

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NOVA METODOLOGIA PARA A ESTIMAÇÃO DA  
SEÇÃO EM FALTA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
POTÊNCIA COM FOCO NOS ALARMES DOS RELÉS  
DE DISTÂNCIA E BUSCA DE SEÇÕES ISOLADAS**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Carlos Andres Lázaro Menco**

**Santa Maria, RS, Brasil  
2014**

**PPGEE / UFSM, RS**

**LÁZARO MENCO, Carlos Andres Mestre 2014**

**NOVA METODOLOGIA PARA A ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO  
EM FALTA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
COM FOCO NOS ALARMES DOS RELÉS DE DISTÂNCIA E  
BUSCA DE SEÇÕES ISOLADAS**

**Carlos Andres Lázaro Menco**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. Ghendy Cardoso Junior, Dr.Eng.**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2014**

Lázaro Menco, Carlos Andres  
NOVA METODOLOGIA PARA A ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA  
EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM FOCO NOS ALARMES  
DOS RELÉS DE DISTÂNCIA E BUSCA DE SEÇÕES ISOLADAS / Carlos  
Andres Lázaro Menco.-2014.  
123 p.; 30cm

Orientador: Ghendy Cardoso Júnior  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2014

1. Estimação da seção de falta em sistemas elétricos de  
potência 2. Tratamento de alarmes do SCADA 3. Algoritmo  
de busca Dijkstra 4. Proteção de sistemas elétricos de  
potência 5. Topologia da rede elétrica I. Cardoso  
Júnior, Ghendy II. Título.

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática  
da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

---

©2014

Todos os direitos autorais reservados a Carlos Andres Lázaro Menco. A reprodução de partes ou de  
todo este trabalho só poderá ser feita mediante autorização do autor.

Endereço: Avenida Rodolfo Behr, 1500, apto 105, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-440

Fone: (+55) 55 9130-2922; E-mail: carloslazaro86@gmail.com

---

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado**

**NOVA METODOLOGIA PARA A ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM  
FALTA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM FOCO NOS  
ALARMES DOS RELÉS DE DISTÂNCIA E BUSCA DE SEÇÕES  
ISOLADAS**

elaborada por  
**Carlos Andres Lázaro Menco**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Ghedy Cardoso Júnior, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**

---

**Marcus Vinicius Alves Nunes, Dr. (UFPA)**

Santa Maria, Fevereiro de 2014.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a Deus; a meus pais Boris e Miriam, pelo amor e apoio nas minhas decisões de vida; a minha família, amigos e colegas de trabalho pelo apoio, força, companheirismo e amizade. Sem eles nada disso seria possível.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades, mostrar os caminhos nas horas incertas e me suprir em todas as minhas necessidades.

A minha família e a minha namorada Lia Denise, os quais amo muito, pelo carinho, paciência e incentivo.

A meu orientador Ghendy Cardoso Jr, por acreditar em mim, me mostrarem o caminho da pesquisa, por sua ajuda nos momentos mais críticos, por acreditar no futuro deste projeto e contribuir para o meu crescimento profissional.

A meus colegas de laboratório Aécio, Zauk, e Mateus que participaram diretamente deste trabalho e me ajudaram em todos os momentos.

A meus colegas Renan, Lucas, Jeferson e Adriano pelo apoio, amizade e companheirismo.

A meu professor Alfredo Alvarez, pela motivação no início do caminho na Engenharia Elétrica, por sua amizade e apoio sempre.

Aos amigos que fizeram parte desses momentos sempre me ajudando e incentivando.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

## **RESUMO**

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### **NOVA METODOLOGIA PARA A ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM FOCO NOS ALARMES DOS RELÉS DE DISTÂNCIA E BUSCA DE SEÇÕES ISOLADAS**

AUTOR: CARLOS ANDRES LÁZARO MENCO

ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 25 de Fevereiro de 2014

Este trabalho propõe uma nova metodologia para a estimação da seção de falta em sistemas elétricos de potência. O presente documento descreve uma ferramenta computacional capaz de auxiliar os operadores do sistema elétrico na tomada de decisão, favorecendo a confiabilidade do fornecimento da energia e a redução do tempo de reestabelecimento quando da ocorrência de falta. A metodologia proposta esta baseada na interpretação dos alarmes fornecidos pelo Sistema de Supervisão e Aquisição de dados (SCADA) e nas características elétricas do sistema, assim como impedâncias de linhas de transmissão e transformadores; nos estados dos disjuntores e nos sinais e ajustes dos relés de proteção de distância. A metodologia é determinística e utiliza a intercepção entre as zonas de proteção dos relés de distância como base para a estimação da seção e os estados dos disjuntores para associar as seções fisicamente isoladas no sistema ante a ocorrência de falta, fazendo uso de um algoritmo de busca do caminho mais curto. Possíveis cenários de falta foram simulados no sistema IEEE-30 barras a fim de validar a metodologia. Os resultados mostram que a abordagem consegue fornecer soluções satisfatórias, mesmo em casos de faltas múltiplas ou em caso de falha de dispositivos de proteção.

**Palavras-chaves: Proteção de Sistemas de Potencia. Topologia da rede. Estimação da seção de falta. Algoritmo de busca Dijkstra. Tratamento dos alarmes do SCADA.**



## **ABSTRACT**

Master's Degree Dissertation  
Electrical Engineering Post-Graduate Program  
Federal University of Santa Maria

### **NEW METHODOLOGY FOR THE FAULT SECTION ESTIMATION IN POWER SYSTEMS WITH FOCUS ON DISTANCE RELAY ALARMS AND ISOLATED SECTIONS SEARCH**

AUTHOR: CARLOS ANDRES LÁZARO MENCO

ADVISOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR

Defense Date and Location: Santa Maria, February 25<sup>th</sup>, 2014

This work proposes a novel methodology for Fault Section Estimation in Power Systems. This document describes a computational tool to assist operators of electrical system in decision-making, thus ensuring the reliability of the energy supply and the reduction of reestablishment time after of fault occurrence. The proposed methodology is based on the interpretation of alarms provided by the Supervisory and Data Acquisition System (SCADA) and the electrical characteristics of the system, as well as impedance of transmission lines and transformers, circuit breakers states and settings of distance protective relays. The methodology is deterministic and uses the interception between zones of distance protective relays as base for the section estimation and the circuit breaker states to associate physically isolated sections in the system after of fault occurrence, making use of a shortest path search algorithm. Possible fault scenarios were simulated on the IEEE-30 Bus System in order to validate the methodology. The results show that the approach can provide satisfactory solutions, even in cases of multiple faults or failure of protections devices.

**Keywords: Power System Protections. Network Topology. Fault Section Estimation. Dijkstra Search Algorithm. SCADA alarm treatment.**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	16
1.2	MOTIVAÇÃO	17
1.3	OBJETIVOS	18
1.4	ESTADO-DA-ARTE	19
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
<b>2</b>	<b>ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO DE FALTA</b>	<b>23</b>
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	23
2.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	23
2.3	DIAGNOSTICO DE FALTA EM NÍVEL DE CENTRO DE CONTROLE E OPERAÇÃO	26
2.4	FILOSOFIAS DE PROTEÇÕES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	29
2.5	MODELAGEM DA LÓGICA DE PROTEÇÃO E OPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS	34
2.5.1	Transformadores	36
2.5.2	Barras	39
2.5.3	Linhas de transmissão	40
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>44</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	44
3.2	SISTEMA TESTE	44
3.3	ARQUITETURA GERAL	46
3.3.1	Fluxograma	46
3.3.2	Leitura de alarmes reportados por ocorrência de falta	47
3.4	REFERÊNCIA DE FALTA DA SEÇÃO	49
3.4.1	Atribuição dos pesos	49
3.4.2	Algoritmo de busca do caminho mais curto até a seção em falta	52
3.4.3	Classificação dos pesos e nós ativos	56
3.5	CÁLCULO DO ERRO PERCENTUAL E VETOR ROTA	59
3.5.1	Determinação do erro	59
3.5.2	Determinação do vetor rota	62
3.6	PROCESSAMENTO DA INFORMAÇÃO	63
3.6.1	Análise e classificação da informação	63
3.6.2	Apresentação da informação	64
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>66</b>
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	66
4.2	ESTUDO DE CASOS	66
4.2.1	Caso 1: Falhas nas linhas de transmissão L2-4, L1-3 e L6-28	66
4.2.2	Caso 2: Falta nas linhas de transmissão L2-5, L2-6 e L6-8	71
4.2.3	Caso 3: Falta na linha de transmissão L2-4	74
4.2.4	Caso 4: Falta nas linhas de transmissão L23-24 e L14-15, e na barra B5	75
4.2.5	Caso 5: Falta nas seções L22-24, TR2 e GR3	78

<b>4.2.6 Caso 6: Falta na linha L1-2-1 e alarmes errôneos de disjuntores.....</b>	<b>79</b>
<b>4.2.7 Caso 7: Falta na linha de transmissão L24-25 e no transformador TR3. ....</b>	<b>81</b>
<b>4.2.8 Caso 8: Falha no disjuntor DJ 56 associado à seção L6-28. ....</b>	<b>83</b>
<b>4.2.9 Caso 9: Religamento da linha L1-3 depois da ocorrência de falta. ....</b>	<b>84</b>
<b>4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>86</b>
<b>5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>87</b>
<b>APÊNDICE A – Cadastro do sistema teste em MATLAB. ....</b>	<b>92</b>
<b>APÊNDICE B – Código do programa estimador em MATLAB. ....</b>	<b>94</b>
<b>APÊNDICE C – Código da interface do programa estimador em MATLAB.....</b>	<b>120</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Curto-circuito em um transformador na SE São Cristóvão/Coelba.....	17
Figura 2 - Visor de alarmes do SAGE/SCADA. ....	18
Figura 3 - Zona protegida nas linhas de transmissão.....	34
Figura 4 - Diagrama de proteção de um transformador de potência de três enrolamentos. ....	37
Figura 5 - Diagrama de proteção de um barramento. ....	39
Figura 6 - Diagrama de proteção de uma linha de transmissão.....	41
Figura 7 - Diagrama do sistema teste baseado no IEEE-30 barras.....	45
Figura 8 - Diagrama de fluxo da metodologia.....	46
Figura 9 - Processo de leitura de alarmes. ....	48
Figura 10 - Representação das equações para determinar os pesos em porcentagem. ....	49
Figura 11 - Representação dos valores dos pesos sobre a seção. ....	51
Figura 12 - Fluxograma para a busca de nós ativos até a seção em estudo.....	55
Figura 13 - Representação do calculo de $Z_{COV}$ sobre a seção em estudo. ....	58
Figura 14 - Representação do resultado das secções encontradas pelo vetor rota. ....	63
Figura 15 - Simulação de faltas nas linhas L2-4, L1-3 e L6-28. ....	67
Figura 16 - Resultados parciais das análises. ....	70
Figura 17 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 1.....	71
Figura 18 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 2.....	73
Figura 19 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 3.....	75
Figura 20 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 4.....	77
Figura 21 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 5.....	79
Figura 22 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 6.....	81
Figura 23 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 7.....	82
Figura 24 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 8.....	84
Figura 25 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 9.....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Sinais digitais supervisionados no transformador. ....	38
Tabela 2 - Sinais digitais supervisionados nas barras.....	40
Tabela 3 - Sinais supervisionados de uma linha de transmissão. ....	42
Tabela 4 - Modelo da base de dados.....	52
Tabela 5 - Base de dados parcial do sistema IEEE-30 Bus System. ....	52
Tabela 6 - Cadastro parcial do sistema teste em MATLAB.....	53
Tabela 7 - Resultado de busca de nós ativos para a seção L5-7.....	56
Tabela 8 - Modelo de base de dados para a obtenção da referencia de falta (FR). ....	59
Tabela 9 - Resultado das secções encontradas pelo vetor rota. ....	63
Tabela 10 - Modelo da interface.....	64
Tabela 11 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 1. ....	68
Tabela 12 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 1. ....	68
Tabela 13 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 2. ....	72
Tabela 14 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 2. ....	73
Tabela 15 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 3. ....	74
Tabela 16 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 3. ....	74
Tabela 17 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 4. ....	76
Tabela 18 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 4. ....	77
Tabela 19 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 5. ....	78
Tabela 20 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 5. ....	79
Tabela 21 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 6. ....	80
Tabela 22 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 6. ....	80
Tabela 23 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 7. ....	82
Tabela 24 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 7. ....	82
Tabela 25 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 8. ....	83
Tabela 26 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 8. ....	83
Tabela 27 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 9. ....	85
Tabela 28 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 9. ....	85

## LISTA DE ABREVIATURAS

21	Relé de distância
21_1P	Sinal de partida da zona 1 do relé de distância
21_2P	Sinal de partida da zona 2 do relé de distância
21_3P:	Sinal de partida da zona 3 do relé de distância
21_1	Unidade instantânea do relé de distância
21_2	Unidade temporizada de zona 2 do relé de distância
21_3	Unidade temporizada de zona 3 do relé de distância
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
62BF	Proteção contra falha de disjuntor
63	Relé de Buchholz
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro
79	Relé de religamento
86	Relé de bloqueio
86E	Relé de bloqueio elétrico
86M	Relé de bloqueio mecânico
86BF	Proteção contra falha de disjuntor
87	Relé de proteção diferencial
87G	Relé diferencial do gerador síncrono
87L	Relé diferencial da linha de transmissão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica

COS	Centro de Operação do Sistema
DEC	Duração Equivalente de Continuidade
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DJ	Disjuntor
DNP3	Distributed Network Protocol
EPRI	Electric Power Research Institute
EMS	Energy Management System (Sistema de gerenciamento de energia)
FEC	Frequência Equivalente de Continuidade
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
GPRS	General Packet Radio Service
N	Indicação de proteção seletiva não ativada
NERC	North American Electric Reliability Corporation
ONS	Operador Nacional do Sistema
PS	Proteção seletiva
PNS	Proteção não-seletiva
PP	Proteção principal
PRL	Proteção de retaguarda local
PRR	Proteção de retaguarda remota
POTT	Permissive overreach transfer trip (Transferência de disparo permissivo por sobrealcance)
PUTT	Permissive underreach transfer trip (Transferência de disparo permissivo por subalcance)
RDP	Registrador digital de perturbações
S	Indicação de proteção seletiva ativada

SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de supervisão e aquisição de dados)
SOE	Sequence of events (Sequência de eventos)
SOTF	Switch onto Fault (Energização sob falta)
SE	Subestação
SEP	Sistema elétrico de potência
UTR	Unidade terminal remota
WAN	Wide Area Network (Rede de longa distância)



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A energia elétrica é um ativo indispensável para um país e é considerado um dos índices de desenvolvimento mais importantes. O crescimento da demanda leva o sistema elétrico a operar próximo a seus limites, impondo requisitos mais rígidos quanto à indisponibilidade dos equipamentos, com o objetivo de preservar sua confiabilidade e qualidade. A rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) deve atender aos critérios contidos nos procedimentos de rede estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS regulamenta as instalações que compõem o sistema de potência brasileiro. As características técnicas e funcionais das instalações são definidas como requisitos mínimos que devem ser atendidos por todos os agentes para as instalações a serem integradas à rede básica.

Entre as ferramentas empregadas com o objetivo de auxiliar os operadores do Centro de Operação do Sistema (COS) na tomada de decisão. Em cenários de contingências pode se citar: o processador de alarmes, diagnóstico de faltas, localizador de faltas, restauração do sistema e análise pós-morte. Na atualidade, os sistemas de potência são monitorados pelo Sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA) que requisita e transmite informações do estado da rede elétrica até o (COS) usando diversos canais de comunicação; onde os operadores tem acesso às informações e podem executar as ações operacionais e de controle em tempo real.

Os sistemas de proteção são de grande importância na segurança elétrica do sistema e são responsáveis por monitorar e detectar; assim como agir apropriadamente de modo a isolar as áreas defeituosas e evitar danos aos consumidores e à empresa fornecedora. A chegada de grandes quantidades de alarmes ao COS durante uma ocorrência de falta dificulta a

identificação da causa, aumentando o tempo de restauração do sistema. De forma a atender os requisitos mínimos de operação, se faz necessária a implementação de sistemas inteligentes que auxiliem o operador na interpretação de informações decorrentes da falta com o objetivo de encontrar uma solução para contornar, ou corrigir, o defeito e reduzir o tempo total de reestabelecimento.

## **1.2 MOTIVAÇÃO**

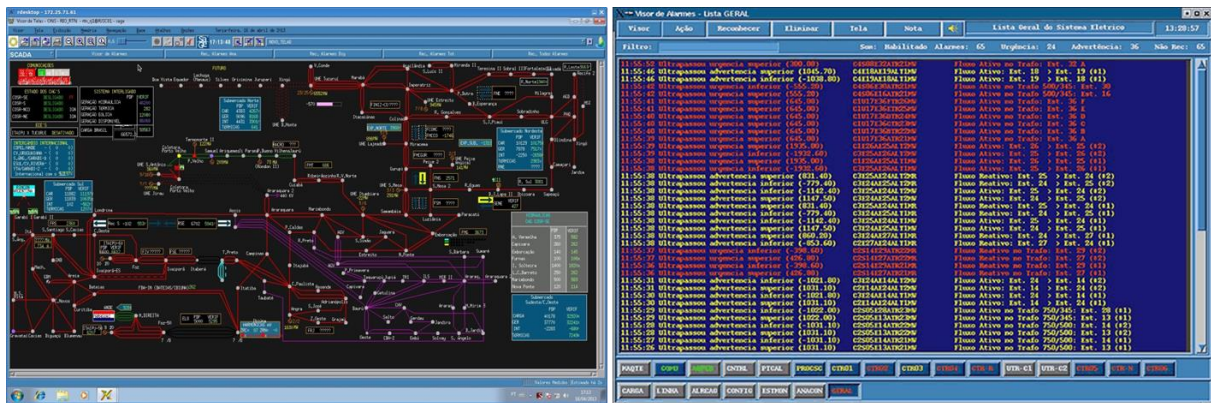
Atualmente, a implantação de subestações não assistidas é uma tendência importante presente no planejamento da expansão de praticamente todas as empresas do setor elétrico. A Figura 1 mostra um evento de falta em uma subestação da Companhia Energética da Bahia. Desligamentos intempestivos submetem os operadores a um altíssimo grau de estresse, já que é recebida uma grande quantidade de alarmes para ser analisada como mostra a Figura 2. Uma vez que necessitam agir apropriadamente sobre o sistema desligado, de modo a restaurá-lo no menor tempo possível. A tomada de uma decisão errada durante tal situação atingirá, como consequência natural, proporções catastróficas.



