitais com a resposta em tempo real de simuladores analógicos.

6.2.1 Etapas das Simulações e Testes

Foram realizadas simulações no Matlab e testes no RTDS para comparar os valores testados com valores em tempo real, como é o caso do RTDS. Considerando a rede de distribuição da Figura 6.9 escolhemos os seus respectivos pontos de faltas (F1, F2, F3, F4, F5, F6) e de acordo com os estados dos disjuntores, teremos o modo operacional das subestações, conforme Tabela 6.5.

6.2.1.1 Escolha do Modo de Operação

Considerando os status aberto/fechado dos disjuntores 5142A, 5142T, 5142B, 5151A, 5151T, 5151B podemos considerar 9 modos de operação, conforme a Tabela 6.5.

Modo de Operação	SE-5142			SE-5151		
	5142A	5142T	5142B	5151A	5151T	5151B
OPER_01	1	0	1	1	0	1
OPER_02	1	1	0	1	1	0
OPER_03	0	1	1	0	1	1
OPER_04	1	0	1	0	1	1
OPER_05	1	0	1	1	1	0
OPER_06	1	1	0	0	1	1
OPER_07	1	1	0	1	0	1
OPER_08	0	1	1	1	0	1
OPER_09	0	1	1	1	1	0

Tabela 6.3 – Modos de Operação das Subestações

Fonte: "o próprio autor"

Onde:

- Estado "1" = significa disjuntor fechado
- Estado "0" = significa disjuntor aberto

Assim considerando o modo de operação OPER_01, teremos os disjuntores 5142A, 5142B, 5151A, 5151B fechados (estado igual a 1).

6.2.1.2 Simulação em Regime (sem faltas):

Seleção das Faltas considerando as faltas Fase A-Terra, Fase B-Terra, Fase C-Terra, Dupla Fase-AB, Dupla Fase-BC, Dupla Fase-AC, Dupla Fase-AB-Terra, Dupla Fase-BC-Terra, Dupla Fase-AC-Terra, Trifásica. Posicionamos 6 pontos de faltas entre as subestações SE-5142 e na SE-5151.

Figura 6.9 – Rede de Distribuição Modelada e Testada no Matlab e RTDS

Fonte: "o próprio autor"

6.2.2 Simulações e Testes

6.2.2.1 Falta simples entre fase e terra

- Modo de Operação = OPER_01,
- Local da Falta = F2
- Tipo de Falta = SLG_A (Falta Fase A-Terra)

Barra	Regime		Regra R1 (Falta SLG-A) Simulada no Matlab						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,337	33,1	0,708	0,332	0,341	0,380	0,002	32,500	33,445
5151_B	0,337	33,1	0,337	0,336	0,337	0,000	33,077	33,023	33,051
5151_C	0,056	33,1	0,434	0,055	0,057	0,380	0,190	32,499	33,445
5151_D	0,056	33,1	0,056	0,056	0,056	0,000	33,070	33,016	33,051

Tabela 6.4 – Tabela resultados da simulação no Matlab

Fonte: "o próprio autor"

Barra	Regime		Regra R1 (Falta SLG-A) Simulada no RTDS						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,335	32,8	0,698	0,330	0,338	-	0,176	32,500	33,445
5151_B	0,335	32,8	0,333	0,336	0,334	-	32,834	33,023	33,051
5151_C	0,056	32,8	0,428	0,055	0,056	-	0,111	32,499	33,445
5151_D	0,056	32,8	0,055	0,056	0,055	-	32,787	33,016	33,051

Tabela 6.5 – Tabela Resultados do teste no RTDS

Fonte: "o próprio autor"

Para modo de operação OPER_01 e falta SLG-A localizada em F2 obtemos um resultado simulado mostrado na Tabela 6.4 e outro em tempo real conforme Tabela 6.5. A análise dos resultados apresentam valores bem semelhantes tanto nos valores de corrente quanto de tensão da referida falta.

6.2.2.2 Falta entre duas fases

- Modo de Operação = OPER_01,
- Local da Falta = F2
- Tipo de Falta = DL_AB (Falta Fase AB)

Barra	Regime		Regra R4 (Falta DL-AB) Simulada no Matlab						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,337	33,1	6,643	6,335	0,337	0,000	16,562	16,494	33,058
5151_B	0,337	33,1	0,324	0,326	0,337	0,000	31,764	32,041	33,058
5151_C	0,056	33,1	6,514	6,462	0,056	0,000	16,539	16,517	33,058
5151_D	0,056	33,1	0,054	0,054	0,056	0,000	31,757	32,034	33,058

Tabela 6.6 – Tabela resultados da simulação no Matlab

Fonte: "o próprio autor"

Barra	Regime		Regra R4 (Falta DL-AB) Simulada no RTDS						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,335	32,8	5,650	5,350	0,340	-	19,278	13,614	32,874
5151_B	0,335	32,8	0,320	0,320	0,340	-	31,835	31,766	32,874
5151_C	0,056	32,8	5,510	5,460	0,056	-	17,372	15,433	32,805
5151_D	0,056	32,8	0,054	0,053	0,056	-	31,766	31,714	32,805

Tabela 6.7 – Tabela resultados do teste no RTDS

Fonte: "o próprio autor"

Para modo de operação OPER_01 e falta DL_AB localizada em F2 obtemos um resultado simulado mostrado na Tabela 6.6 e outro em tempo real conforme Tabela 6.7. A análise dos resultados apresenta valores bem semelhantes tanto nos valores de corrente quanto de tensão da referida falta.

6.2.2.3 Falta entre duas fases e terra

- Modo de Operação = OPER_01,
- Local da Falta = F2
- Tipo de Falta = DLG_AB (Falta Fase AB-Terra)

Barra	Regime		Regra R7 (Falta DLG-AB) Simulada no Matlab						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,337	33,1	6,737	6,241	0,336	0,191	0,035	0,033	49,535
5151_B	0,337	33,1	0,054	0,054	0,337	0,000	31,754	32,043	33,056
5151_C	0,056	33,1	6,609	6,368	0,056	0,191	0,012	0,010	49,535
5151_D	0,056	33,1	0,054	0,054	0,056	0,000	31,748	32,038	33,056

Tabela 6.8 – Tabela resultados da simulação no Matlab

Fonte: "o próprio autor"

Barra	Regime		Regra R7 (Falta DLG-AB) Simulada no RTDS						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,335	32,8	5,640	5,170	0,336	-	0,429	0,256	48,878
5151_B	0,335	32,8	0,053	0,054	0,336	-	31,506	32,285	32,666
5151_C	0,056	32,8	5,510	5,270	0,056	-	0,522	0,464	48,811
5151_D	0,056	32,8	0,053	0,054	0,056	-	31,437	32,216	32,597

Tabela 6.9 – Tabela resultados do teste no RTDS

Fonte: "o próprio autor"

Para modo de operação OPER_01 e falta DLG_AB localizada em F2 obtemos um resultado simulado mostrado na Tabela 6.8 e outro em tempo real conforme Tabela 6.9. A análise dos resultados apresenta valores bem semelhantes tanto nos valores de corrente quanto de tensão da referida falta.

6.2.2.4 Falta Trifásica

- Modo de Operação = OPER_01;
- Local da Falta = F2;
- Tipo de Falta = Trifásica (Falta Fase ABC);

Barra	Regime		Regra R10 (Falta Trifásica) Simulada no Matlab						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,337	33,1	7,506	7,460	7,473	0,000	0,040	0,038	0,038
5151_B	0,337	33,1	0,322	0,368	0,337	0,000	31,567	31,374	31,428
5151_C	0,056	33,1	7,506	7,460	7,473	0,000	0,014	0,012	0,012
5151_D	0,056	33,1	0,054	0,054	0,056	0,000	31,561	31,367	31,428

Tabela 6.10 – Tabela resultados da simulação no Matlab

Fonte: "o próprio autor"

Barra	Regime		Regra R10 (Falta Trifásica) Simulada no RTDS						
	Ix	Vx	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc
	KA	KV	KA	KA	KA	KA	KV	KV	KV
5151_A	0,335	32,8	6,270	6,340	6,240	-	0,041	0,032	0,039
5151_B	0,335	32,8	0,332	0,321	0,316	-	31,593	31,056	31,593
5151_C	0,056	32,8	6,240	6,320	6,220	-	0,048	0,048	0,038
5151_D	0,056	32,8	0,054	0,054	0,053	-	31,544	31,005	31,529

Tabela 6.11 – Tabela resultados do teste no RTDS

Fonte: "o próprio autor"

Para modo de operação OPER_01 e falta trifásica localizada em F2 obtemos um resultado simulado mostrado na Tabela 6.10 e outro em tempo real conforme Tabela 6.11. A análise dos resultados apresenta valores bem semelhantes tanto nos valores de corrente quanto de tensão da referida falta.

6.2.3 Arquitetura Integrada

Na Figura 6.10 podemos visualizar a arquitetura integrada utilizando os IEDs na proteção do sistema e os controladores na tomada de decisão das faltas ocorridas. Isto se torna possível com a utilização do *gateway EtherNet/IP-IEC61850*.