**Figura 1 - Curto-circuito em um transformador na SE São Cristóvão/Coelba.**

O que acrescenta a necessidade de se utilizar aplicativos customizados às necessidades de um centro de operação e supervisão. Com a nova estruturação do setor elétrico,

modernização de subestações e o crescente aumento da demanda de energia, juntamente com a atual sobrecarga dos SEP torna-se necessário o desenvolvimento e implementação de ferramentas computacionais dedicadas à operação em tempo real.



**Figura 2 - Visor de alarmes do SAGE/SCADA.**

A motivação principal desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia diferente que auxilie o operador na interpretação de alarmes.

### 1.3 OBJETIVOS

Esta dissertação tem como principal objetivo propor uma nova metodologia que auxilie aos operadores dos centros de operação e controle na interpretação dos alarmes fornecidos pelo sistema SCADA, visando estimar a origem da falta; a partir das informações de disparo de disjuntores, atuação de alarmes e topologia da rede.

Como objetivos específicos, este trabalho visa:

- a) Desenvolver uma metodologia para o diagnóstico de faltas em nível de sistema que utiliza os sinais de partidas dos relés de distância.
- b) Implementar um método de busca de modo a considerar as mudanças da topologia da rede durante manobras e contingências.

- c) Criação de um modelo abstrato do SEP para a determinação da referência de falta.
- d) Formular um procedimento para o problema de estimação da seção em falta, levando em consideração o cálculo do erro relativo com respeito à referência de falta de modo a priorizar a análises dos candidatos à solução do problema.

#### **1.4 ESTADO-DA-ARTE**

O processo de automatização da análise de operação de disjuntores e relés tem sido motivo de pesquisa há mais de trinta anos, quando DYLIACCO; KRAYNAK (1969) propuseram a lógica como um meio de tratar as informações que indicam a atuação de relés e disjuntores. A utilização de técnicas de inteligência artificial (IA) a este tipo de problema teve início no final dos anos 70, quando um sistema especialista foi proposto por SAKAGUCHI; MATSUMOTO (1983). Identificar o local da falta é um processo importante para a promoção de uma confiabilidade maior nos sistemas elétricos, tal conhecimento é especialmente importante para as faltas nas linhas porque as mesmas se estendem sobre grandes áreas geográficas. O conhecimento da localização de uma falta permanente permite o imediato despacho de pessoal para fazer os reparos necessários. A experiência tem demonstrado que uma parte significativa do tempo de interrupção é causada devido ao tempo requerido para localizar a falta. Atualmente esta necessidade tem promovido o estudo de métodos para localização de faltas em SEP.

Os métodos mais encontrados na literatura com potencial para aplicações práticas podem ser agrupados em três categorias: sistemas especialistas, redes neurais artificiais e métodos analíticos (GUO et al., 2010).

A aplicação de redes neurais artificiais para a estimação de seção em falta tem gerado diversas discussões e publicações. WELLINGTON et al. (2013) propõe uma metodologia que

faz uso dos estados de operação dos dispositivos de proteção, assim como também de informação relacionada à filosofia de proteções. Inicialmente é feito um pré-processamento da informação para converter no formato de 0 a 1 para valores de porcentagem. A conversão a valores de porcentagem permite o uso de redes neurais artificiais, já que o número de entradas não depende da quantidade de alarmes, ou do tipo de disposição da barra ou do número de disjuntores.

TIANSHU et al. (2001a, 2001b) sugerem a utilização de sistemas inteligentes distribuídos para realizar o diagnóstico de faltas em sistemas elétricos de grande porte. Pois segundo os mesmos, o componente em falta só pode ser identificado de acordo com a sinalização de alarmes locais. O método visa dividir o sistema elétrico em subsistemas interligados de modo a equilibrar o esforço computacional necessário para a execução da tarefa em cada subsistema, aumentando a eficiência do processamento paralelo. Outro fator levado em consideração é a minimização do número de equipamentos de fronteira de modo a diminuir a sobreposição entre subsistemas vizinhos, reduzindo a interação entre os módulos utilizados para a estimação da falta em subsistemas adjacentes.

A aplicação de lógica difusa como técnica para estimar seções em falta foi muito utilizada. CHEN (2011) propõe uma técnica para estimar seções em falta em subestações de distribuição utilizando redes causa-efeito e lógica fuzzy. Nesse trabalho, as redes causa-efeito são aplicadas para representar as filosofias de proteção empregadas em sistemas radiais de distribuição. As relações entre a atuação dos relés de proteção e a operação de disjuntores são modeladas considerando os dados históricos de ocorrência de eventos. Novamente CHEN (2012) apresenta um método efetivo para diagnóstico de falta online em sistemas de transmissão baseado em modelos de grafos direcionados difusos (digraph).

A metodologia proposta por LIN et al. (2010) envolve a combinação das vantagens de duas metaheurísticas bem estabelecidas na literatura: a habilidade dos algoritmos genéticos

em obter boas soluções iniciais durante a busca global, e o bom desempenho da busca tabu no refinamento da solução na busca local.

BEDEKAR et al. (2011) apresentaram uma metodologia para a estimação de seção em falta por meio das redes neurais com treinamento baseado na regra de Hebb e algoritmo genético com parâmetros contínuos. A regra de Hebb é utilizada para definir os pesos da função objetivo com base nos padrões de funcionamento da proteção do sistema de potência, enquanto o algoritmo genético contínuo é aplicado para resolver o modelo matemático que considera os alarmes de disjuntores e relés de proteção.

A estratégia de solução proposta por FRITZEN et al. (2012) consiste em estimar o local da falta em dois níveis distintos de análise. Uma heurística construtiva é empregada em uma etapa de pré-processamento de dados para classificar a falta em cada equipamento da rede elétrica separadamente a partir dos alarmes provenientes do SCADA. O segundo nível de análise envolve a formulação de um modelo de programação inteira binária (PIB) baseado no problema de recobrimento de conjuntos incluindo restrições que identificam a operação incorreta de dispositivos de proteção. Os autores argumentam que a metodologia dividida em nível local e sistêmica possui a vantagem de minimizar o número de padrões de evento, pois a análise local trata os alarmes relacionados a cada elemento do SEP, enquanto os parâmetros da otimização contém as classificações de eventos obtidas anteriormente em conjunto com os estados de disjuntores.

## **1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO**

Esta dissertação foi estruturada em cinco capítulos, incluindo a introdução. O capítulo dois apresenta conceitos relacionados ao problema de estimação da seção em falta; assim como também um escopo das filosofias de proteções geralmente usadas.

O capítulo três apresenta a fundamentação da metodologia, sendo ela dividida em sete subsecções, sendo que as subsecções 3.2 até 3.6 descrevem em detalhe os passos estabelecidos para estimar a seção em falta. A subseção 3.2 e 3.3 descreve o sistema teste utilizado, a atribuição dos pesos baseados nos ajustes dos relés de distância, o algoritmo de busca do caminho mais curto sobre os elementos do SEP, leitura dos alarmes e os critérios para o cálculo do erro.

Os resultados computacionais da aplicação da metodologia proposta simulados no sistema IEEE-30 barras são mostrados no capítulo quatro. Finalmente, as conclusões obtidas ao longo do trabalho são apresentadas no capítulo cinco, assim como as sugestões para trabalhos futuros.

## **2 ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO DE FALTA**

### **2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS**

No momento em que um curto-circuito ocorre no sistema elétrico de potência, uma grande quantidade de sinalizações ou alarmes referentes à atuação de relés de proteção e disjuntores é recebida no centro de controle e operação. Com base nessas informações, o operador tem a tarefa de interpretar e executar ações que visem restaurar o fornecimento do serviço de energia no menor tempo possível. O presente capítulo define os problemas envolvidos na estimação da seção em falta em sistemas elétricos de potência e a forma de diagnóstico baseada na análise dos alarmes do SCADA, bem como uma revisão das filosofias de proteção empregadas nos sistemas elétricos de potência.

### **2.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA**

O sistema de potência é composto por diversas seções tais como geradores, transformadores, linhas de transmissão, barramentos, etc. Cada uma dessas tem esquemas próprios de proteção, cuja função é detectar o estado anormal do componente e mitigar os efeitos da falta no sistema elétrico. A função de proteção é efetuada por inúmeros dispositivos, na qual se destacam os relés de proteção e os disjuntores, além dos equipamentos de comunicação que auxiliam e aumentam a sua confiabilidade e velocidade de atuação (ANDERSON, 1999).

O constante aumento na demanda energética condiciona os sistemas elétricos de potência a operarem próximos aos seus limites de capacidade. Para garantir a continuidade e qualidade do serviço são necessários investimentos na ampliação e melhoria da infraestrutura da rede elétrica como, por exemplo, a substituição de equipamentos antigos e a construção de novas usinas geradoras. Esse fato, aliado à necessidade de requisitos mais rígidos quanto à



disponibilidade dos equipamentos, visando preservar a integridade operativa do sistema, torna imprescindível a existência de ferramentas computacionais que monitorem e protejam o sistema elétrico de potência. Com o fim de melhorar a confiabilidade da rede, Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) são comumente utilizados para cumprir as funções de monitoramento e supervisão dos equipamentos da rede. O SCADA é composto por uma arquitetura computacional conectada a Unidades Terminais Remotas (CLPs/UTRs) conectados a sensores; e efetua a coleta de dados e realiza ações de controle. Também são utilizadas redes de comunicação entre CLPs/UTRs e as estações de monitoramento central, onde é realizada a supervisão do sistema, registro e análise de dados, e o gerenciamento de alarmes. Quando acontece uma falta em determinada seção, é de grande importância que os limites de impacto do desligamento sejam minimizados e o restabelecimento da área afetada seja o mais breve possível. A identificação do equipamento em falta deve ocorrer a partir das informações fornecidas pelos dispositivos de proteção e é denominada como estimação da seção em falta (KEZUNOVIC, 2008).

No Brasil, as distribuidoras são reguladas pela Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em diversos aspectos quanto ao fornecimento de energia elétrica. Entre os mais importantes encontra-se a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores segundo os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A qualidade do produto é avaliada através da verificação da tensão de fornecimento medida em comparação aos valores de referência. No caso da qualidade do serviço são utilizados indicadores referentes à duração e frequência da interrupção e os tempos de atendimento às ocorrências emergenciais. Destacam-se os indicadores de continuidade coletivos (PRODIST-M8, 2010): Duração Equivalente de Continuidade (DEC) e Frequência Equivalente de Continuidade (FEC); e os indicadores de continuidade individuais: Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora (DIC), Frequência de

Interrupção Individual por unidade consumidora (FIC) e Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora (DMIC). Estes indicadores são usados no acompanhamento e controle da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia. A ANEEL exige que as distribuidoras atinjam essas metas, caso contrário, ficam sujeitas a multas. O SCADA possui alarmes cadastrados que se referem a pontos supervisionados da rede, podendo estes ser de natureza elétrica ou não. Resumidamente pode-se dizer que a atuação de cada dispositivo cadastrado no banco de dados do SCADA resultará em uma mensagem de alarme enviada para o centro de operação e controle para posterior análise.

No momento de grandes contingências em virtude de faltas, são esperadas sinalizações relacionadas à atuação de relés e operação de disjuntores, além de alarmes referentes a serviços e equipamentos supervisionados. Porém, os alarmes dos dispositivos de proteção podem não chegar até o centro de supervisão ou relés podem falhar ou operarem indevidamente. É possível afirmar que um grande desligamento resultará em um grande volume de mensagens de alarmes enviados ao centro de controle e operação do sistema (CARDOSO JR., G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, 2004).

Após a ocorrência de um distúrbio e a consequente sinalização no SCADA, o operador tem a missão de selecionar as mensagens mais relevantes e extrair um diagnóstico a partir dos dados disponíveis, e agir apropriadamente de modo a restabelecer o sistema a um estado seguro de operação. Caso um grande número de alarmes seja recebido, a análise de forma manual pode se tornar deficiente devido às limitações de tempo e recursos humanos.

Dados históricos obtidos junto à concessionária inglesa de energia, SP PowerSystems, referente a um grande desligamento decorrente de intempéries em 2002 foram relatados por DAVIDSON et al. (2006), e evidenciam a necessidade de um processador automático para o tratamento das informações reportadas. No total, foram analisados os registros do SCADA e de RDPs num período de 24 horas e identificados 166 eventos, gerando 15000 alarmes.

### 2.3 DIAGNOSTICO DE FALTA EM NÍVEL DE CENTRO DE CONTROLE E OPERAÇÃO

O diagnóstico de faltas pode ser efetuado em dois níveis: local ou da subestação (SE) e em nível central ou do Centro de Operação do Sistema (COS). O diagnóstico local está limitado aos ambientes como subestações e usinas geradoras de energia elétrica e tem como objetivo fornecer diagnóstico aos operadores destas unidades. Neste caso, o sistema que estima a seção em falta é integrado ao sistema SCADA local da subestação (LEÃO, 2011). O desenvolvimento de uma ferramenta computacional para diagnosticar e identificar a origem de uma falta em sistemas elétricos de potência de forma automática e em tempo real é uma tarefa desafiadora e de difícil resolução. É por isso a tendência ao estudo desse assunto ser tão importante entre as empresas de energias.

Na produção, aquisição e apresentação de alarmes pelo SCADA podem ocorrer problemas associados ao tráfego de informações pela rede de comunicação. Os problemas mais comuns são (MALHEIRO et al., 2005):

- a) Situações temporais associados à transmissão das informações de dados de todos os dispositivos localizados e distribuídos geograficamente no sistema elétrico até a produção de alarmes no centro de operação e controle através de uma rede sem fio WAN (Wide Area Network).
- b) Alarmes com ordem cronológica incorreta, esse tipo de inconsistência também pode estar vinculado à alteração de estado de um dispositivo para o estado inicial em que ele se encontrava.
- c) Informações incompletas devido à ausência de alarmes esperados em um determinado instante.
- d) Mapeamento incorreto e redundância de alarmes cadastrados no banco de dados da concessionária de energia. Esse problema pode se propagar para a

leitura dos alarmes em tempo real com o surgimento de mensagens repetidas ou redundantes (JUNG et al., 2001).

- e) Informações corrompidas durante a transmissão de dados em razão de falhas na aquisição de dados, nos canais de comunicação e nas Unidades Terminais Remotas (UTRs), responsáveis pela concentração, envio e recebimento de dados das subestações para o centro de controle.
- f) Dificuldade em modelar as filosofias de proteção de acordo com os alarmes disponibilizados ao operador do sistema. Essa adversidade é contornável em alguns casos se houverem engenheiros de proteção com experiência e com capacidade de passar esse conhecimento para o programa.
- g) Conservadorismo na utilização de novas tecnologias no centro de controle pela maioria dos operadores (RODRIGUES, 2010).

Atualmente, os sistemas elétricos de potência são operados de forma centralizada através do SCADA. O sistema supervisor é a fonte de dados da rede e é utilizado para manter o sistema elétrico dentro das condições seguras de operação.

A tendência dos Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS) é possuir algum tipo de processador de alarmes que auxilie o operador na identificação de variáveis de rede que não estejam no estado normal de operação e que possam de algum modo afetar a integridade do sistema elétrico de potência. Em um relatório do *Electric Power Research Institute (EPRI)*, foram definidas as ações requeridas do operador quando um alarme for recebido: O operador deve estar ciente do alarme recebido; Determinar o evento que causou o alarme; Analisar as consequências do evento; Analisar a sequência de eventos ocasionada pelo alarme e definir as ações para contornar ou consertar o defeito.

A área de operação está preocupada principalmente com a monitoração e controle em tempo real do sistema elétrico. Logo, a inserção de uma ferramenta computacional para

tratamento de alarmes beneficia, a priori, os operadores do COS, que poderão ser informados instantaneamente sobre faltas e receber resultados de análise em um tempo bastante curto favorecendo a restauração do sistema elétrico. Os alarmes são gerados a partir de equipamentos e dispositivos que controlam e monitoram as condições operativas do sistema elétrico de potência, e estão associados a disjuntores e reles de proteção, além de medições de grandezas elétricas da rede como tensão, corrente e frequência (PIRES, 2010). O impacto econômico é considerado um índice importante na operação do sistema. Como uma ilustração da ideia anterior, é considerado que a saída de uma unidade geradora possui um custo maior para a concessionária que a perda de uma linha de transmissão. Logo, os alarmes dos geradores possuem um impacto econômico maior que as linhas de transmissão. A identificação do impacto econômico de eventos pode alterar a forma como os operadores corrigem os distúrbios e, dessa forma, cumprir efetivamente cronogramas e contratos de concessão (STAHLHUT et al., 2008).

O sistema de potência possui uma interdependência entre seus componentes, assim como suas zonas de proteção são sobrepostas. Caso ocorra uma falta em uma seção do sistema, os dispositivos e equipamentos principais e de retaguarda relacionados de forma direta ou indireta poderão sentir o efeito dessa falta, resultando em uma grande quantidade de alarmes para um único distúrbio. Esse fenômeno é chamado de "avalanche de alarmes", e ocorre quando muitos eventos são gerados em um período reduzido de tempo, dificultando o diagnóstico (PIRES, 2010). A Sequência de Eventos (SOE) corresponde a uma série de mensagens que são armazenados quando uma entrada digital monitorada pela Unidade Terminal Remota (UTR) tiver seu estado modificado.