Figura 6.10 – Arquitetura Integrada

Fonte: "o próprio autor"

Com destaque na arquitetura integrada podemos ressaltar os IEDs, o gateway Ethernet/IP IEC 61850 e o controlador programável os quais serão descritos a seguir.

6.2.3.1 Relés Digitais ou IEDs

Os Relés Digitais ou IEDs (*Intelligent Eletronic Device* ou Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) tem sido cada vez mais utilizados nas subestações elétricas à medida que agregam mais recursos. O uso dos IEDs permite uma redução no custo de implantação pois tem-se uma redução no número de cabos e de outros equipamentos, bem como facilita a manutenção do sistema. É possível a troca de informações mais rápidas, inclusive com o uso da norma IEC-61850, permitindo assim uma maior confiabilidade e sincronização dos dispositivos.

Figura 6.11 – IED GE Multilin

Fonte: GE (2015)

Figura 6.12 – Equipamentos do LPROT

Fonte: LPROT (2015)

6.2.3.2 Gateway *Ethernet/IP*-IEC 61850

O *gateway Ethernet/IP* para IEC 61850 da empresa *ProSoft Technology*, possui porta de entrada que permite a comunicação entre os IEDs em uma rede IEC-61850 e Controladores Programáveis em uma rede *EtherNet/IP*. O módulo funciona como um servidor de *Ethernet/IP*. O *gateway* IEC 61850 é responsável pela obtenção de dados de até 20 dispositivos IED em uma rede 61850 (servidores). O *software* de configuração de rede usa arquivos de configuração do IED com extensão ICD para importar as estruturas de dados da IEC 61850 e permitir que estas informações sejam mapeadas em um Controlador de Automação Programável (PAC – *Programmable Automation Controller*) . Utilizamos nos testes o controlador da família ControlLogix da empresa Rockwell Automation.

Figura 6.13 – Arquitetura de aplicação do *Gateway Ethernet/IP* - IEC 61850

Fonte: Prosoft (2015)

Figura 6.14 – Arquitetura de aplicação do *Gateway EtherNet/IP - IEC 61850*

Fonte: Prosoft (2015)

Class 1 INPUTs			Class 1 OUTPUTs		Class 3 MSGs		Conn
Tag Name			Start Addr	Bytes			
Auto Assign	IED5151A_GGIO1_ST_Ind1_stVal	0	1				0
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind2_stVal	1	1				1
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind3_stVal	2	1				2
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind4_stVal	3	1				3
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind5_stVal	4	1				4
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind6_stVal	5	1				5
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind7_stVal	6	1				6
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind8_stVal	7	1				7
Assign	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn1_mag_f	8	4				8
	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn2_mag_f	12	4				9
	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn3_mag_f	16	4				
	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn4_mag_f	20	4				
	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn5_mag_f	24	4				
	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn6_mag_f	28	4				
	IED5151A_GGIO4_MX_AnIn7_mag_f	32	4				
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind1_t	36	8				
Undo	IED5151A_GGIO1_ST_Ind2_t	44	8				
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind3_t	52	8				
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind4_t	60	8				
	IED5151A_GGIO1_ST_Ind5_t	68	8				
	IED5151A_MMxu1_MX_TotW_instMag_f	76	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_TotVA_instMag_f	80	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_PhV_phsA_instCVal_mag_f	84	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_PhV_phsB_instCVal_mag_f	88	4				
Reset All	IED5151A_MMxu1_MX_PhV_phsC_instCVal_mag_f	92	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_A_phsA_instCVal_mag_f	96	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_A_phsB_instCVal_mag_f	100	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_A_phsC_instCVal_mag_f	104	4				
	IED5151A_MMxu1_MX_A_neut_instCVal_mag_f	108	4				
	IED5151B_GGIO1_ST_Ind1_stVal	112	1				

OK

Cancel

Figura 6.15 – Arquitetura de aplicação do *Gateway EtherNet/IP - IEC 61850*

Fonte: Prosoft (2015)

6.2.3.3 Controlador Programável

Toda a estrutura do sistema de diagnóstico de faltas proposta neste trabalho, que compreende a Rede de Causa-Efeito, Banco de Dados e Base de Regras *Fuzzy*, Mecanismo de Inferência, Processador de Dados em Tempo Real foi desenvolvida para uso em um Controlador Programável amplamente utilizado em automação industrial onde as necessidades de flexibilidade, versatilidade, disponibilidade, alta confiabilidade, modularidade, robustez e baixos custos e com capacidade de memórias e processamento em aplicações como lógica *Fuzzy*, o tornam uma excelente opção.

Foi desenvolvido um aplicativo utilizando o *software* RSLogix 5000 de forma estruturada pensando tanto no aumento de equipamentos como outros IEDs quanto na manutenção em caso de falha dos mesmos.

Exemplo de bloco de função com lógica *Fuzzy* segundo a IEC 61131-7

```

FUNCTION_BLOCK Fuzzy_FB
VAR_INPUT
    temp : REAL;
    pressure : REAL;
END_VAR
VAR_OUTPUT
    valve : REAL;
END_VAR
FUZZIFY temp
    TERM cold := (3, 1) (27, 0);
    TERM hot := (3, 0) (27, 1);
END_FUZZIFY
FUZZIFY pressure
    TERM low := (55, 1) (95, 0);
    TERM high := (55, 0) (95, 1);
END_FUZZIFY
DEFUZZIFY valve
    TERM drainage := -100;
    TERM closed := 0;
    TERM inlet := 100;
    ACCU : MAX;
    METHOD : COGS;
    DEFAULT := 0;
END_DEFUZZIFY
RULEBLOCK No1
    AND : MIN;
    RULE 1 : IF temp IS cold AND pressure IS low THEN valve IS inlet
    RULE 2 : IF temp IS cold AND pressure IS high THEN valve IS closed WITH 0.8;
    RULE 3 : IF temp IS hot AND pressure IS low THEN valve IS closed;
    RULE 4 : IF temp IS hot AND pressure IS high THEN valve IS drainage;
END_RULEBLOCK
END_FUNCTION_BLOCK

```

Figura 6.16 – Lógica *Fuzzy* segundo a IEC-61131-7

Fonte: "o próprio autor"

O aplicativo do controlador, para a solução implementada, foi desenvolvido seguindo todos os requisitos da norma IEC 61131-3 e IEC 61131-7, além de toda a estruturação em pastas para cada subestação (5151 e 5141) e para cada IED pertencente a mesma.

Figura 6.17 – Estrutura das Rotinas do Controlador Programável

Fonte: "o próprio autor"

As rotinas de funcionamento dos IEDs com todos os requisitos de intertravamento, leitura das grandezas elétricas, comandos de abertura e fechamento de disjuntor, comando local/remoto foram agrupados em blocos. Cada bloco possui individualmente suas variáveis de entrada e saída relacionadas com as variáveis de cada IED correspondente, conforme a Figura 6.18.

Figura 6.18 – Rotina do controlador para o IED5151C com bloco *fuzzy*

Fonte: "o próprio autor"

6.2.4 Fluxo dos dados

Os dados parametrizados em cada IED das subestações 5151 e 5141, conforme Figura 6.19, foram convertidos em arquivos com extensão ICD. Estes arquivos contém toda a configuração de comunicação em 61850 com todos os valores como as correntes, as tensões e os comandos.

Figura 6.19 – Set-point dos dados configurado no IED

Fonte: "o próprio autor"

Os arquivos ICD de cada IED foram importados para o *gateway* IEC 61850/EtherNet-IP, individualmente, onde foram mapeados seguindo a mesma correspondência de tags configurados nos IEDs.