No relatório do SOE, cada registro possui as seguintes informações (MORETO et al., 2009):

- a) Identificação de hora e data do evento, geralmente com precisão de milissegundos e sincronizado com GPS;
- b) Indicação da usina ou subestação, na qual o evento foi registrado;
- c) Indicação do circuito ou equipamento associado ao evento;
- d) TAG única do ponto digital supervisionado que originou o evento;
- e) Descrição resumida do evento.

Mais recentemente, a interpretação dos registros de registradores digitais de perturbação (RDP) começou a ser empregada para validar a atuação da proteção e classificar faltas. Embora exista um ganho de qualidade nos resultados obtidos na análise automática de falta, a interpretação desse tipo de informação aumenta significativamente o tempo de execução da ferramenta computacional (HOSSACK et al., 2003). A análise pós-morte desta informação é feita por especialistas. Recentemente, a informação de localizadores de falta ajuda e pode ser utilizada para conferir e trabalhar em conjunto com o processador de alarmes com o propósito de determinar a localização da falta em linhas de transmissão e, dessa forma confirmar a solução obtida pela metodologia de estimação de seção de falta. O uso de localizadores de falta se justifica principalmente em linhas longas onde a inspeção visual pode ser lenta, retardando o reestabelecimento completo do componente (ALVES DA SILVA et al., 2012). Identificar a localização da falta é um processo importante para a promoção de uma maior confiabilidade dos sistemas elétricos de potência. Tal conhecimento é especialmente importante para faltas nas linhas de transmissão porque elas se estendem sobre grandes áreas geográficas e estão sujeitas aos diversos fenômenos climáticos.

#### **2.4 FILOSOFIAS DE PROTEÇÕES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

O objetivo de um sistema elétrico de potência é gerar e fornecer energia elétrica aos consumidores. O sistema é projetado de modo a fornecer a energia elétrica com confiabilidade

e economia. Embora os sistemas de proteção sejam bem projetados, ainda é provável a ocorrência de faltas, as quais podem representar um perigo tanto para os componentes físicos do sistema quanto para as pessoas. O poder destrutivo do arco elétrico é elevado e pode romper os condutores ou soldar as lâminas do núcleo dos transformadores ou geradores em um curto período de tempo (na casa dos milissegundos). Cabe ao sistema de proteção detectar e desligar o equipamento sob falta e evitar qualquer tipo de dano.

O sistema de proteção associados aos equipamentos e/ou instalações do sistema elétrico tem como objetivos (HOROWITZ; PHADKE, 2013):

- a) Detectar as falhas e isolar os equipamentos ou instalações no menor tempo possível.
- b) Detectar e alertar as condições indesejadas dos equipamentos.
- c) Detectar e alertar as condições anormais de operação do sistema elétrico.

Normalmente, o sistema de proteção obedece as seguintes instâncias (BLACKBURN, 1998):

- a) As proteções principais compõem a primeira linha de defesa e devem ter um tempo de atuação rápida (instantânea).
- b) A proteção de retaguarda (local ou remota) que compõem a segunda linha de defesa deve ter um atraso no tempo, de forma a permitir a atuação da proteção principal.
- c) A proteção contra a falha do disjuntor procede com a abertura dos disjuntores vizinhos locais ou remotos de modo a isolar a falta.

O sistema de proteção é composto pelas proteções antes mencionadas, e também pelas proteções incorporadas nos próprios equipamentos.

As proteções principais se caracterizam pelo seguinte (MASON, 1956):

- a) São seletivas porque só detectam faltas em sua zona de proteção.

- b) Não podem desempenhar funções de proteção de retaguarda porque não são sensíveis a faltas fora da sua zona de atuação.
- c) Podem operar sob o princípio diferencial calculando a diferença entre as correntes que entram e saem da zona protegida.

Por outro lado as proteções de retaguarda se caracterizam pelo fato de serem não seletivas porque detectam faltas em mais de uma zona de proteção.

Para definir a operação do sistema de proteção, é necessário considerar um ajuste que seja adaptado a todas as possíveis condições de operação normal do sistema elétrico. Pode ser necessário um esquema de coordenação para assegurar que as faltas sejam isoladas, de modo a atingir ao mínimo as partes não afetadas.

Ajustar a proteção significa definir os limites de sua característica de operação para detectar as condições anormais do sistema e as condições indesejadas dos equipamentos. O ajuste da proteção é determinado pela capacidade e comportamento dos equipamentos e instalações do sistema elétrico, sob todas as condições de operação.

Coordenar a proteção significa definir os tempos de operação da proteção de modo a permitir a atuação devidamente priorizada dos relés de proteção, minimizando os tempos de atuação e garantindo um apropriado ajuste nos tempos de todas as proteções, tanto as principais como as de retaguarda.

O ajuste e a coordenação da proteção favorecem a sensibilidade e a velocidade de operação do esquema de proteção.

A velocidade de uma proteção está associada ao tempo de operação dos seguintes componentes:

- a) O tempo de operação do relé. Quando se aplica um esquema de tele proteção se deve acrescentar o tempo de transmissão dos sinais.
- b) O tempo de operação do disjuntor.



- c) O tempo crítico de extinção da falta por razões de estabilidade.
- d) O tempo que os equipamentos e instalações podem suportar um curto-circuito sem dano físico.

Com a finalidade de assegurar uma boa confiabilidade da proteção, é recomendado que a proteção principal seja redundante; ou seja, composta por dois relés de proteção fisicamente diferentes (proteção primária e alternada), dispostos em paralelo, os quais devem operar de forma independente e contar com baterias de alimentação diferentes.

O ajuste e a coordenação da proteção têm por objetivo assegurar os esquemas de proteção principal e de retaguarda, que funcionam da seguinte forma (SIEMENS, 2012):

- a) A proteção principal deve proteger totalmente o sistema elétrico e eliminar qualquer falta em um tempo máximo de 100ms. Este tempo equivale a uma proteção de 2 ciclos e um disjuntor de 4 ciclos.
- b) A proteção de retaguarda deve proteger totalmente o sistema e eliminar qualquer tipo de falta em um intervalo de tempo máximo de 500ms.

Para o ajuste da proteção é necessário determinar previamente todas as condições de operação do sistema elétrico, as quais determinam o limite da não atuação da proteção. Para isso deve-se considerar todas as configurações possíveis, bem como todos os cenários de geração e demanda. Sobre a base de todas estas condições pode-se determinar o ajuste das proteções principais. Os ajustes obtidos para as proteções principais devem ser verificados para coordenar sua atuação como proteções de retaguarda. Isto significa que as proteções principais não requerem nenhuma coordenação já que elas somente operam em uma zona de proteção, enquanto as de retaguarda devem ser coordenadas.

Para os ajustes deve-se considerar uma margem de segurança que leve em conta os possíveis erros que possam existir nas medições de tensões, correntes e impedâncias (NERC, 2004). No caso dos ajustes de tensão, os erros serão os seguintes:

a) Erro dos transformadores de tensão:	1%
b) Erro do relé:	1%
c) Conexões:	1%
d) Tolerância de cálculo:	5%
Total	8% $\approx$ 10%

No caso dos ajustes de corrente, os erros são os seguintes:

a) Erro dos transformadores de corrente:	5% (ou 10%)
b) Erro do relé:	1%
c) Tolerância do cálculo:	5%
Total	11% $\approx$ 15%

Para os ajustes das impedâncias devem-se considerar outros aspectos que são:

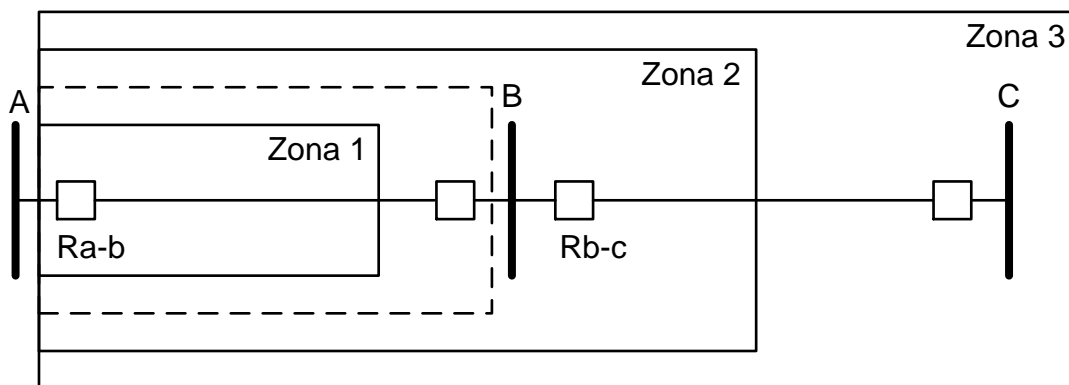
a) Erro dos transformadores de tensão:	1%
b) Conexões:	1%
c) Erro dos transformadores de corrente:	5% (ou 10%)
d) Erro do relé:	1%
e) Tolerância do cálculo:	5%
Total	13% $\approx$ 15%

Para o ajuste das unidades de tensão, deve-se tomar uma margem mínima de 10%, o qual deve ser considerado no sentido mais desfavorável; isto é, deve-se considerar 90% ou 110% dependendo do caso. Da mesma forma, os ajustes de corrente e impedâncias devem considerar uma margem mínima de 15%, o qual leva ajustar a 85% ou 115%.

O ajuste das zonas proteções deve permitir alcançar o final da zona protegida, a qual corresponde não só o elemento protegido (linha de transmissão), mas também o elemento seguinte. Por tanto, deve-se considerar que existe um erro mínimo de 15%. Os ajustes recomendados são os seguintes(NERC, 2004):

- a) Zona 1: 85% da impedância da linha.
- b) Zona 2: 115% da impedância da linha, ou o 100% da impedância da linha mais 50% da impedância da linha adjacente mais curta.
- c) Zona 3: 115% da soma da impedância da linha protegida mais a impedância da linha adjacente.

A Figura 3 mostra as três zonas de proteção de uma linha de transmissão.



**Figura 3 - Zona protegida nas linhas de transmissão.**

## 2.5 MODELAGEM DA LÓGICA DE PROTEÇÃO E OPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Atualmente os equipamentos de proteção e disjuntores possuem a capacidade de sinalizar seu estado, seja por algum protocolo de comunicação aberto ou por simplesmente sinais de 0 ou 1 através de cabos até uma UTR que recebe a informação e a envia ao SCADA. A modelagem da lógica de proteção e operação de equipamentos envolve a definição de unidades lógicas, a partir das quais o método proposto é aplicado. A interpretação desses valores depende do tipo de função que está sendo monitorada, ou seja:

- a) Dispositivos de chaveamento: o valor 0 representa dispositivo ligado ou fechado, enquanto, o valor 1 representa dispositivo desligado ou aberto.

- b) Dispositivos de proteção (relés): o valor 0 significa que o relé está no estado normal de operação, ou seja, não atuou. O valor 1 significa que o alarme foi ativado, ou seja, que a função do relé atuou.

A leitura da sequência de eventos emprega outro dado, em cada registro, correspondente à variação do estado durante um intervalo de tempo. O conceito de alarme, portanto, está diretamente associado à variação do registro. A partir das informações de disparo de dispositivos de proteção, o processador de alarmes inicia a análise do distúrbio efetuando a classificação dos eventos em cada equipamento que contenha um alarme associado.

A modelagem da lógica de proteção está associada às zonas de proteção existentes no sistema, e deve ser esquematizada de forma a representar cada uma dessas zonas através dos pontos digitais disponíveis para a leitura de estado. Resumindo, é de grande importância identificar a característica do alarme e a função dele no esquema de proteção utilizado. Segundo os princípios básicos de proteção descritos por ANDERSON (1999) é possível agrupar os alarmes de acordo com os seguintes critérios:

- a) Seletividade: refere-se à atuação da proteção estritamente dentro de sua zona de proteção. Portanto, esta permite que o alarme seja classificado como proteção seletiva (PS).
- b) Direcionalidade: essa característica permite que o relé opere em apenas uma direção, e está associado ao número de terminais existentes.
- c) Coordenação: classifica o alarme em termos de atuação da seletividade, podendo ser caracterizado de três maneiras distintas: proteção principal (PP) ou proteção de retaguarda local (PRL) ou proteção de retaguarda remota (PRR).

As entradas dos padrões dependem estritamente das funções de proteção ativas e que estejam sendo monitoradas pelo SAGE/SCADA. É importante ressaltar que a classificação

dos alarmes existentes em um determinado dispositivo não deve atender a todos os critérios descritos acima. De acordo com a seção 6.2.3.1 do Submódulo 2.6 do Operador Nacional do Sistema - (ONS, 2010), linhas de transmissão com tensão nominal igual ou superior a 345kV devem possuir proteção redundante, onde cada terminal da LT deve conter proteção principal e alternada composta por conjuntos de proteção independentes. Neste trabalho são modelados os esquemas de proteção empregados nos principais componentes existentes no sistema de geração e transmissão de 230kV.

### **2.5.1 Transformadores**

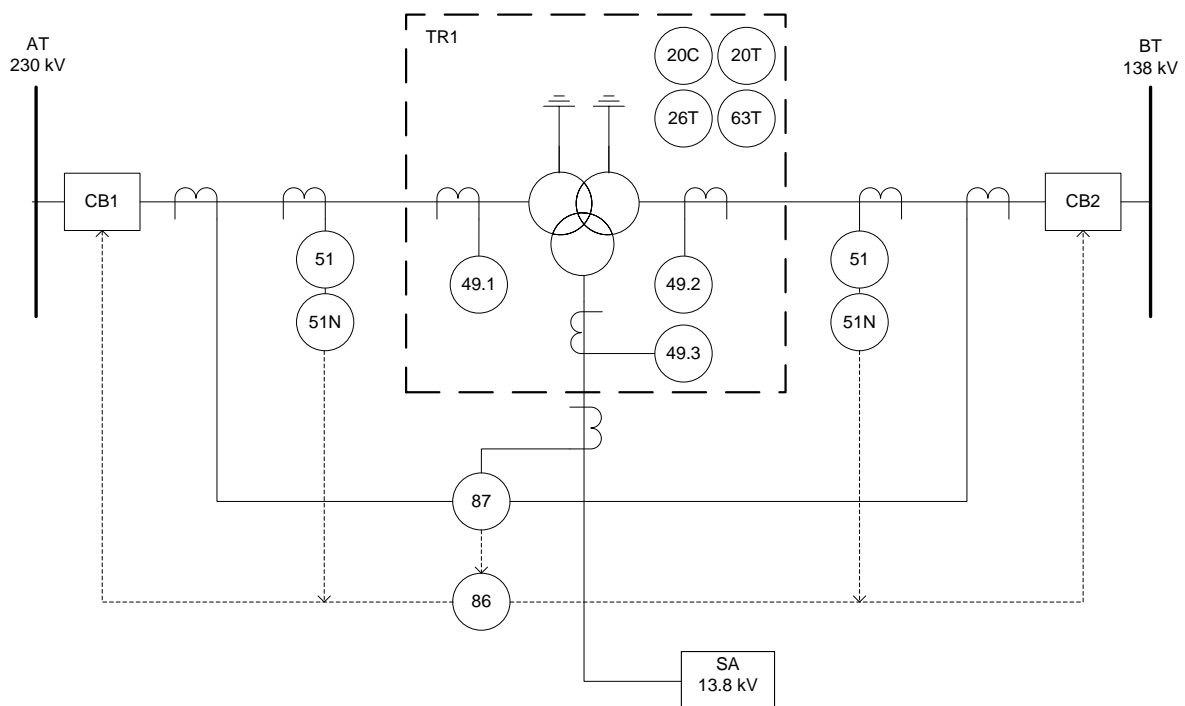
Os transformadores de potência estão sujeitos a diversos tipos de faltas, as quais podem ser classificadas como faltas externas e internas. Geralmente, as faltas externas ocorrem fora do transformador, podendo ser classificadas como incipientes e faltas ativas. As faltas incipientes se desenvolvem lentamente (sobrefluxo, sobrepressão e sobreaquecimento) e podem gerar faltas de grande magnitude caso a causa do defeito não seja corrigida. Por outro lado, as faltas ativas podem ser a ruptura de isolação que deve ser tratada imediatamente a fim de evitar danos mais severos e destrutivos ao componente (GERHARD, 2012).

A proteção contra curtos-circuitos internos nos enrolamentos do transformador é feita, preferencialmente, por meio de relés diferenciais (87) e relé Buchholz (63). O relé 87 oferece a melhor proteção para curto-circuito na fase e neutro, pela sua característica seletiva e alta velocidade de atuação. O relé Buchholz é empregado para detectar falhas dielétricas no interior de transformadores, respondendo rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo (GERHARD, 2012). O trabalho considera um esquema genérico de proteção para proteger transformadores de potência de três enrolamentos 230/138/13,8kV. O diagrama esquemático da proteção do transformador é apresentado na Figura 4.

Além das proteções 87 e 63, também se encontram no esquema de proteção do transformador utilizado nessa dissertação (BLACKBURN, 1998):

- a) O relé de proteção térmica (26) monitora a temperatura do transformador para proteger contra sobreaquecimento;
- b) Válvula de alívio de pressão (20) que atua instantaneamente caso a pressão interna do óleo atinja um valor limite de pressão de operação.
- c) Proteção térmica do transformador (49) que monitora o sobreaquecimento do óleo, os terminais do tanque e falhas no sistema de resfriamento.
- d) Relé de bloqueio (86) é responsável pelo envio de sinais de *trip* para todos os disjuntores conectados ao transformador para qualquer atuação das proteções descritas acima.

Os alarmes correspondentes ao esquema de proteção do transformador são mostrados na Tabela 1.



**Figura 4 - Diagrama de proteção de um transformador de potência de três enrolamentos.**

A proteção de retaguarda local e remota é feita por unidades de sobrecorrente temporizada (51) de fase e de neutro e deve atuar caso o relé 87 falhe ou caso ocorra uma falta externa nas proximidades do transformador.