IED IED5151C has 35 Assigned Tags		
Device Path	Tag Name	Type
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind1\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind1_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind2\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind2_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind3\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind3_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind4\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind4_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind5\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind5_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind6\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind6_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind7\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind7_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO1\$ST\$Ind8\$stVal	IED5151C_GGIO1_ST_Ind8_stVal	BOOLEAN
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn1\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn1_mag_f	FLOAT32
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn2\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn2_mag_f	FLOAT32
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn3\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn3_mag_f	FLOAT32
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn4\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn4_mag_f	FLOAT32
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn5\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn5_mag_f	FLOAT32
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn6\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn6_mag_f	FLOAT32
GOOSE/gcb01:GGIO4\$MX\$AnIn7\$mag\$f	IED5151C_GGIO4_MX_AnIn7_mag_f	FLOAT32
GGIO1\$ST\$Ind1\$t	IED5151C_GGIO1_ST_Ind1_t	Timestamp
GGIO1\$ST\$Ind2\$t	IED5151C_GGIO1_ST_Ind2_t	Timestamp
GGIO1\$ST\$Ind3\$t	IED5151C_GGIO1_ST_Ind3_t	Timestamp
GGIO1\$ST\$Ind4\$t	IED5151C_GGIO1_ST_Ind4_t	Timestamp
GGIO1\$ST\$Ind5\$t	IED5151C_GGIO1_ST_Ind5_t	Timestamp
GGIO2\$CO\$SPCSO1\$Oper\$ctlVal	IED5151C_GGIO2_CO_SPCS01_Oper_ctlVal	BOOLEAN
GGIO2\$CO\$SPCSO2\$Oper\$ctlVal	IED5151C_GGIO2_CO_SPCS02_Oper_ctlVal	BOOLEAN
GGIO2\$CO\$SPCSO3\$Oper\$ctlVal	IED5151C_GGIO2_CO_SPCS03_Oper_ctlVal	BOOLEAN
GGIO2\$CO\$SPCSO4\$Oper\$ctlVal	IED5151C_GGIO2_CO_SPCS04_Oper_ctlVal	BOOLEAN
GGIO2\$CO\$SPCSO5\$Oper\$ctlVal	IED5151C_GGIO2_CO_SPCS05_Oper_ctlVal	BOOLEAN
MMXU1\$MX\$TotW\$instMag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_TotW_instMag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$TotVA\$instMag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_TotVA_instMag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$PhV\$phsA\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_PhV_phsA_instCVal_mag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$PhV\$phsB\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_PhV_phsB_instCVal_mag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$PhV\$phsC\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_PhV_phsC_instCVal_mag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$A\$phsA\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_A_phsA_instCVal_mag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$A\$phsB\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_A_phsB_instCVal_mag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$A\$phsC\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_A_phsC_instCVal_mag_f	FLOAT32
MMXU1\$MX\$A\$neut\$instCVal\$mag\$f	IED5151C_MMXU1_MX_A_neut_instCVal_mag_f	FLOAT32

Figura 6.20 – Dados configurados no IED

Fonte: "o próprio autor"

Na base de dados do controlador programável estão todos os dados gerados nos IEDs e transferidos através do *gateway* para leitura dos valores analógicos e digitais e escrita de comandos, como por exemplo, abertura e fechamento de disjuntor.

+	AOI_DADOS_PLX_IED5151A	{...}	{...}	
+	AOI_DADOS_PLX_IED5151B	{...}	{...}	
-	AOI_DADOS_PLX_IED5151C	{...}	{...}	
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind1_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind2_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind3_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind4_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind5_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind6_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind7_stVal	1		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind8_stVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln1_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln2_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln3_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln4_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln5_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln6_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO4_MX_Anln7_mag_f	0.0		Float
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind1_t	DT#2015-05-27-22:03:1...		Date/Time
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind2_t	DT#2015-05-27-22:03:1...		Date/Time
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind3_t	DT#2015-05-27-22:03:1...		Date/Time
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind4_t	DT#1970-01-01-00:00:0...		Date/Time
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO1_ST_Ind5_t	DT#1970-01-01-00:00:0...		Date/Time
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO2_CO_SPCS01_Oper_ctVal	0		Decimal
	-AOI_DADOS_PLX_IED5151C.GGIO2_CO_SPCS02_Oper_ctVal	0		Decimal

Figura 6.21 – Base de dados no Controlador

Fonte: "o próprio autor"

6.2.4.1 Sistema Supervisório

Para a interface com o usuário foi utilizado o *software Factory Talk View SE* da empresa Rockwell Automation no desenvolvimento do Sistema Supervisório.

Neste sistema podemos tanto visualizar as variáveis analógicas como por exemplo as tensões e correntes quanto os valores digitais, além do monitoramento do sistema de diagnóstico de faltas conforme Figura 6.22

Figura 6.22 – Sistema Supervisório

Fonte: "o próprio autor"

Quando uma situação de falta ocorre como nas Figura 6.23 e 6.24, pode-se visualizar o Sistema de Diagnóstico indicando os alarmes das faltas ocorridas e a indicação dos resultados das regras *Fuzzy* apontando para determinado tipo de falta a partir dos valores de correntes e tensões de falta.

Figura 6.23 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório

Fonte: "o próprio autor"

Figura 6.24 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório

Fonte: "o próprio autor

Na Figura 6.25, podemos analisar o arquivo de oscilografia e verificar os valores de falta correspondentes, tanto de forma gráfica como em valores.

Figura 6.25 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório

Fonte: "o próprio autor

6.2.5 Estatísticas do Sistema Implantado

Para uma visão mais abrangente do sistema desenvolvido para a solução utilizando lógica fuzzy aplicada ao registro de alarmes e eventos, verificamos par cada IED, como exemplo IED 5151C, as mensagens GOOSE, MMS configuradas e trocadas entre os dispositivos, além das variáveis internas do controlador utilizadas para isso, de acordo com a Figura 6.26.

ID	IED	Goose/MMS/Interna	Descrição	Sinais Rede	Tipo
1	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind1.stVal	TRIP50 On (VO2)	Digital (Status)
2	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind2.stVal	PHASE IOC1 PKP	Digital (Status)
3	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind3.stVal	FLH_ABRE On (VO17)	Digital (Status)
4	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind4.stVal	FLH_IED5151C On (VO19)	Digital (Status)
5	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind5.stVal	Manutencao On (VO15)	Digital (Status)
6	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind6.stVal	5151C_52A2 On (H6a)	Digital (Status)
7	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind7.stVal	Remoto On (VO1)	Digital (Status)
8	5151C	Goose	GGIO1.ST.ind8.stVal	P86 On (VO4)	Digital (Status)
9	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn1.mag.f	Ia	Analogico (Medição Falta)
10	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn2.mag.f	Ib	Analogico (Medição Falta)
11	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn3.mag.f	Ic	Analogico (Medição Falta)
12	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn4.mag.f	In	Analogico (Medição Falta)
13	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn5.mag.f	Va	Analogico (Medição Falta)
14	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn6.mag.f	Vb	Analogico (Medição Falta)
15	5151C	Goose	GGIO4.MX.AnIn7.mag.f	Vc	Analogico (Medição Falta)
16	5151C	MMS	GGIO1.ST.ind1.t	TRIP50 On (VO2)	TimeStamp
17	5151C	MMS	GGIO1.ST.ind2.t	PHASE IOC1 PKP	TimeStamp
18	5151C	MMS	GGIO1.ST.ind3.t	FLH_ABRE On (VO17)	TimeStamp
19	5151C	MMS	GGIO1.ST.ind4.t	FLH_IED5151C On (VO19)	TimeStamp
20	5151C	MMS	GGIO1.ST.ind5.t	Manutencao On (VO15)	TimeStamp
21	5151C	MMS	GGIO2.CO.SPCSO1.Oper.ctlVal	SCADA Comando Abrir DJ	Digital (Comando)
22	5151C	MMS	GGIO2.CO.SPCSO1.Oper.ctlVal	SCADA Comando Fechar DJ	Digital (Comando)
23	5151C	MMS	GGIO2.CO.SPCSO1.Oper.ctlVal	SCADA Comando Reset 86	Digital (Comando)
24	5151C	MMS	GGIO2.CO.SPCSO1.Oper.ctlVal	SCADA Comando Local	Digital (Comando)
25	5151C	MMS	GGIO2.CO.SPCSO1.Oper.ctlVal	SCADA Comando Remoto	Digital (Comando)
26	5151C	MMS	MMXU1.MX.TotW.instMag.f	Total W	Analogico (Medição)
27	5151C	MMS	MMXU1.MX.TotVA.instMag.f	Total VA	Analogico (Medição)
28	5151C	MMS	MMXU1.MX.PhV.phsA.instCVal.mag.f	Va	Analogico (Medição)
29	5151C	MMS	MMXU1.MX.PhV.phsB.instCVal.mag.f	Vb	Analogico (Medição)
30	5151C	MMS	MMXU1.MX.PhV.phsC.instCVal.mag.f	Vc	Analogico (Medição)
31	5151C	MMS	MMXU1.MX.A.phsA.instCVal.mag.f	Ia	Analogico (Medição)
32	5151C	MMS	MMXU1.MX.A.phsB.instCVal.mag.f	Ib	Analogico (Medição)
33	5151C	MMS	MMXU1.MX.A.phsC.instCVal.mag.f	Ic	Analogico (Medição)
34	5151C	MMS	MMXU1.MX.A.neut.instCVal.mag.f	In	Analogico (Medição)
35	5151C	Interna CLP			
....					
558	5151C	Interna CLP			

Figura 6.26 – Variáveis de Mensagens GOOSE/MMS e Internas ao Controlador

Fonte: "o próprio autor

A Tabela 6.12, quantifica todos os tags envolvidos na solução, entre mensagens GOOSE e MMS, além de todas as variáveis internas necessárias para o desenvolvimento do aplicativo no controlador.

Todos esses 694 tags utilizados para implementação de 10 IEDs, gerou um consumo de memória no controlador de apenas 609.384 bytes para um total de 8.388.608 bytes disponibilizados.