**Tabela 1 - Sinais digitais supervisionados no transformador.**

Alarme	Identificação	Descrição
01	TR1--PDIFPOF	TR1-Pr.diferencial(87)-Fase-OperPrinc7
02	TR1--PTTI-O	TR1-Pr.térmica do óleo(26)-Oper
03	TR1--RBLK-O	TR1-Relé bloq.(86)-Oper
04	TR1--YCVA-O	TR1-Valv.AlívioCDC(20C)-Oper
05	TR1--YPBH-O	TR1-Buchholz TR(63T)-Oper
06	TR1--YVAL-O	TR1-Válvula alívio sobrepr.(20)-Oper
07	TR1-1PTOC-OF	TR1 138kV-(51)-Fase-Oper
08	TR1-1PTOC-ON	TR1 138kV-Sobrec.temporiz.(51)-N-Opr
09	TR1-1PTTR-O	TR1 138kV-Pr.térmica do enrol.(49)-Opr
10	TR1-1XCBR2	TR1 138kV-DJ2:estado
11	TR1-2PTOC-OF	TR1 230kV-(51)-Fase-Oper
12	TR1-2PTOC-ON	TR1 230kV-Sobrec.temporiz.(51)-N-Opr
13	TR1-2PTTR-O	TR1 230kV-(49)-Oper
14	TR1-2XCBR1	TR1 230kV-DJ1:estado
15	TR1-bPTTR-O	TR1 13,8kV-(49)-Oper

Os alarmes 10 e 14 são utilizados para alimentar os dados da topologia da rede, por tanto são alarmes de grande importância para a etapa de busca de seções isoladas pela ocorrência de falta. Os alarmes 01,02 e 05 são classificados como seletivos e são usados pela metodologia com o propósito de informar ao operador que uma ocorrência de falta possui uma alta porcentagem de estar dentro do transformador, dando assim uma indicação ao operador de alta prioridade na análise.





quais no momento da falta serão abertos com o objetivo de minimizar a área de desligada. Estes sinais alimentarão à metodologia e são necessários para a etapa de busca de seções isoladas em virtude da falta.

**Tabela 2 - Sinais digitais supervisionados nas barras.**

Alarme	Identificação	Descrição
01	P--2PDIF-O	Barra Principal 230kV-Pr.diferencial(87)-Opr
02	P--2RBLK-O	Barra Principal 230kV-Relé bloq.(86)-Oper
03	PT--2PDIF-O	Barra de Transferência 230kV-Pr.diferencial(87)-Opr
04	PT--2RBLK-O	Barra de Transferência 230kV-Relé bloq.(86)-Oper
05	LT1-RBLF-O	LT1 230kV-(86BF)-Oper
06	LT2-RBLF-O	LT2 230kV-(86BF)-Oper
07	LT3-RBLF-O	LT3 230kV-(86BF)-Oper
08	LT4-RBLF-O	LT4 230kV-(86BF)-Oper
09	LT1-2XCBR1	LT1 230kV-DJ1:estado
10	LT2-2XCBR2	LT2 230kV-DJ2:estado
11	LT3-2XCBR3	LT3 230kV-DJ3:estado
12	LT4-2XCBR4	LT4 230kV-DJ4:estado

### 2.5.3 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão são as seções mais vulneráveis à falta, já que elas percorrem grandes distâncias. Elas são protegidas por relés de sobrecorrente direcional, distância e diferencial de linha, assim como uma série de outras funções auxiliares de proteção para detecção de faltas durante a energização da linha, oscilação de potência e teleproteção.

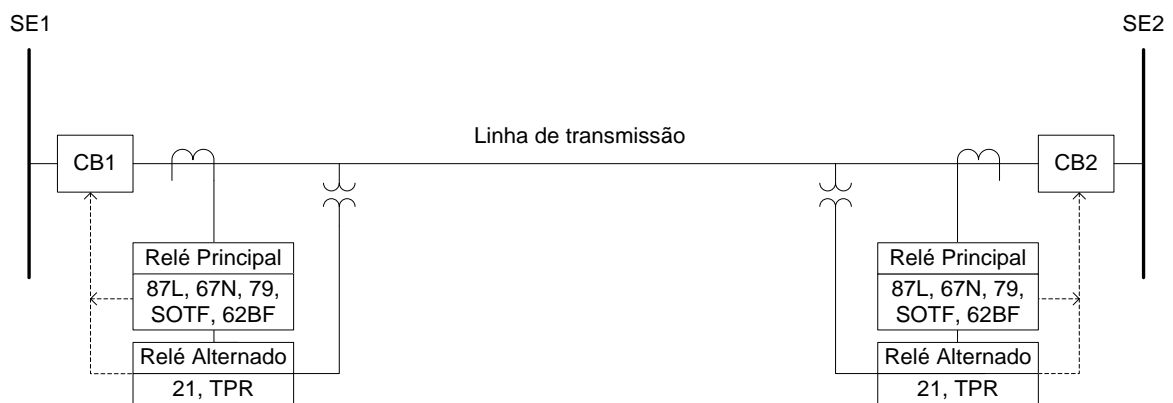
A linha de transmissão é protegida por dois sistemas de proteção independentes de forma a atender os requisitos técnicos de proteção de linhas de alta tensão, descritos no Submódulo 2.6 do (ONS, 2010). Uma linha de transmissão curta geralmente é composta por uma proteção diferencial de linha (87L) que é uma proteção seletiva que supervisiona a diferença de correntes entre os terminais da linha; uma proteção de sobrecorrente direcional

de neutro (67N) a qual é empregada como retaguarda para faltas a terra; uma lógica de chaveamento sobre falta (SOTF) que é destinada às situações de fechamento do disjuntor em cima da falta.

A lógica SOFT fica habilitada apenas durante intervalos de energização de LTs, e deve atuar de forma instantânea (SEL, 2012). Uma proteção de falha de disjuntor (62BF) que atua quando um defeito em um disjuntor impede sua abertura completa e por último esta possui uma unidade de religamento automático (79) que tem como objetivo reduzir o tempo de indisponibilidade de LTs enviando um sinal de fechamento aos disjuntores da linha.

A proteção alternada é a proteção de distância (21), a qual contém uma unidade instantânea (21-1) que detecta falta em 80% da LT. Duas unidades temporizadas (21-2 e 21-3) que monitoram 120% e 150% da LT, servindo como retaguarda remota para a linha adjacente e retaguarda local, no caso de falha de operação da zona 1 do 21 (GERHARD, 2011).

As lógicas de teleproteção mais usadas são: transferência de disparo permissivo por subalcance (PUTT – Permissive Undereach Transfer Trip) e transferência de disparo permissivo por sobrealcance (POTT - Permissive Overreach Transfer Trip). O diagrama esquemático da proteção de linhas de transmissão é apresentado na Figura 6.



**Figura 6 - Diagrama de proteção de uma linha de transmissão.**

Os alarmes correspondentes ao esquema de proteção de linhas de transmissão são mostrados na Tabela 3. Os relés instalados nas linhas devem poder enviar os sinais de partida das suas zonas de proteção.

**Tabela 3 - Sinais supervisionados de uma linha de transmissão.**

Alarme	Identificação	Descrição
01	LT1-SE1PDEFPON-Tmpz	LT1- SE1 -(67N)-Temporiz-N-OprPri
02	LT1-SE1PDIFPO	LT1- SE1 230kV-(87L)-OperPrinc
03	LT1-SE1PSOFPO	LT1- SE1 230kV-PrtSOTF-OperPrinc
04	LT1-SE1RBRFPO	LT1- SE1 230kV-(62BF)-OperPrinc
05	LT1-SE1RRECP---Strt	LT1- SE1 230kV-Religador(79)-Part-Pri
06	LT1-SE1PDISAOZ1	LT1- SE1 230kV-(21)-Z1-OperAlt
07	LT1-SE1PDISAOZ2	LT1- SE1 230kV-(21)-Z2-OperAlt
08	LT1-SE1PDISAOZ3	LT1- SE1 230kV-(21)-Z3-OperAlt
09	LT1-SE1PDISASZ2	LT1- SE1 230kV-(21)-Z2-PartAlt
10	LT1-SE1PDISASZ3	LT1- SE1 230kV-(21)-Z3-PartAlt
11	LT1-SE1RRECA---Strt	LT1- SE1 230kV-Religador(79)-Part-Alt
12	LT1-SE1RTPR----RX	LT1- SE1 230kV-Teleproteção-Receb
13	LT1-SE1RTPR----TX	LT1- SE1 230kV-Teleproteção-Envio
14	LT1-SE1XCBR1	LT1- SE1 230kV-DJ1:estado
15	LT1-SE2PDEFPON-Tmpz	LT1- SE2 -(67N)-Temporiz-N-OprPri
16	LT1-SE2PLDFPO	LT1- SE2 230kV-(87L)-OperPrinc
17	LT1-SE2PSOFPO	LT1- SE2 230kV-PrtSOTF-OperPrinc
18	LT1-SE2RBRFPO	LT1- SE2 230kV-(62BF)-OperPrinc
19	LT1-SE2RRECPO	LT1- SE2 230kV-Religador(79)-OprPri
20	LT1-SE2PDISAOZ1	LT1- SE2 230kV-(21)-Z1-OperAlt
21	LT1-SE2PDISAOZ2	LT1- SE2 230kV-(21)-Z2-OperAlt
22	LT1-SE2PDISAOZ3	LT1- SE2 230kV-(21)-Z3-OperAlt
23	LT1-SE2PDISASZ2	LT1- SE2 230kV-(21)-Z2-PartAlt
24	LT1-SE2PDISASZ3	LT1- SE2 230kV-(21)-Z3-PartAlt
25	LT1-SE2RRECAO	LT1- SE2 230kV-Religador(79)-OperAlt
26	LT1-SE2RTPR----RX	LT1- SE2 230kV-Teleproteção-Receb
27	LT1-SE2RTPR----TX	LT1- SE2 230kV-Teleproteção-Envio
28	LT1-SE2XCBR2	LT1- SE2 230kV-DJ2:estado

Os sinais com maior relevância e usados pela metodologia são os sinais de partida das zonas dos relés de distância, assim os alarmes 06, 09 e 10 associados à SE1 e os alarmes 20, 23 e 24 associados à SE2. Esses são utilizados como dados de entrada para determinar a referência de falta. Como informação de proteção seletiva ativada são agrupados os alarmes 02, 06, 16 e 20. Da mesma forma são agrupados os sinais de teleproteção seguindo uma lógica padrão de recepção e transmissão do sinal para a execução da lógica de teleproteção. Os alarmes 14 e 28 são utilizados para atualizar a topologia da rede e determinar os caminhos disponíveis usados na etapa do vetor rota.

## **2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Neste capítulo foi introduzido o problema de estimação da seção em falta em sistemas elétricos de potência, e discutidas as dificuldades para a formulação e desenvolvimento de uma ferramenta computacional que melhore os tempos envolvidos na análise de alarmes.

Os aspectos referentes ao diagnóstico de falta, definição de eventos, alarmes, sequência de eventos e filosofias de proteções de sistemas elétricos foram apresentados com a finalidade de instruir o leitor na compreensão da metodologia proposta nesta dissertação.

### **3 METODOLOGIA PROPOSTA**

#### **3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS**

Este capítulo apresenta a estrutura da metodologia proposta para estimar a seção em falta em SEP, assim como a descrição das etapas seguidas durante seu desenvolvimento. As subseções 3.2 e 3.3 apresentam o sistema teste utilizado e a arquitetura geral empregada, assim como os dados de entrada envolvidos a cada etapa. O processo de leitura de alarmes do SCADA é um item importante para a metodologia; informações das mudanças da topologia da rede e estados dos relés de proteção do sistema elétrico são consideradas de modo a criar uma metodologia que adapte a tais mudanças. A subseção 3.4 expõe o procedimento adotado para a atribuição de pesos considerando a topologia da rede do SEP, bem como a base de dados criada. As subseções 3.5 e 3.6 apresentam o procedimento para o tratamento das informações, de forma a obter os pesos a serem associados aos candidatos de modo a estabelecer um critério de prioridade.

#### **3.2 SISTEMA TESTE**

O sistema considerado neste trabalho é baseado no IEEE-30 barras. São utilizados os dados apresentados por ALSAC; STOTT (1974). O sistema IEEE-30 barras foi construído no MATLAB. A análise do comportamento das proteções e da operação para o sistema IEEE-30 barras foi desenvolvida. O sistema padrão consiste de 30 barras, 6 geradores, 24 cargas, 35 linhas de transmissão e 4 transformadores. As 30 barras do sistema possuem níveis de tensão de 138 kV e 230kV, onde os transformadores TR2, TR3 e TR4 são trifásicos e com relação de 230kV a 138kV. O transformador tridevanado TR1 possui uma relação de 230kV/138kV/69kV, o gerador ligado a ele foi definido na tensão 69kV. Foram identificados todos os elementos do sistema como mostra a Figura 7.

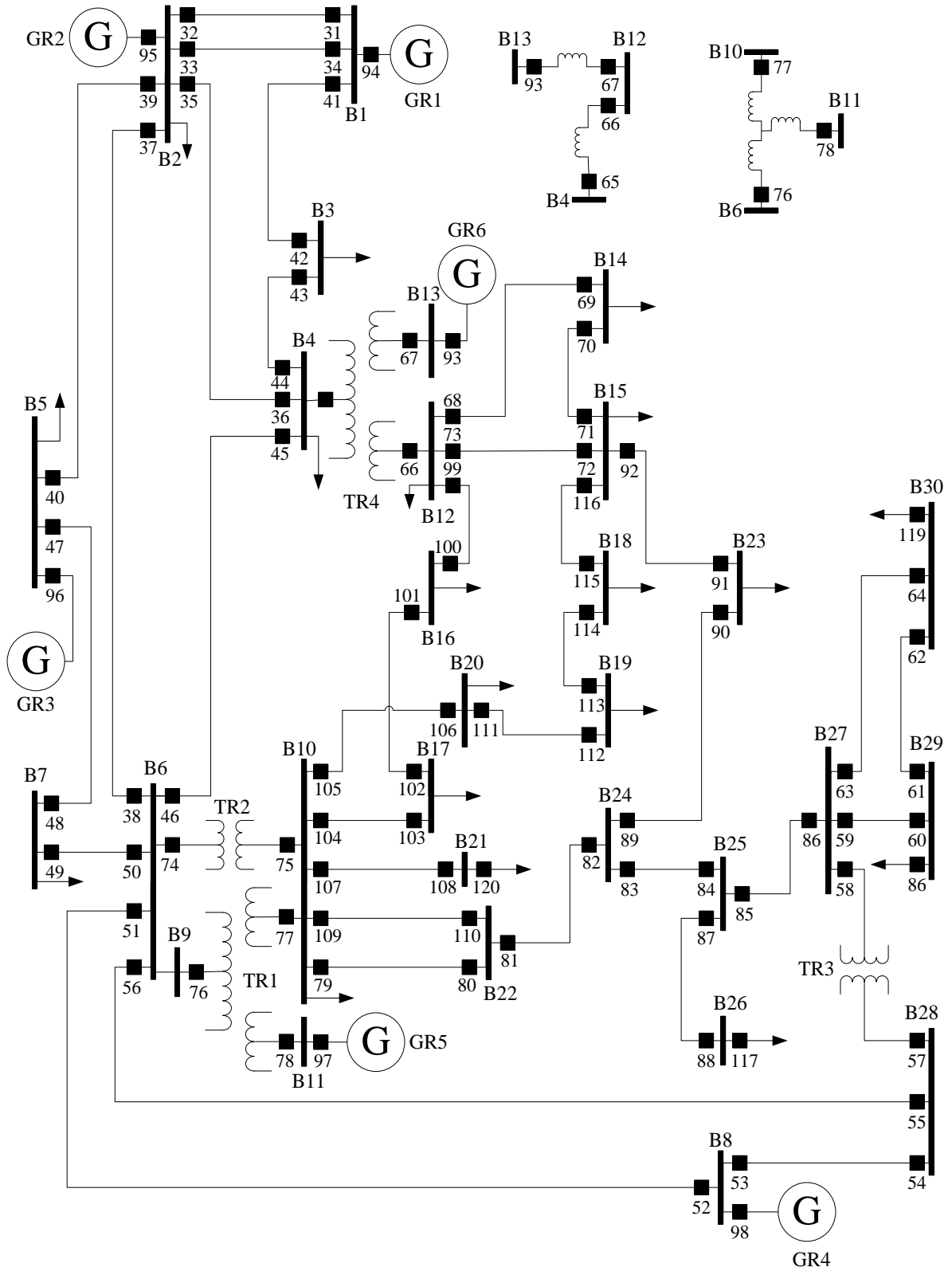
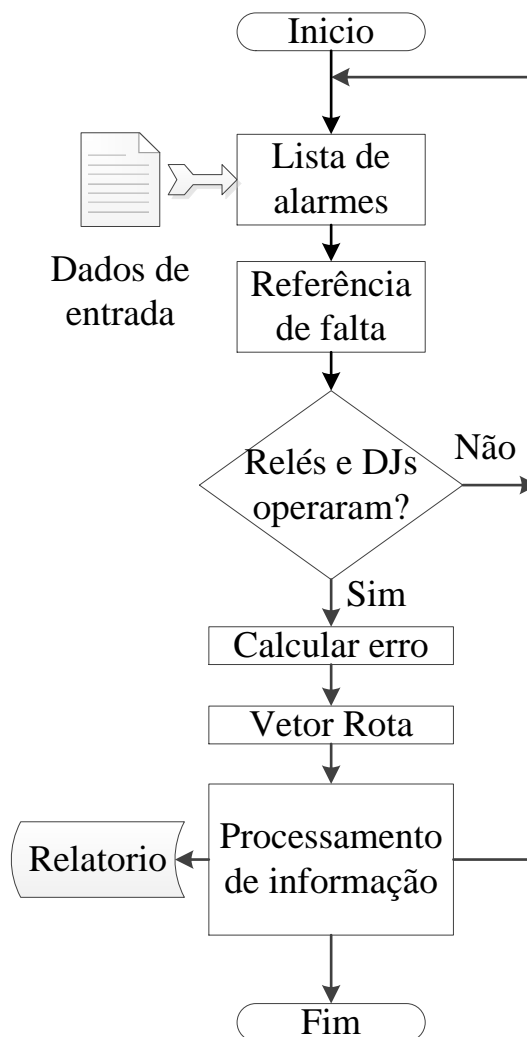


Figura 7 - Diagrama do sistema teste baseado no IEEE-30 barras.