ID	IEDs SUB	Goose/MMS/Interna	TAGs
1	5142A-B-C-D-T	5 X 15 Goose	75
2	5151A-B-C-D-T	5 X 19 MMS	95
3	SE-5142 / SE-5151	524 Interna CLP	524
			694

Tabela 6.12 – Quantidade de TAGs no Controlador

Fonte: "o próprio autor

Figura 6.27 – Ocorrência de Falta no Sistema Supervisório

Fonte: "o próprio autor

Considerando o caso de falta simples da linha fase A à terra (SLG - A) , na secção F6 da rede elétrica mostradas nas tabelas 6.4 e 6.5, com condições de pré-falta de subestações operando em modo OPER_01, juntamente com um abertura de falha no disjuntor 5151A (CB51A).

A falha resultou em mais de 25 mensagens, sem considerar outros eventos, tais como o estado da transferência de arquivos de oscilografia e relatórios de eventos dos IEDs, ou os alarmes de IEDs a jusante de SE 5151 sobre a perda da tensão na secção F6 barramento, e assim por diante.

Por outro lado, com o sistema proposto, uma única amostra de mensagem é utilizada, em torno de 5,0 [s] mais tarde, com muitas informações úteis, tais como: "falha detectada na secção F6 da linha A para a terra. O disjuntor 5151A foi desarmado. O disjuntor 5151A não atuou. A falha de disjuntor detectada em 5151A, e o disjuntor 5142A atuou como proteção backup, o disjuntor 5142A ficou bloqueado, a falha foi isolada e a corrente de falta foi de 1250.0 [A] ". Esta mensagem de alto nível pode ser formatada com base na matriz CEN utilizada para analisar o caso de falta. A informação detectada pelo sistema de lógica fuzzy. O CEN e o histórico de eventos da matriz também são mostrados para o usuário como uma ferramenta de suporte gráfica da cadeia de eventos subjacente.

O tempo de resposta global do sistema de diagnóstico a partir do início das falhas foram de 5.0 [s], devido ao período de tempo configurado para processamento de dados.

.

Capítulo 7

7 CONCLUSÃO

Este trabalho abordou a integração e a interoperabilidade de equipamentos de uma subestação elétrica em conformidade com a norma IEC 61850, e a utilização de sistemas inteligentes com lógica *Fuzzy* executados em um controlador programável moderno com função de auxiliar o operador para o diagnóstico on-line de faltas, dando apoio na tomada de decisão e o pronto diagnóstico das causas mais prováveis de faltas e defeitos na rede.

O Sistema de Diagnóstico foi capaz de estimar a secção de faltas e identificar os tipos de faltas simples ou múltiplos, mesmo sujeitos a falsas operações de relés e/ou disjuntores usando matriz causa-efeito híbrida baseada no método de regras *Fuzzy*. Uma vez que a Matriz Causa-Efeito é uma ferramenta gráfica, foi mais fácil a visualização das relações de faltas e dispositivos de proteção.

O sistema proposto fez uso de recursos de comunicação da IEC 61850, com mensagens prioritárias padrão GOOSE incluindo valores analógicos de corrente de falta, além de mensagens no padrão TCP/IP MMS. Essas informações foram processadas por um motor *Fuzzy* executado no Controlador Programável que permitiu aproximar a decisão computacional à decisão humana. O sistema foi testado com um simulador em tempo real, com equipamentos reais, tais como RTDS, IEDs e um controlador programável de alto desempenho.

Dentre as possibilidades de continuidade deste trabalho de pesquisa seria o desenvolvimento de um sistema de localização de faltas em alimentadores de redes de distribuição de energia elétrica, como extensão do conceito de envio de

mensagens GOOSE com valores analógicos. As informações seriam enviadas para um Controlador Programável ou computador que concentraria todas as informações de outros IEDs e sistemas.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Glossário da Energia Elétrica, *Resolução Normativa ANEEL n. 414, de 9 de setembro de 2010 (Diário Oficial de 15 de set. 2010, seção 1, p. 116)*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=S>> Acessado em 18 jan 2014

ANUÁRIO. Estatístico de Energia Elétrica 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf> Acessado em 10 jan 2014

ARAÚJO, CARLOS ANDRÉ DA SILVA – Proteção de Sistemas Elétricos; Rio de Janeiro, Interciência Light, 2002.

BARROS, BENJAMIM FERREIRA DE; Sistema Elétrico de Potência - SEP, 4Ed, 232p. – 2012

BASU, C.; Hazra, J.; Das, K.; Seetharam, D.P., "Real-time alarm management system for wide-area monitoring," Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2013 IEEE , vol., no., pp.1,6, 10-13 Nov. 2013

BLACKBURN, J.LEWIS; Symmetrical Components for Power Systems Engineering, 4Ed, 427p. – 1993.