### 3.3 ARQUITETURA GERAL

#### 3.3.1 Fluxograma

A metodologia possui uma ordem de execução composta por etapas como apresenta a Figura 8.



**Figura 8 - Diagrama de fluxo da metodologia.**

No momento que é lida a lista de alarmes do SCADA é executada a etapa da referência de falta, a qual faz uma simulação do comportamento do sistema ante uma falta na seção de estudo de modo a determinar um valor que será usado como base para classificar uma seção com alta probabilidade de falta ou não. A continuação são executadas as etapas de

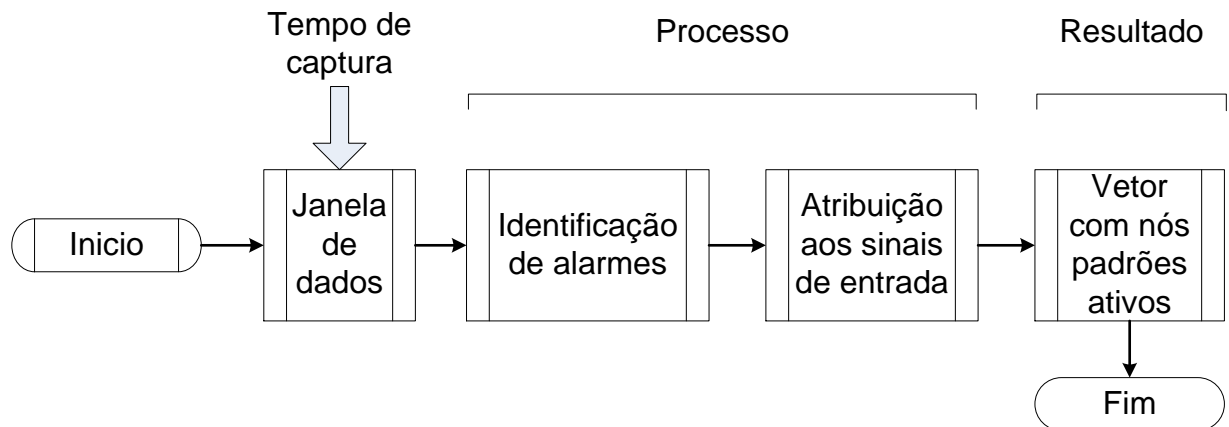
calculado do erro e vetor rota, que indicam um índice de prioridade de análise às seções e as seções isoladas pelas proteções respectivamente. Finalmente, a etapa de processamento da informação se encarrega de tratar estes dados e gerar um relatório. A metodologia abrange a leitura de alarmes do SCADA, armazena em uma base de dados a informação da topologia da rede, utiliza os ajustes das zonas de proteção do relé de distância de modo a definir os pesos de pertença de falta e emprega o algoritmo de busca do caminho mais curto proposto por Dijkstra para determinar o nó a utilizar no cálculo da referência de falta e para achar as seções isoladas.

### **3.3.2 Leitura de alarmes reportados por ocorrência de falta**

A obtenção dos alarmes provenientes do sistema elétrico de potência é um grande desafio para um processador de alarmes, já que devem ser consideradas diversas situações que afetam a aquisição destes sinais. Diversas situações devem ser consideradas, tais como: tempo da janela de dados, perturbações nos canais de comunicação, simples erros na transferência de dados e até desligamentos temporais da comunicação de subestações e equipamentos. A comparação entre alarmes reportados e esperados é considerada como uma fase importante já que envolve a classificação e organização de dados relacionados com a topologia da rede, ou com o sistema de proteção. Em subestações modernas, os alarmes devem seguir a codificação segundo a norma internacional IEC-61850, possibilitando a criação de identificadores padronizados de alarmes. A duração de cada janela de tempo deve ser estimada pelo operador de forma a possibilitar uma boa interpretação da sequência de eventos. O formato dos dados de entrada é uma parte importante na leitura dos alarmes, com ele é possível identificar e definir o endereço de onde foi enviado. Os alarmes de maior importância usados neste trabalho são aqueles associados aos relés de distância que fornecem sinais de partidas das zonas de proteção, assim como também informação da topologia da rede.



Neste trabalho é capturada só uma janela de dados, a qual é utilizada como dados de entrada para a metodologia. Para cada seção são seguidos os passos como mostra o fluxograma da Figura 9.



**Figura 9 - Processo de leitura de alarmes.**

A rede é composta por caminhos que interconectam os elementos do SEP, assim como transformadores, barras, linhas, geradores e outros. Esses caminhos são compostos fisicamente por equipamentos de interrupção como disjuntores e equipamentos de manobras. Cada um desses equipamentos possui contatos que são usados enviar um sinal referente ao seu estado. Geralmente estes equipamentos possuem contatos que são usados para enviar sinais sobre o estado do equipamento para ser usado como informação de apoio e operação pelo centro do controle ao qual ele se encontra associado. Os disjuntores são equipamentos com capacidade de interrupção ante uma falta, assim é muito importante conhecer seu estado a todo instante. A metodologia utiliza os sinais de estado dos disjuntores e disparo de relés de modo a determinar os caminhos disponíveis entre os disjuntores abertos. No interior da área percorrida encontrassem as seções isoladas.

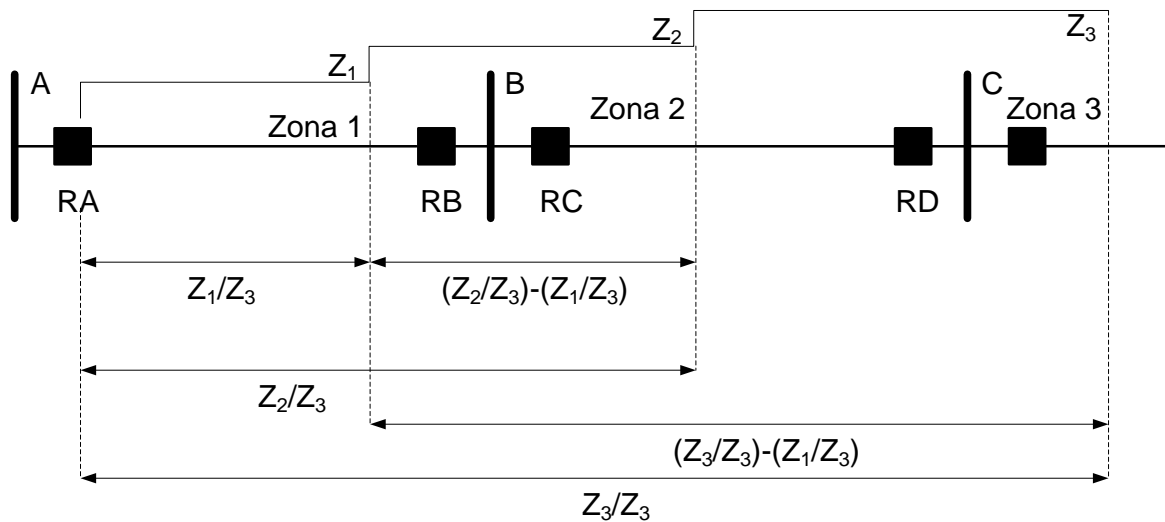
A leitura dos sinais que contém informação da topologia da rede é importante para esta etapa da metodologia. Sabendo que o SEP tem um comportamento em procurar isolar a seção

ou seções em falta(s) utilizando os relés como sensores e os disjuntores como equipamentos de interrupção.

### 3.4 REFERÊNCIA DE FALTA DA SEÇÃO

#### 3.4.1 Atribuição dos pesos

Os esquemas utilizados na proteção de linhas de transmissão, geralmente são compostos por relés de distância, definidos em três zonas de atuação, conforme mostra a Figura 10. A atribuição de pesos visa distinguir a significância de vários candidatos à solução. A Figura 10 mostra que as equações ali descritas são determinadas em porcentagens tomando como referência a zona 3 e ficando no denominador da equação. Essas equações determinam as relações entre os ajustes das zonas do relé de distância referidos à zona protegida da seção.



Onde:

$Z_1$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 1(p.u).

$Z_2$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 2(p.u).

$Z_3$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 3(p.u).

**Figura 10 - Representação das equações para determinar os pesos em porcentagem.**

Neste trabalho foram tomadas essas relações referidas à zona protegida e convertidas em equações para determinar os valores de pesos que relacionam a seção com a ocorrência de falta em termos de seletividade.

O valor do peso atribuído em cada zona foi referido em termos de seletividade. A zona 1 é classificada como totalmente seletiva, assim seu peso em termos de seletividade é igual a 1 ou 100%; a zona 2 é classificada como parcialmente seletiva, assim seu peso considera o fato que a seletividade depende dos ajustes das zonas de proteção do relé de distância, como é mostrado posteriormente. A zona 3 é classificada como parcialmente seletiva e de menor peso que a zona 2 em termos de seletividade.

Os pesos de cada zona em termos de seletividade podem ser calculados da forma seguinte:

$$W_{z1} = \frac{Z_3}{Z_3} \quad (1)$$

$$W_{z2} = 1 - \left( \frac{Z_2}{Z_3} - \frac{Z_1}{Z_3} \right) = \frac{Z_3 - Z_2 + Z_1}{Z_3} \quad (2)$$

$$W_{z3} = 1 - \left( \frac{Z_3}{Z_3} - \frac{Z_1}{Z_3} \right) = \frac{Z_1}{Z_3} \quad (3)$$

Onde:

$Z_1$  = Ajuste do relé de distância para a zona 1 (p.u).

$Z_2$  = Ajuste do relé de distância para a zona 2 (p.u).

$Z_3$  = Ajuste do relé de distância para a zona 3 (p.u).

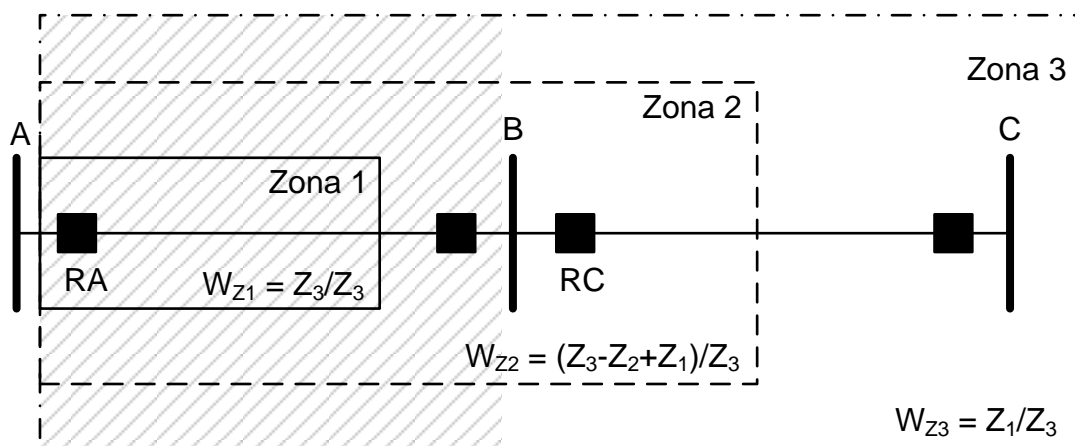
As equações anteriores apresentam os valores dos pesos atribuídos para cada zona responsável pela proteção da seção sombreada. Dessa maneira são calculados os pesos, que

por sua vez dependem dos ajustes do relé. No caso, o peso da zona 1 assume um valor de 100% de pertinência só se a sinal de zona 1 do relé de distância for ativada.

Isto é, indica que a falta encontra-se dentro da referida seção. No caso do peso da zona 2, é atribuído um peso menor que o peso da zona 1, determinado pelo complemento da diferença entre as zonas 1 e 2, como é mostrado em (2).

No caso do peso da zona 3, é atribuído um peso menor que os pesos das zonas 1 e 2 determinada pelo complemento da diferencia entre as zonas 1 e 3 como é mostrada em (3). Todas essas equações foram definidas de modo a fornecer um valor de grau de pertinência da seção em falta, em termos de seletividade.

A Figura 11 associa os pesos às zonas. Ao definir a equação dos pesos, é criado um modelo de base de dados que vai armazenar os dados do sistema e calcular os pesos atribuídos a cada zona. A Tabela 4 mostra o modelo da base de dados usado pela metodologia.



Onde:

$Z_1$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 1(p.u).

$Z_2$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 2(p.u).

$Z_3$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 3(p.u).

**Figura 11 - Representação dos valores dos pesos sobre a seção.**

De modo a explicar como os pesos são determinados em termos de seletividade, são consideradas as secções L5-7, L2-5 e L6-7 da Figura 7. A Tabela 5 mostra o modelo da base de dados do sistema teste.

### 3.4.2 Algoritmo de busca do caminho mais curto até a secção em falta

Nesta subsecção são abordados dois assuntos importantes: primeiramente, o sistema teste é definido em MATLAB como uma matriz do tipo esparsa onde os elementos do sistema são representados em coordenadas (são usados os números das caixas que identificam uma secção, no caso de L5-7 seriam as caixas identificadas com os números 47 e 48, no caso de L2-6 seriam as caixas 37 e 38 e no caso do transformador T27-28 seriam as caixas 57 e 58).

Em seguida é inserido o valor das impedâncias. Para entender melhor como o sistema elétrico é representado, considere a Tabela 6.

**Tabela 4 - Modelo da base de dados.**

Secção	Z(p.u)	Relé	Ajuste de Zona (p.u)	Peso
Id. da secção	Valor da impedância da secção em p.u	Id. do relé	Valor da zona 1 em p.u	$W_{Z1}$
			Valor da zona 2 em p.u	$W_{Z2}$
			Valor da zona 3 em p.u	$W_{Z3}$
		Id. do relé	Valor da zona 1 em p.u	$W_{Z1}$
			Valor da zona 2 em p.u	$W_{Z2}$
			Valor da zona 3 em p.u	$W_{Z3}$

**Tabela 5 - Base de dados parcial do sistema IEEE-30 Bus System.**

Secção	Z(p.u)	Relé	Ajuste de Zona (p.u)	Peso
L5-7	0,1248	47	0,1060	1
			0,1435	0,8521
			0,2532	0,4189

Secção	Z(p.u)	Relé	Ajuste de Zona (p.u)	Peso
		48	0,1060	1
			0,1435	0,9051
			0,3943	0,2690
L2-5	0,2038	39	0,1732	1
			0,2343	0,8449
			0,3943	0,4393
		40	0,1732	1
			0,2343	0,8432
			0,3900	0,4441
L6-7	0,0862	49	0,0732	1
			0,0991	0,8333
			0,1551	0,4722
		50	0,0732	1
			0,0991	0,8978
			0,2532	0,2894

**Tabela 6 - Cadastro parcial do sistema teste em MATLAB.**

W	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>L26</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>L67</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>L57</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>DI</sub>	Z <sub>L25</sub>	Z <sub>DI</sub>
A	95	02	37	38	06	50	49	07	48	47	05	05	40	39
B	02	37	38	06	50	49	07	48	47	05	96	40	39	02

Onde:

$Z_{DI} = 0,0001$  p.u, foi definido esse valor para considerar as conexões das secções através de disjuntores e equipamentos de manobras.

$Z_{L26}$  = Impedância da seção L2-6 em p.u.

$Z_{L67}$  = Impedância da seção L6-7 em p.u.

$Z_{L57}$  = Impedância da seção L5-7 em p.u.

$Z_{L25}$  = Impedância da seção L2-5 em p.u.

A função “ $DG = \text{sparse}(A,B,W)$  ;” do MATLAB, foi utilizada para construir uma matriz esparsa, resultando um diagrama unidirecional definido pelos valores que vão do vetor A para o vetor B. Para garantir um diagrama bidirecional, utilizou-se a função em MATLAB “ $UG = \text{trill}(DG+DG')$  ;”. É importante definir o sistema elétrico de potência com o objetivo

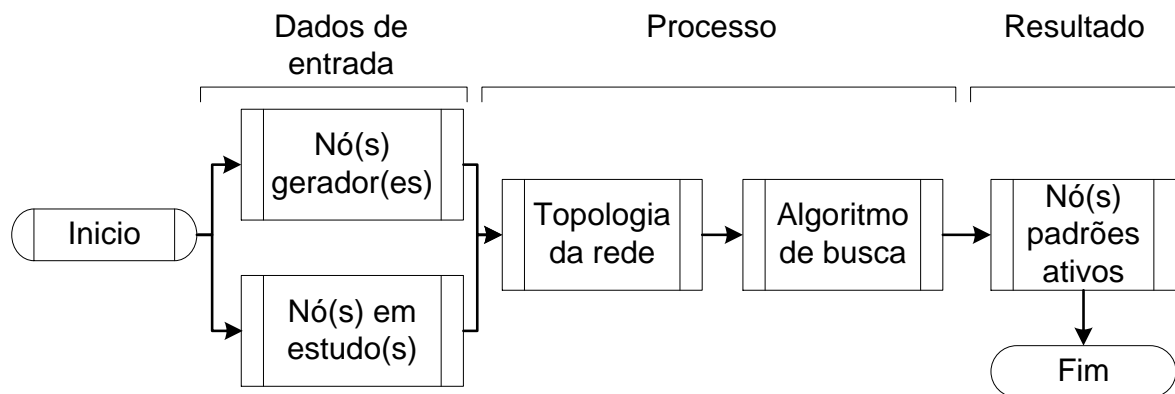
de conhecer o estado da topologia da rede em todo momento e se ter uma referência para percorrer todos os caminhos disponíveis de um ponto a outro dentro do sistema.

O objetivo é identificar todas as rotas disponíveis desde um ponto gerador até o nó em estudo. Foi utilizado o algoritmo de busca do caminho mais curto proposto por Dijkstra em 1959 (VALADARES L. T.; CORREIA F. N., 1986; GOLDBARG, 2000), baseado nos valores de impedância dos elementos do sistema elétrico. Um nó gerador é aquele que possui um sistema de geração conectado a ele e um nó de estudo é aquele que está associado à seção. A fundamentação dessa busca de caminhos nasce do conceito da alimentação da corrente de curto-circuito desde a geração até o local da falta. Na maioria dos casos são as linhas de transmissão que apresentam a maior porcentagem de faltas no sistema elétrico de potência. O algoritmo de busca é adaptado para procurar o menor caminho de impedância de um nó gerador até a seção em estudo. Ao obter esse caminho de referência são verificados os outros caminhos por onde a corrente de curto-circuito poderá fluir até o local da falta.

Primeiramente, o processo de busca visa encontrar um caminho de referência, sendo os números dos nós armazenados em um vetor. Posteriormente, atribui-se um valor de impedância infinita entre a conexão dos dois últimos nós que se encontrem antes do nó em estudo, para então fazer a busca do segundo caminho mais curto e assim por diante até não encontrar mais caminhos entre o nó gerador considerado e o nó em estudo associado à seção. Com esta estratégia são determinados e armazenados em uma matriz todos os nós de cada um dos caminhos disponíveis. Esta matriz será consultada pela metodologia para o cálculo da referência da falta.

Para cada seção são aplicados os passos mostrados no fluxograma na Figura 12. Primeiramente, a metodologia é alimentada com os dados de entradas os quais são específicos da configuração do sistema elétrico de potência simulado. Uma vez que o algoritmo é alimentado com os nós geradores e os nós em estudo, o processo de busca pelos nós ativos

definidos pelos caminhos disponíveis que alimentarão a falta é iniciado. Seguidamente são obtidas informações dos estados dos disjuntores e equipamentos de manobras do sistema elétrico de potência, determinando se um caminho encontra-se aberto ou fechado de um nó para outro. Toda esta informação é fornecida pela topologia da rede elétrica, sendo utilizado o configurador de redes personalizado proposto por OLIVEIRA et al. (2012). Os dados de entrada em conjunto com as informações obtidas a partir da topologia da rede alimentam o algoritmo de busca, o qual vai determinar todos os caminhos disponíveis desde um gerador ou geradores até a seção em estudo. Como resultado, o algoritmo armazena os números destes nós em uma matriz, e a metodologia vai usar esta matriz para extrair a informação sobre os nós padrões ativos, que serão usados para determinar a referência da seção em falta. A Tabela 7 mostra os nós encontrados nos caminhos desde os nós geradores 95 e 96 até os nós em estudo 47 e 48 associados à seção L5-7. Cada relé é definido dentro de um nó e todo elemento do sistema está associado a estes nós.



**Figura 12 - Fluxograma para a busca de nós ativos até a seção em estudo.**

Pode-se dizer que uma linha de transmissão é composta por dois nós, um transformador de dois enrolamentos por dois nós, um transformador de três enrolamentos por três nós, etc. Assim é possível identificar qualquer seção dentro do caminho encontrado pelo algoritmo.



**Tabela 7 - Resultado de busca de nós ativos para a seção L5-7.**

Algoritmo de busca		
Nó Gerador	Nó em estudo	Nós padrões ativos dentro caminho
95	47	95 2 39 40 5 47
	48	95 2 37 38 6 50 49 7 48
96	47	96 5 47
	48	96 5 40 39 2 37 38 6 50 49 7 48

### 3.4.3 Classificação dos pesos e nós ativos

Nesta última etapa da estimação da referência de falta são usadas as seguintes informações: base de dados e nós padrões ativos da seção. Além desses, é calculada a variável ZCOV, a qual define um valor de recobrimento dos relés vizinhos sobre a seção em estudo. Esta nova variável contém o valor percentual do alcance que tem uma zona de proteção de um relé de uma seção vizinha sobre a seção de estudo.

A ZCOV é calculada como segue:

$$Z_{COV} = \frac{Z_{RL} - Z_L}{Z_{REF}} \quad (4)$$

Onde:

$Z_{RL}$  = Ajuste do relé de distância da zona correspondente.

$Z_L$  = Impedância da seção onde o relé se encontra associado.

$Z_{REF}$  = Impedância da seção em estudo ou referencia.

Esta variável é calculada para as zonas 2 e 3, as quais tem uma função de retaguarda sobre a seção vizinha. A Figura 13 explica como é obtido a  $Z_{COV}$  para cada zona do relé de distância. Nesse exemplo é tomada a seção LB-C como seção em estudo ou referência com

uma impedância igual à  $Z_{REF}$ , e é analisada a zona 2 com ajuste em valor de impedância em p.u de  $Z_{RL}$  do relé RA que pertence à seção LA-B.

Assim, é realizada a diferença entre  $Z_{RL}$  e  $Z_L$  de modo a se obter um valor que indique a abrangência da zona de proteção do relé RA sobre a seção LB-C. Essa diferença é dividida sobre  $Z_{REF}$  para obter o percentual de  $Z_{COV}$  da zona 2 do relé A sobre a seção LB-C.

Este procedimento é feito para todas as zonas dos relés que atuam como proteção de retaguarda sobre a seção em estudo ou referência.

Deste modo, a  $Z_{COV}$  é definida como o recobrimento que tem os relés vizinhos sobre a seção em estudo ou referência, a qual é calculada por (4). Seguidamente, com a informação da base de dados, nós padrões ativos e os valores do  $Z_{COV}$  dos relés responsáveis pela proteção da seção em estudo são calculados os pesos totais de cada zona de proteção do relé de impedância associado a uma seção.

Essa nova variável é chamada  $W_{TOTAL}$  (peso total), que é definida como segue:

$$W_{TOTAL} = W_{Z(N)} \times A_{NA} \times Z_{COV} \quad (5)$$

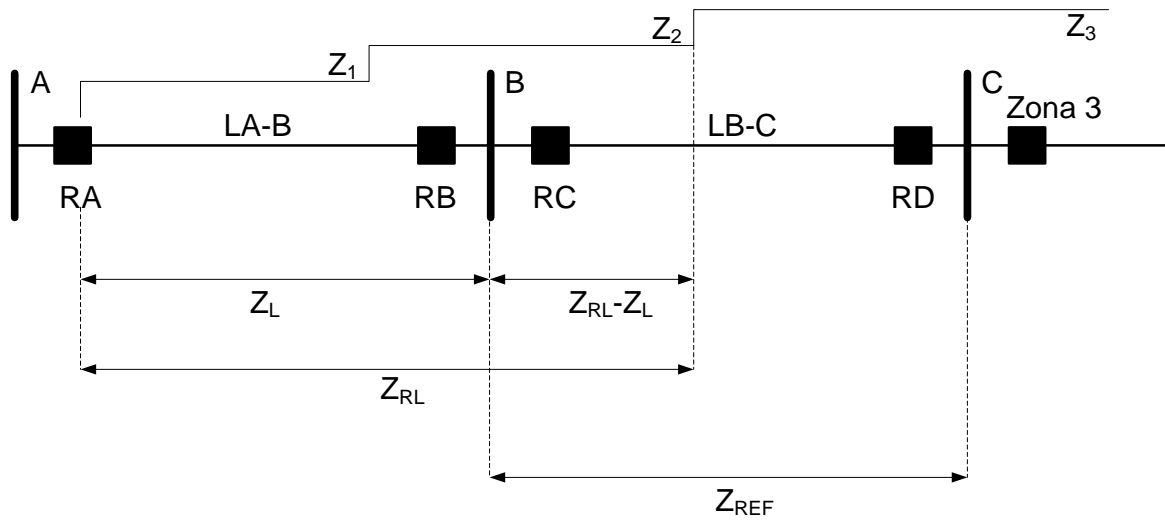
Onde:

$W_{Z(N)}$  = Peso das zonas em termos de seletividade.

$A_{NA}$  = Nó padrão ativo com valor de 0 ou 1.

$Z_{COV}$  = Zona de cobrimento dos relés vizinhos sobre a seção em estudo.

Para calcular o peso total das zonas de proteção principais, a variável  $Z_{COV}$  não é usada porque esses valores foram considerados como um total em termos de seletividade.



Onde:

$Z_1$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 1(p.u).

$Z_2$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 2(p.u).

$Z_3$  = Ajuste do relé de distancia para a zona 3(p.u).

**Figura 13 - Representação do calculo de  $Z_{COV}$  sobre a seção em estudo.**

Isto é, o ajuste de zona 1 não tem função de proteção de retaguarda e cumpre uma função de proteção do tipo seletiva sobre a seção principal.

O valor da estimação da referencia de falta é feita pela soma total dos  $W_{TOTAL}$  individuais para cada zona do relé. Cabe dizer que antes de construir o modelo padrão da base de dados para uma seção é necessário analisar o comportamento das proteções sobre a seção em estudo com o fim de simular o comportamento real dessas proteções no sistema elétrico de potência sob a ocorrência de uma falta. Analisar quais proteções vão ser responsáveis pela proteção da seção é um item importante para estimar o valor da referência de falta.

Em algumas situações é recomendável pedir ajuda aos especialistas de operação e proteção do sistema. A referência da falta não é mais do que o valor obtido na somatória dos pesos totais dos relés responsáveis pela proteção da seção através da simulação do sistema elétrico de potência ante a ocorrência de falta, utilizando o algoritmo de busca do caminho

mais curto de modo a determinar por quais caminhos a corrente de curto circuito fluirá. A Tabela 8 mostra o modelo para obter a referência de falta (FR) da seção em estudo.

**Tabela 8 - Modelo de base de dados para a obtenção da referência de falta (FR).**

Secção	Relé	Ajuste de Zona (p.u)	Peso	Nó padrão ativo	Z <sub>COV</sub> (%)	W <sub>TOTAL</sub>
Id. da seção em estudo	Id. do relé A	Valor da zona 1	W <sub>Z1</sub>	A <sub>NA_RA</sub>	Z <sub>COV_Z1</sub>	W <sub>TOTAL_Z1</sub>
		Valor da zona 2	W <sub>Z2</sub>	A <sub>NA_RA</sub>	Z <sub>COV_Z2</sub>	W <sub>TOTAL_Z2</sub>
		Valor da zona 3	W <sub>Z3</sub>	A <sub>NA_RA</sub>	Z <sub>COV_Z3</sub>	W <sub>TOTAL_Z3</sub>
	Id. do relé B	Valor da zona 1	W <sub>Z1</sub>	A <sub>NA_RB</sub>	Z <sub>COV_Z1</sub>	W <sub>TOTAL_Z1</sub>
		Valor da zona 2	W <sub>Z2</sub>	A <sub>NA_RB</sub>	Z <sub>COV_Z2</sub>	W <sub>TOTAL_Z2</sub>
		Valor da zona 3	W <sub>Z3</sub>	A <sub>NA_RB</sub>	Z <sub>COV_Z3</sub>	W <sub>TOTAL_Z3</sub>
Id. da seção vizinha	Id. do relé C	Valor da zona 1	W <sub>Z1</sub>	A <sub>NA_RC</sub>	Z <sub>COV_Z1</sub>	W <sub>TOTAL_Z1</sub>
		Valor da zona 2	W <sub>Z2</sub>	A <sub>NA_RC</sub>	Z <sub>COV_Z2</sub>	W <sub>TOTAL_Z2</sub>
		Valor da zona 3	W <sub>Z3</sub>	A <sub>NA_RC</sub>	Z <sub>COV_Z3</sub>	W <sub>TOTAL_Z3</sub>
	Id. do relé D	Valor da zona 1	W <sub>Z1</sub>	A <sub>NA_RD</sub>	Z <sub>COV_Z1</sub>	W <sub>TOTAL_Z1</sub>
		Valor da zona 2	W <sub>Z2</sub>	A <sub>NA_RD</sub>	Z <sub>COV_Z2</sub>	W <sub>TOTAL_Z2</sub>
		Valor da zona 3	W <sub>Z3</sub>	A <sub>NA_RD</sub>	Z <sub>COV_Z3</sub>	W <sub>TOTAL_Z3</sub>
Referencia de falta						FR

### 3.5 CÁLCULO DO ERRO PERCENTUAL E VETOR ROTA

#### 3.5.1 Determinação do erro

A obtenção de uma solução numérica para um problema físico através da aplicação de métodos numéricos nem sempre resulta em valores de acordo com o pretendido. A diferença entre o valor obtido (aproximado) e o valor exato é designada pelo erro. A resolução de um

problema físico com um método numérico produz, em geral, uma solução aproximada do problema.

A introdução de erros na resolução do problema pode ser função de vários fatores. Em razão da sua origem, podem-se considerar os diferentes tipos de erros: erros iniciais do problema (são exteriores ao processo de cálculo), como erros inerentes ao modelo matemático e erros inerentes aos dados; e erros associados ao uso de métodos numéricos (ocorrem no processo de cálculo), como erros de arredondamento.

Um modelo matemático raramente oferece uma representação exata dos fenômenos reais. Na grande maioria dos casos são apenas modelos ideais, já que ao estudar os fenômenos físicos da natureza somos forçados a aceitar certas condições que simplificam o problema de forma a torná-lo tratável, isto é chamado de erros inerentes ao modelo. Um modelo matemático não contém apenas equações e relações, mas dados e parâmetros que, frequentemente, são medidos experimentalmente (PERAGALLO, 2002). As aproximações nos dados podem ter repercussão no resultado final, isto é chamado de erros inerentes aos dados. O erro devido a desprezar a quantidade de dígitos em um número e arredondar este é designado por erro de arredondamento.

Há vários critérios para avaliar a qualidade de uma aproximação. Seja  $x'$  o valor aproximado de uma quantidade cujo valor exato é  $x$ . O erro absoluto do valor aproximado  $x'$  é definido como o valor absoluto de  $\Delta x$  como mostra (6). O erro relativo do valor aproximado  $x'$  é definido como o valor absoluto da razão de  $\Delta x$  e  $x$  como mostra (7). O erro relativo expressa o erro como uma fração de  $|x|$  e está relacionado com o erro percentual. Ao produto do valor absoluto da razão de  $\Delta x$  e  $x$  por 100, expresso em percentagem, dá-se o nome de percentagem de erro ou erro percentual. O erro absoluto é definido como segue:

$$e_x = |\Delta x| = |x - x'| \quad (6)$$

O erro relativo é definido como segue:

$$r_x = \frac{|\Delta x|}{|x|} = \frac{|x - x'|}{|x|} \quad (7)$$

No momento que é realizada a leitura dos alarmes da janela de dados obtida pelo SCADA, é tomada a base de dados da seção e os nós padrões ativados pela ocorrência de falta e determinado um peso chamado de  $W_{TSEC}$ . Esse corresponde à somatória de pesos gerados pelos alarmes ativados ante uma perturbação do sistema elétrico de potência. Determinada esta variável, é calculado o erro relativo tomado como valor exato o valor da referência de falta e como valor aproximado o valor da variável  $W_{TSEC}$ , com estes valores é calculado o erro relativo usando a equação (7).

Porém, a equação usada pela metodologia para calcular o erro relativo em porcentagem de cada seção é definida como segue:

$$r_x = \frac{|FR - W_{TSEC}|}{|FR|} \times 100 \quad (8)$$

Onde:

$W_{TSEC}$  = Peso total da seção em estudo gerado pelos alarmes ativos ante a falta.

$FR$  = Referência de falta da seção em estudo.

Usando o valor do erro relativo em porcentagem a metodologia organiza uma lista das seções com erro relativo diferente de 100%, começando pelo menor valor; com o objetivo de dar prioridade de análise às seções com menor erro relativo.

### 3.5.2 Determinação do vetor rota

Todo SEP deve possuir capacidade de reagir ante uma ocorrência de falta, por meio dos esquemas de proteção que irão isolar o local da falta. Dito isto, os disjuntores associados à proteção terão mudança de estado (fechado para aberto); nesta etapa são identificados e armazenados em um vetor.

O vetor é usado como dados de entrada, com o fim de encontrar a seção ou seções inclusas entre os disjuntores abertos. Em seguida é usado o algoritmo de busca do caminho mais curto proposto por Dijkstra para encontrar as seções. Em um caso de falta o vetor armazena os números dos disjuntores atuados. Para um vetor com quatro disjuntores, são tomados os disjuntores na posição 1 e 2 e percorrida a área entre eles, armazenando todas as seções encontradas. De igual forma, são tomados os disjuntores na posição 2 e 3 e assim por diante até chegar na última posição.

Resumindo, o vetor rota se cria com os sinais dos disjuntores abertos pela proteção da seção. O número do nó é guardado em ordem de chegada no vetor. Estes nós são utilizados como entradas para o algoritmo de busca com o objetivo de determinar seções que se encontram dentro da área isolada, definida como rota; podendo ser obtido conforme a equação (9):

$$R = D_{i=1}^n(i) \quad (9)$$

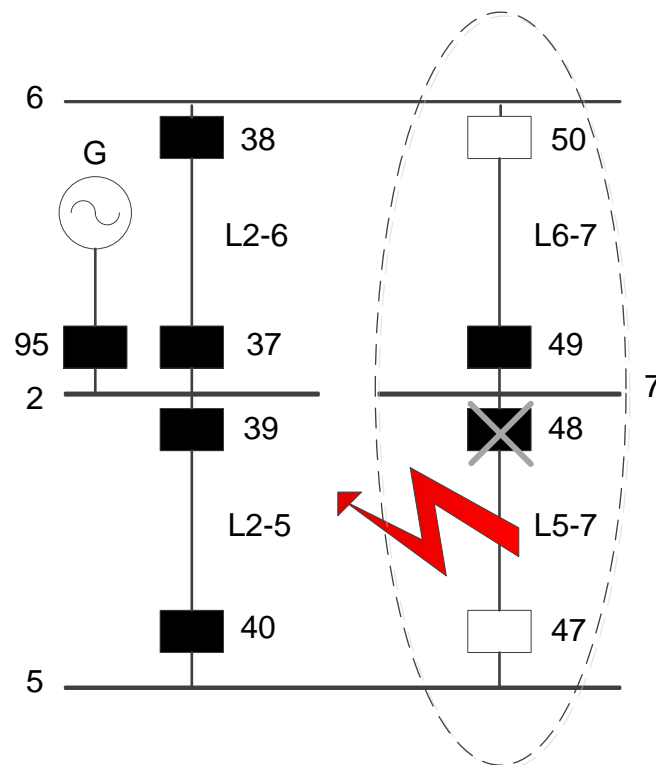
Onde:

$D(i)$  = Nós associados a disjuntores abertos pela proteção.