BLACKBURN, J.LEWIS; DOMIN, THOMAS J.; Protective Relaying: Principles and Applications, 4Ed, 665p. Book – 2014.

BRODSKY, JACOB; RADVANOVSKY, ROBERT.; Handbook of SCADA/Control System Security, 1Ed, 357p. Book – 2013

CAMINHA, AMADEU C.; Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos, Minas Gerais, 2004.

CHEN, W.; LIU, C.; TSAI, M.; On-line fault diagnosis of distribution substations using hybrid cause-effect network and fuzzy rule-based method. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000.

CROSSLEY, P.; Yi Liu "Data mining of the substation data in distribution network using rough set and genetic algorithms", Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, On page(s): 1 - 5, Volume: Issue: , 1-4 Sept. 2009.

ELETROBRAS. Dicionário da Energia Elétrica, 2014. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/dicionariodaenergiaelettrica/data/Pages/LUMIS560528BFTPBRIE.htm>>. Acessado em 10 jan 2014.

ELIPSE. Aplicação do Software Elipse E3 no Sistema Elétrico da Linha Férrea no bairro da Penha, Estado do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.elipse.com.br/port/assets/cases/energia/10_case_supervia_pt.pdf> Acessado em 15 jun 2015.

HOR, C.L.; Crossley, P.A., "The use of intelligent data reduction technique in analysing the substation events," Power Tech, 2005 IEEE Russia , vol., no., pp.1,7, 27-30 June 2005.

HOROWITZ, STANLEY H.; PHADKE, ARUN G.; Power System Relaying, 4Ed, 381p. Book – 2014.

IEC, Technical Report TR 61850-1 - Communication Networks and Systems in Substations, Part 1: Introduction and Overview, First Edition 2003-4

IEC, International Standard - Communication Networks and Systems in Substations, Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models, First Edition 2003-7.

JARDINI, J. A.; Sistemas Elétricos de Potência: Automação. 294p. Livro – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997. Disponível em: <<http://social.stoa.usp.br/jajardini/livros>>. Acessado em 30 jan. 2014.

KEZUNOVIC, M.; Yufan Guan, "Intelligent Alarm Processing: From Data Intensive to Information Rich," System Sciences, 2009. HICSS '09. 42nd Hawaii International Conference on , vol., no., pp.1,8, 5-8 Jan. 2009

KINDERMANN, Geraldo – Proteção de Sistemas Elétricos de Potência; Florianópolis, vol1, 1999

LPROT.- Laboratório de Pesquisa em Automação e Proteção de Sistemas Elétricos. Disponível em: < <http://www.pea.usp.br/pesquisa/linha-de-pesquisa/lprot-laboratorio-de-pesquisa-em-automacao-e-protecao-de-sistemas-eletricos/>>. Acessado em 19 jun 2015.

MENDEL, J.M.; Fuzzy Logic Systems for Engineering: A tutorial, Proceeding of the IEEE, v.83, n.3, 1995.

MENDEL, J.M.; Uncertain rule-based fuzzy logic systems: Introduction And New Directions. 2001. Londres: Prentice Hall P. T. R, 2001.

MORAES, C.C., CASTRUCCI, P.; Engenharia de Automação Industrial - 2a Ed, 2007

PASSINO, KEVIN M. e STEPHEN YURKOVICH; Fuzzy Control, 522p, 1997.

PROSOFT. Technology. Disponível em: <<http://www.prosoft-technology.com/Products/Gateways/EtherNet-IP/EtherNet-IP-Server-to-IEC-61850-Intelligent-Gateway>>. Acessado em 20 jun 2015.

ROBBA, E.J.; KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C.C.B.; Introdução a Sistemas Elétricos de Potência - Componentes Simétricas, 484p. São Paulo, 1996

SENGER, EDUARDO CESAR;. Laboratório de Automação de Sistemas Elétricos – 5. Sistema de Proteção, Controle e Supervisão de Redes Elétricas de Potência, 38p. São Paulo, 2014 Ver.D.

SHAW, I.S. e SIMÕES, M.G.; Controle e Modelagem Fuzzy, 1999, 1ª .Ed., São Paulo. Edgard Blucher Ltda, 1999.

STEVENSON, W. D; Elementos de Análise de Sistemas de Potência. 2ª ed. Editora. São Paulo.1986.

THOMAS, MINI S., MCDONALD, JOHN D.,. Power System SCADA and Smart Grids, 305p, Book, 2015

ZADEH, L.A. – Fuzzy Sets, Information and Control, v.8, n.3, p. 338-353, 1995