A Tabela 9 mostra a simulação de um caso de falta na L5-7, onde o disjuntor 48 falha e a falta é isolada pelos disjuntores 47 e 50, associando as seções L5-7, BUS7 e L6-7 como mostra a Figura 14.

**Tabela 9 - Resultado das secções encontradas pelo vetor rota.**

R	Nó de inicio	Nó final	Caminho	Secção associada
47, 50	47	50	47 48 07 49 50	L5-7, BUS7, L6-7

**Figura 14 - Representação do resultado das secções encontradas pelo vetor rota.**

### 3.6 PROCESSAMENTO DA INFORMAÇÃO

#### 3.6.1 Análise e classificação da informação

Nesta etapa é recolhida a informação do erro relativo e vetor rota. O erro relativo é um valor que determina o nível de prioridade da secção de modo a organizar os candidatos em forma ascendente. Em seguida, a informação do vetor rota é interceptada com os candidatos



que geraram um erro relativo menor a 100% de modo a reduzir o numero de candidatos. Consequentemente, esses candidatos são classificados pela bandeira de ter a sua proteção seletiva ativa ou não. Finalmente, é estimado o local de falta para os candidatos (só para as linhas de transmissão).

Uma novidade desta metodologia é a estimação do local de falta em linhas de transmissão utilizando a interseção das zonas de proteção dos relés de distância. Em um caso ideal onde são ativadas as zonas 1 ajustadas a 85% da impedância da linha em estudo podemos concluir que a interseção delas cria uma estimação do local da falta entre o 15% até o 85% do comprimento da linha, acrescentando os esforços na revisão dessa área.

### 3.6.2 Apresentação da informação

A interface com o operador deve fornecer a informação de forma clara e amigável de modo a facilitar a compreensão do diagnóstico. São mostradas informações básicas como nome da seção, bandeira da proteção seletiva, valor do erro e a estimação do local da falta. A Tabela 10 apresenta o modelo de interface utilizado nesta proposta.

Com estas informações o operador dará a importância que precisa a cada uma das seções, conseguindo deslocar as equipes de manutenção para consertar a seção de falta e reduzindo assim o tempo de análise, e consequentemente, o tempo total de restauração.

**Tabela 10 - Modelo da interface.**

Estimação da seção de falta					
	Seção	Proteção Seletiva	Erro (%)	Localização (%)	Direção
Linhas	Id. da seção	Não ou Sim	Valor do erro	Porcentagem do local	A>>>B
Barras e Maquinas	Id. da seção	Não ou Sim	Não aplica	Não aplica	Não aplica

### **3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada como base no desenvolvimento de uma ferramenta computacional que auxilie na identificação da seção em falta em sistemas de potência. A metodologia é dividida em quatro etapas: determinar a referência da falta para cada seção, calcular o erro, analisar a topológica da rede no momento da falta para determinar as seções isoladas e estimar o local da falta. O operador do centro de operação e controle do sistema poderá ter acesso a relatórios sobre o diagnóstico realizado em cada caso. Posteriormente, são apresentados os resultados utilizando a metodologia proposta de forma que o operador possa ter toda a informação necessária para tomar uma decisão rápida ante uma ocorrência de falta.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O sistema utilizado para simular os diferentes casos de falta é baseado no IEEE-30 barras. Os transformadores localizados junto aos geradores síncronos foram desconsiderados para fins de simulação pelo fato que a proteção engloba o conjunto gerador/transformador. A modelagem do sistema teste inclui componentes de 230kV e 138kV. Os algoritmos desenvolvidos foram implementados em MATLAB. Os resultados foram obtidos usando um computador Intel Core i5, com 4GB de memória RAM e sistema operacional Windows 7.

### 4.2 ESTUDO DE CASOS

#### 4.2.1 Caso 1: Faltas nas linhas de transmissão L2-4, L1-3 e L6-28.

Simulação de um curto-circuito monofásico a 70% do comprimento das linhas de transmissão L2-4, L1-3 e L6-28 como mostra a Figura 15. Só o esquema de tele-proteção de L2-4 foi considerado como ativo. A Tabela 11 apresenta os alarmes reportados durante a ocorrência de falta, entre eles estão os sinais de partida das zonas de proteção dos relés de distância e os sinais de tele-proteção de envio e recepção. A Tabela 12 mostra os disjuntores que tiveram mudança de estado de fechado para aberto. Neste caso, a falta ocorrida em L2-4 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha de transmissão. A falta ocorrida em L1-3 foi isolada por um dos disjuntores principais. O segundo disjuntor principal apresentou falha e não atuou, porém a proteção (62BF) do disjuntor 41 foi reportada. Adicionalmente ao falhar o disjuntor 41 ante uma falta em L1-3 foram abertos outros disjuntores segundo o esquema de proteção da subestação pelo sinal (62BF) que envia um sinal ao (86BF) e este último ordena aos disjuntores a abrir conseguindo isolar a falta.

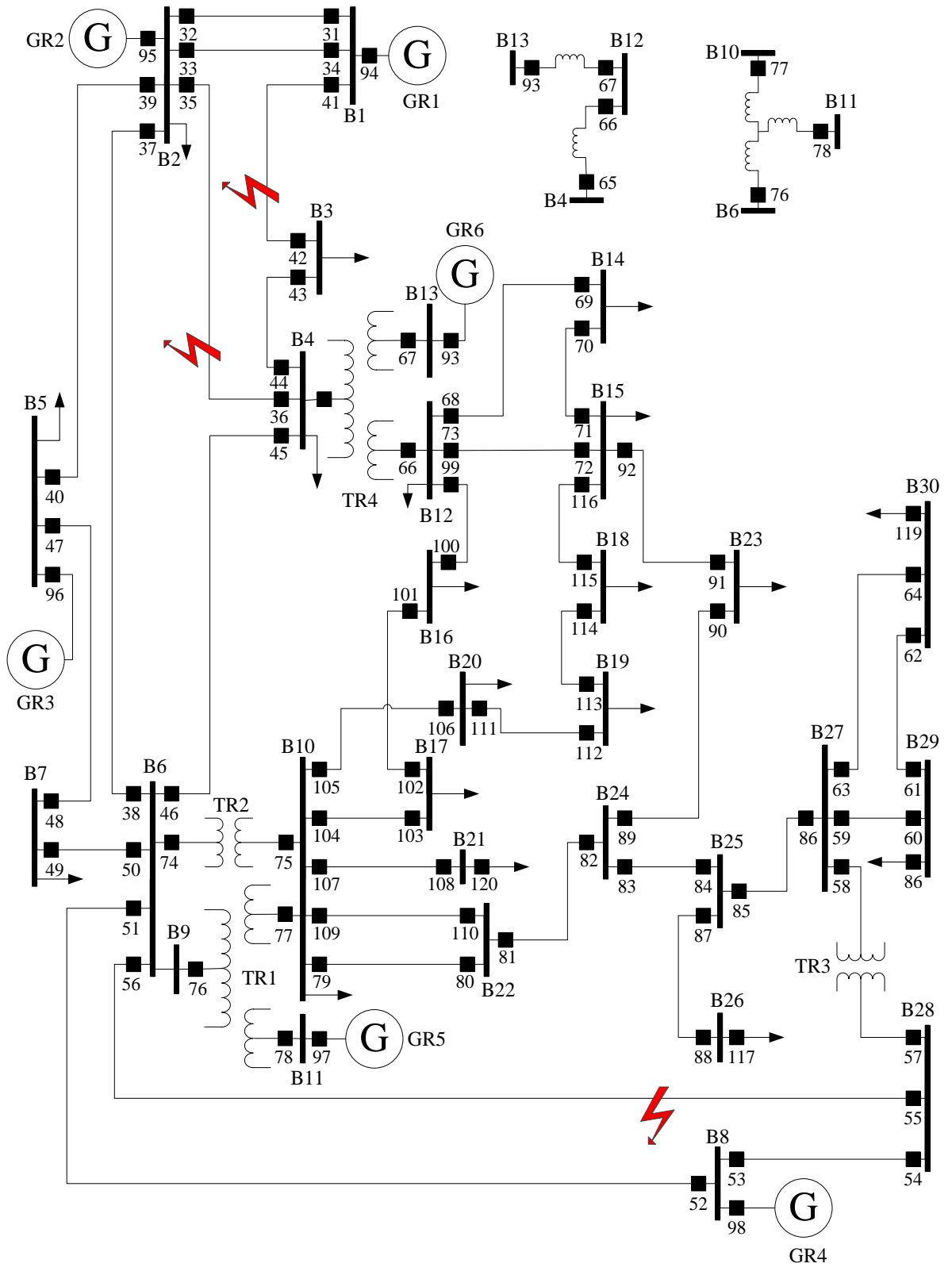


Figura 15 - Simulação de faltas nas linhas L2-4, L1-3 e L6-28.

**Tabela 11 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 1.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-3	42	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L1-3	42	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L1-3	42	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L3-4	43	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L4-6	46	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-2	33	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L3-4	44	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L4-6	45	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-7	49	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L8-28	53	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-3P
LT	L8-28	53	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(62BF)-OperPrinc	62BF
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(62BF)-OperPrinc	62BF

**Tabela 12 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 1.**

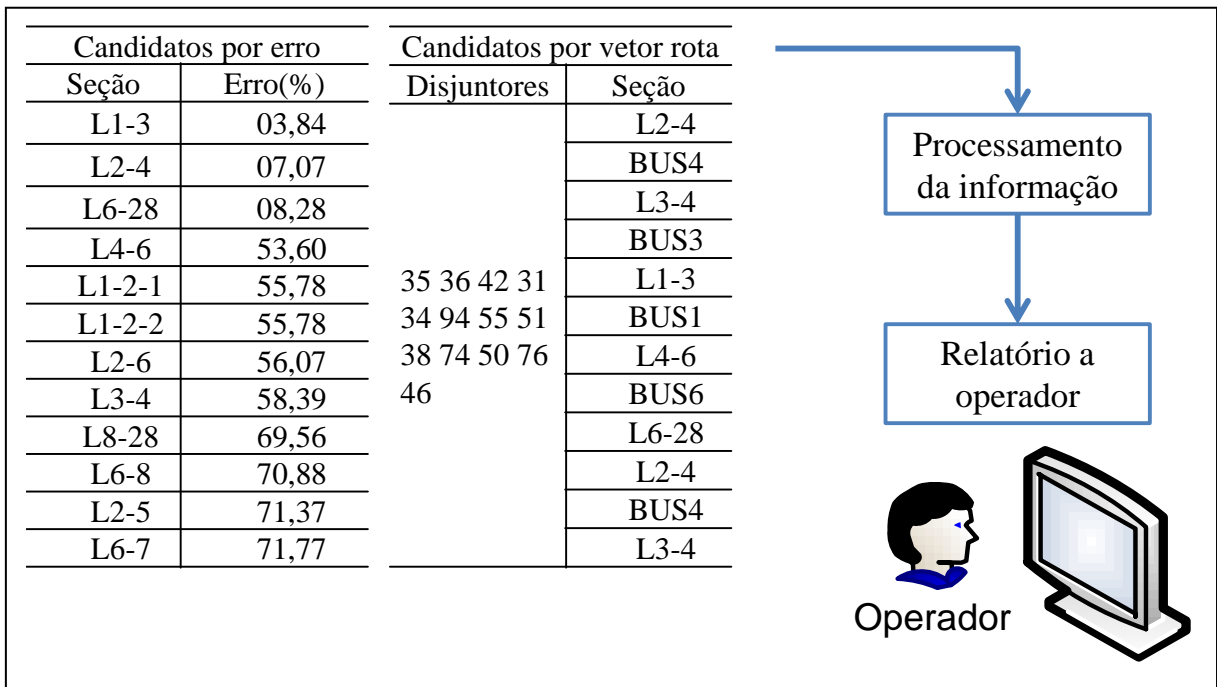
Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L1-3	42	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L1-2-2	34	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	GR1	94	GR- 230kV-DJ1:estado	52
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L6-8	51	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L4-6	46	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L6-7	50	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L4-6	38	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	TR2	74	TR- 230kV-DJ1:estado	52
LT	TR1	76	TR- 230kV-DJ1:estado	52

A falta ocorrida em L6-28 foi isolada por um dos disjuntores principais, o segundo disjuntor principal apresentou falha e não atuou, porém a proteção (62BF) do disjuntor 56 foi reportada. Adicionalmente, ao falhar o disjuntor 56 ante uma falta em L6-28 foram atuados outros disjuntores segundo o esquema de proteção da subestação pelo sinal (62BF) conseguindo assim isolar a falta.

Como consequência dos eventos descritos anteriormente, foram obtidos alarmes do SCADA para analisar. Primeiramente, foi estimada a referencia de falta para cada seção do sistema. Com a chegada de alarmes, são executadas as etapas de calculo do erro e vetor rota paralelamente, fornecendo candidatos segundo o critério de erro sobre a referencia e as seções isoladas pelos disjuntores atuados respetivamente, como mostra a Figura 16. Seguidamente, a etapa de processamento da informação é alcançada, aqui estes candidatos são interceptados de modo a obter uma amostra menor. Estes últimos são organizados por prioridade de análise, e gerado um relatório ao operador sobre os candidatos identificados que foram atingidos pela falta.

O resultado obtido para este caso é apresentado na Figura 17. Os candidatos à solução são as secções L2-4, L1-3 e L6-28. A seção L1-3 teve um sinal de proteção seletiva ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referencia de falta de 3,84% e uma estimação do local da falta entre 15,00% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 41 para 42. A seção L2-6 teve um sinal de proteção seletiva ativada, um erro relativo em



**Figura 16 - Resultados parciais das análises.**

porcentagem com respeito a sua referência de falta de 7,07% e uma estimaco do local da falta entre 68,96% e 85,00% do comprimento da seo partindo do nó 35 para 36. A seo L6-28 teve um sinal de proteo seletiva ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 8,28% e uma estimaco do local da falta entre 50,00% e 85,00% do comprimento da seo partindo do nó 56 para 55. A seo L4-6 teve um sinal de proteo seletiva não ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 53,60%, uma estimaco do local da falta entre 00,00% e 00,00% do comprimento da seo partindo do nó 45 para 46. A seo L3-4 teve um sinal de proteo seletiva não ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 58,39%, uma estimaco do local da falta entre 00,00% e 00,00% do comprimento da seo partindo do nó 43 para 44.

Também são identificadas quatro barras associadas ao caso de falta, mas suas protees seletivas não apresentam sinal ativo nenhum. Os resultados mostram diversos

equipamentos envolvidos no desligamento, porém a informação de proteção seletiva é de grande importância no momento de ranquear os candidatos solução.

SEÇÃO	PROTEÇÃO SELETIVA	ERRO (%)	LOCALIZAÇÃO (%)	DIREÇÃO
L_1_3	S	03.84	15.00>>>85.00	[41]>>>[42]
L_2_4	S	07.07	68.96>>>85.00	[35]>>>[36]
L_6_28	S	08.28	50.00>>>85.00	[56]>>>[55]
L_4_6	N	53.60	00.00>>>00.00	[45]>>>[46]
L_3_4	N	58.39	00.00>>>00.00	[43]>>>[44]

SEÇÃO	PROTEÇÃO SELETIVA
B_01	N
B_03	N
B_04	N
B_06	N
	N

Figura 17 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 1.

#### 4.2.2 Caso 2: Falta nas linhas de transmissão L2-5, L2-6 e L6-8.

Neste caso é simulado um curto-circuito monofásico a 50% do comprimento das linhas de transmissão L2-5, L2-6 e L6-8. O esquema de tele-proteção de L2-5 foi considerado como ativo e para as outras linhas como inativas. A Tabela 13 apresenta os alarmes reportados durante a ocorrência de falta. A Tabela 14 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança do estado de fechado para aberto durante a ocorrência de falta. Neste caso, a falta ocorrida em L2-5 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha. A falta ocorrida em L2-6 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha; e a falta ocorrida em L6-8 foi isolada por um dos disjuntores principais. O segundo disjuntor principal apresentou falha e não atuou, porém a proteção (62BF) do disjuntor 51 foi reportada. Adicionalmente, ao falhar



o disjuntor 51 para a falta em L6-8, foram abertos outros disjuntores segundo o esquema de proteção da subestação pelo sinal (62BF). O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 18. A metodologia mostra os candidatos L2-5, L2-6 e L6-8 que correspondem a três linhas de transmissão: A seção L2-5 apresentou um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 5,00% e uma estimativa do local da falta entre 15,00% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 39 para 40. A seção L2-6 teve o sinal de proteção seletiva ativada, apresentou um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 5,66% e uma estimativa do local da falta entre 15,00% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 37 para 38. Finalmente a seção L6-8 apresentou um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 12,00% e uma estimativa do local da falta entre 15,00% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 51 para 52. A metodologia também mostra duas barras associadas ao caso de falta, mas suas proteções seletivas não apresentam nenhum sinal ativo; assim o algoritmo não dá prioridade na análise das barras.

**Tabela 13 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 2.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L2-5	39	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-5	39	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-5	39	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-2	34	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L4-6	45	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L5-7	48	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-7	49	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L6-8	51	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L6-8	51	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-8	51	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L8-28	54	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-5	39	LT- SE 230kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção
LT	L6-8	51	LT- SE 230kV-(62BF)-OperPrinc	62BF

Tabela 14 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 2.

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L2-5	39	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	TR1	76	TR- 230kV-DJ1:estado	52
LT	TR2	74	TR- 230kV-DJ1:estado	52
LT	L4-6	46	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L6-7	50	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52

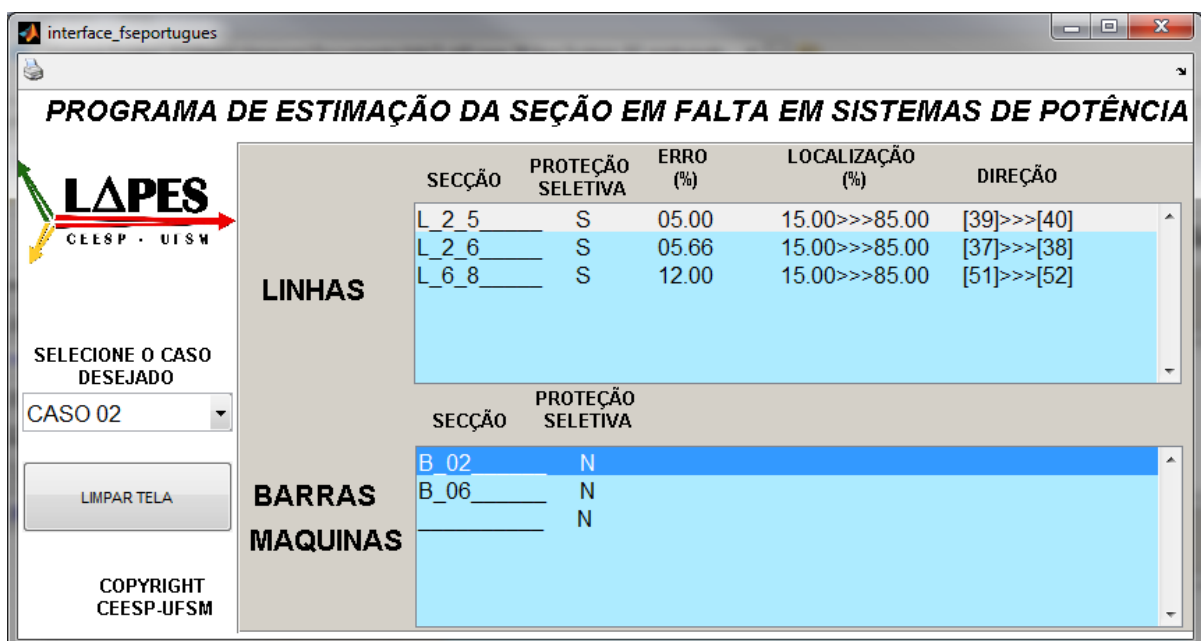


Figura 18 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 2.

### 4.2.3 Caso 3: Falta na linha de transmissão L2-4.

Este caso representa a simulação de um curto-circuito monofásico a 70% do comprimento da linha de transmissão L2-4 do sistema IEEE-30 barras. O esquema de teleproteção foi considerado como ativo. A Tabela 15 apresenta os alarmes reportados durante a ocorrência de falta, entre eles estão os sinais de partida das zonas de proteção dos relés de distância e os sinais de teleproteção de envio e recepção. A Tabela 16 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança de estado fechado para aberto durante a falta. Na simulação, a falta foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha de transmissão.

O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 19. A metodologia mostra o candidato L2-4 que corresponde a uma linha de transmissão que teve um sinal de proteção seletiva ativada, com um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 11,81%. O algoritmo estimou o local da falta entre 68,96% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 35 para 36.

**Tabela 15 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 3.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-2	34	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L3-4	43	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L4-6	46	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-4	35	LT- SE 230kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção

**Tabela 16 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 3.**

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L2-4	39	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L2-4	40	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52

SEÇÃO	PROTEÇÃO SELETIVA	ERRO (%)	LOCALIZAÇÃO (%)	DIREÇÃO
L_2_4	S	11.81	68.96>>>85.00	[35]>>>[36]

SEÇÃO	PROTEÇÃO SELETIVA
	N
	N

Figura 19 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 3.

#### 4.2.4 Caso 4: Falta nas linhas de transmissão L23-24 e L14-15, e na barra B5.

Este caso representa a ocorrência de um curto-circuito monofásico a 25% do comprimento das linhas de transmissão L23-24 e L14-15; e uma falta na barra B15 do sistema teste. O esquema de tele-proteção das linhas foi considerado como ativo.

A Tabela 17 apresenta os alarmes reportados durante a falta. São recebidos os sinais de partida das zonas de proteção dos relés de distância das linhas, em conjunto com os sinais de tele-proteção de envio e recepção. A seção B15 reporta sua proteção diferencial (87B) ativada, assim como o alarme do relé de bloqueio (86) associado à barra. A Tabela 18 mostra os disjuntores que tiveram mudança no estado de fechado para aberto. Neste caso, a falta ocorrida em L23-24 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha de transmissão, a falta ocorrida em L14-15 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha de transmissão; e a falta ocorrida em B15 foi isolada pelos disjuntores principais associados à barra comandados pelo relé de bloqueio (86).

O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 20. Os candidatos à solução são L23-24, L14-15, L15-23, B15 e B23 que correspondem a três linhas de transmissão e duas barras: A seção L23-24 teve um sinal de proteção seletiva ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 5,97%, uma estimativa do local da falta entre 15,00% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 90 para 89.

A seção L14-15 teve um sinal de proteção seletiva ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 10,50%, uma estimativa do local da falta entre 15,00% e 85,00% do comprimento da seção partindo do nó 70 para 71;

A seção L15-23 teve o sinal de proteção seletiva não ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referência de falta de 70,30%, uma estimativa do local da falta não calculada pelo qual é mostrado com valor 00,00% e 00,00% do comprimento da seção partindo do nó 92 para 91.

A seção B15 teve um sinal de proteção seletiva ativada causada pela atuação da proteção diferencial de barra (87); e finalmente a seção B23 teve um sinal de proteção seletiva não ativada. Esta seção foi encontrada dentro do vetor rota e é adjacente a uma das seções candidatas, pelo qual deve ser considerada para análise com uma prioridade menor que os outros candidatos.

**Tabela 17 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 4.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L14-15	70	LT- SE 138kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L14-15	70	LT- SE 138kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L14-15	70	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L14-15	71	LT- SE 138kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L14-15	71	LT- SE 138kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L14-15	71	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L23-24	90	LT- SE 138kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L23-24	90	LT- SE 138kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L23-24	90	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L23-24	89	LT- SE 138kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L23-24	89	LT- SE 138kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L23-24	89	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L24-25	84	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L22-24	81	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L15-23	92	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L12-15	73	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L12-14	68	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
B	B15	B15	Barra P 138kV-Pr.diferencial(87)-Opr	87
B	B15	B15	Barra Principal 138kV-Relé bloq.(86)-Oper	86
LT	L23-24	89	LT- SE 138kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L23-24	90	LT- SE 138kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção
LT	L14-15	70	LT- SE 138kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L14-15	71	LT- SE 138kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção

Tabela 18 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 4.

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L23-24	89	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52
LT	L23-24	90	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L14-15	71	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52
LT	L14-15	70	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L12-15	72	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52
LT	L15-23	92	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L15-18	116	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52

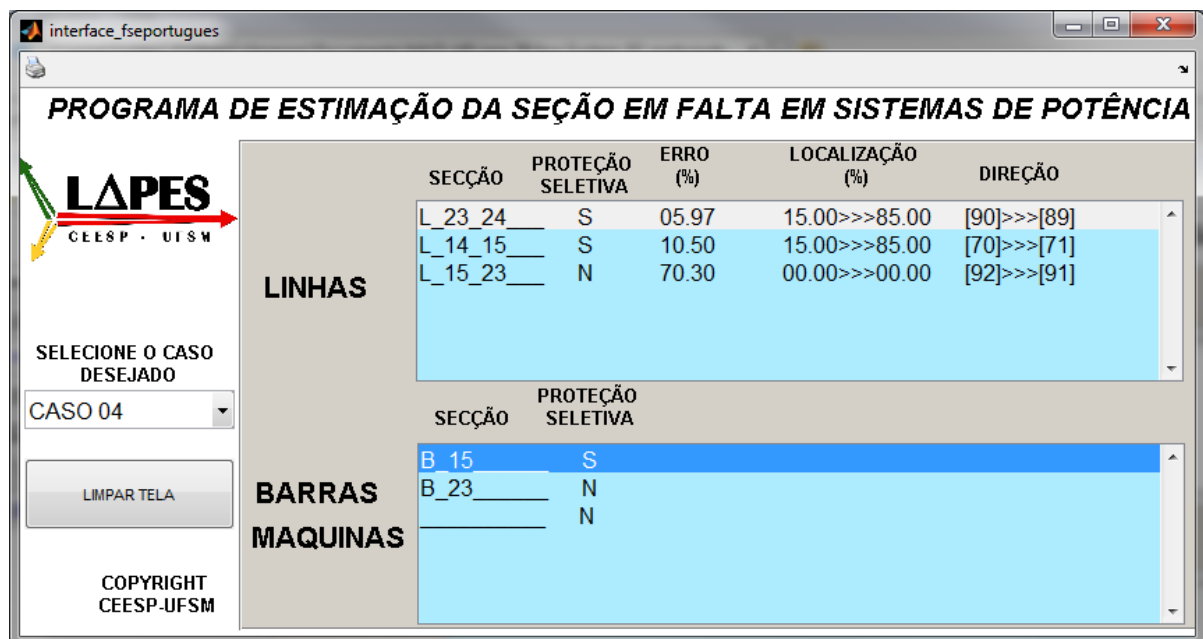


Figura 20 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 4.

#### 4.2.5 Caso 5: Falta nas seções L22-24, TR2 e GR3.

Caso de curto-circuito monofásico a 40% do comprimento da linha de transmissão L22-24; e uma falta no transformador TR2 e no gerador GR3. A Tabela 19 apresenta os alarmes reportados durante a ocorrência de falta, entre eles estão os sinais de partida das zonas de proteção dos relés de distância, em conjunto com os sinais de tele-proteção de envio e recepção. O transformador TR2 reporta sua proteção diferencial (87T), assim como o alarme do relé de bloqueio (86) associado ao transformador. Por fim o gerador GR3 reporta sua proteção diferencial (87G) ativada, assim como o alarme do relé de bloqueio (86) associado ao gerador. A Tabela 20 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança do estado de fechado para aberto durante a ocorrência de falta.

Neste caso, a falta ocorrida em L22-24 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha, enquanto que a falta ocorrida em TR2 foi isolada pelos disjuntores principais associados ao transformador comandados pelo relé de bloqueio (86). Da mesma forma a falta em GR3 foi isolada pelo disjuntor principal associado ao gerador comandado pelo relé de bloqueio (86).

O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 21.

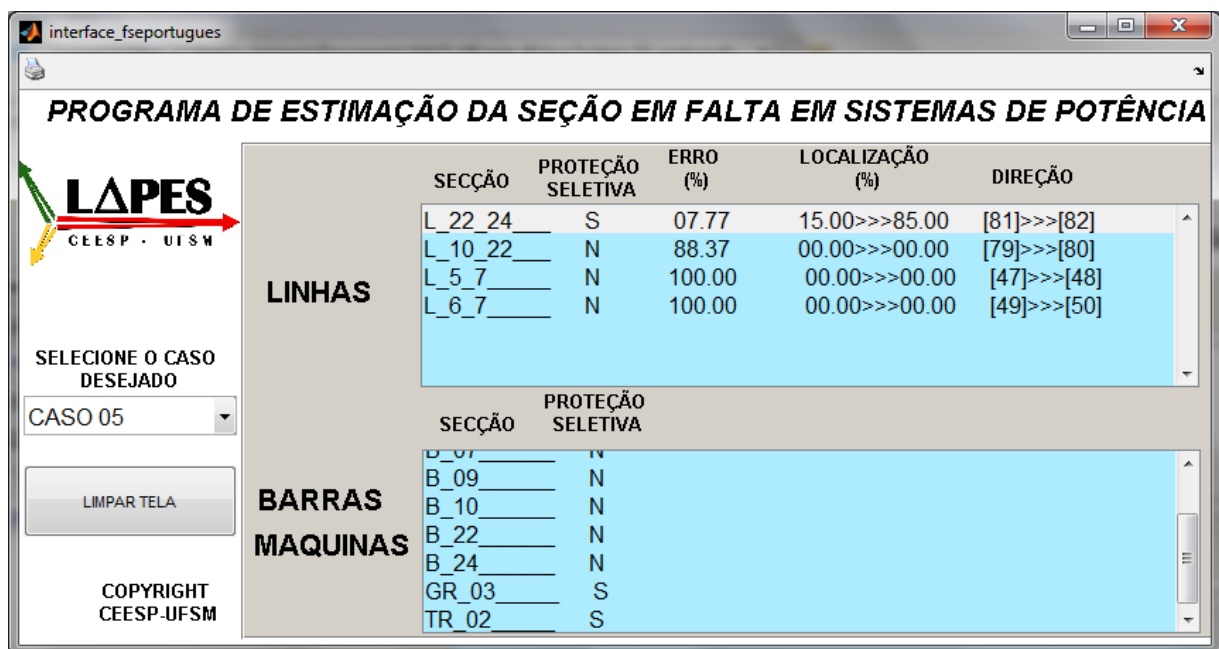
**Tabela 19 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 5.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L22-24	81	LT- SE 138kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L22-24	81	LT- SE 138kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L22-24	81	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L22-24	82	LT- SE 138kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L22-24	82	LT- SE 138kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L22-24	82	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L10-22	79	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L23-24	90	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L24-25	84	LT- SE 138kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L22-24	82	LT- SE 138kV-(62BF)-OperPrinc	62BF
LT	L22-24	B24	LT 138kV-(86BF)-Oper	86BF
TR	TR2	TR2	TR-Pr.diferencial(87)-Fase-OperPrinc7	87T
TR	TR2	TR2	TR-Relé bloq.(86)-Oper	86

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
GR	GR3	96	UG1 13,8kV-(87)-Gerador-Fase-Oper	87G
GR	GR3	96	UG1 13,8kV-Par.prot.eletr.(86E)-Oper	86
LT	L22-24	89	LT- SE 138kV-(87L)-OperPrinc	87L
LT	L22-24	89	LT- SE 138kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L22-24	90	LT- SE 138kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção

**Tabela 20 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 5.**

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L22-24	81	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52
LT	L24-25	83	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L23-24	89	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52
TR	TR2	74	TR- SE 230kV-DJ1:estado	52
TR	TR2	75	TR- SE 138kV-DJ2:estado	52
GR	GR3	96	GR- SE 230kV-DJ1:estado	52



**Figura 21 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 5.**

#### 4.2.6 Caso 6: Falta na linha L1-2-1 e alarmes errôneos de disjuntores.

Caso envolvendo curto-circuito monofásico em 10% do comprimento da linha de transmissão L1-2-1, e com alarmes falsos de abertura dos disjuntores DJ43 e DJ36 do sistema



IEEE-30 barras. O esquema de tele-proteção da linha foi considerado como ativo. A Tabela 21 apresenta os alarmes reportados durante a falta. A Tabela 22 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança do estado de fechado para aberto durante a ocorrência de falta. Neste caso, a falta ocorrida em L1-2-1 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha de transmissão. Foram ainda acrescentados alarmes falsos de abertura dos disjuntores DJ43 e DJ36 com o objetivo de testar a robustez da metodologia.

O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 22. Os candidatos à solução são as seções L1-2-1, L1-3, L3-4, B1, B3 e B4 que correspondem a três linhas de transmissão e três barras.

**Tabela 21 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 6.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-(21)-Z2-OperAlt	21-2P
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L22-24	33	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L10-22	34	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L23-24	34	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L24-25	42	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L22-24	36	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L22-24	36	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-5	40	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-6	38	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção

**Tabela 22 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 6.**

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L1-2-1	31	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L3-4	43	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L2-4	36	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52

SECÇÃO	PROTEÇÃO SELETIVA	ERRO (%)	LOCALIZAÇÃO (%)	DIREÇÃO
L_1_2_1	S	16.66	00.00>>>15.00	[32]>>>[31]
L_1_3	N	78.85	00.00>>>00.00	[41]>>>[42]
L_3_4	N	100.00	00.00>>>00.00	[43]>>>[44]

SECÇÃO	PROTEÇÃO SELETIVA
B_01	N
B_03	N
B_04	N
	N

Figura 22 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 6.

#### 4.2.7 Caso 7: Falta na linha de transmissão L24-25 e no transformador TR3.

Caso de um curto-circuito monofásico a 50% do comprimento da linha L24-25, e uma falta no transformador TR3. O esquema de tele-proteção da linha foi considerado como ativo. A Tabela 23 apresenta os alarmes reportados durante a ocorrência de falta.

A Tabela 24 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança do estado de fechado para aberto durante a ocorrência de falta. Neste caso, a falta ocorrida em L24-25 foi isolada pelos disjuntores principais associados à linha de transmissão e a falta ocorrida em TR3 foi isolada por um dos disjuntores principais (DJ57) e pelos disjuntores de retaguarda do lado de baixa tensão (DJ59, DJ86 e DJ63) associados ao transformador comandados pelo relé (62BF) do disjuntor DJ58, que seguidamente envia um sinal para o relé de bloqueio (86). Foi acrescentado um alarme falso de abertura do disjuntor DJ83. O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 23.

Tabela 23 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 7.

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L24-25	83	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L24-25	83	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L24-25	83	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L24-25	84	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L24-25	84	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L24-25	84	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L23-24	90	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L23-24	88	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L25-27	86	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L22-24	81	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
TR	TR3	TR3	TR-Pr.diferencial(87)-Fase-OperPrinc7	87T
TR	TR3	TR3	TR-Relé bloq.(86)-Oper	86
TR	TR3	58	TR- 138kV-(62BF)-OperPrinc	62BF
LT	L24-25	83	LT- SE 230kV-Teleproteção-Receb	Teleproteção
LT	L24-25	84	LT- SE 230kV-Teleproteção-Envio	Teleproteção

Tabela 24 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 7.

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L24-25	83	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L24-25	84	LT- SE 138kV-DJ2:estado	52
LT	TR3	57	TR- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L27-30	63	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L25-27	86	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52
LT	L27-29	59	LT- SE 138kV-DJ1:estado	52

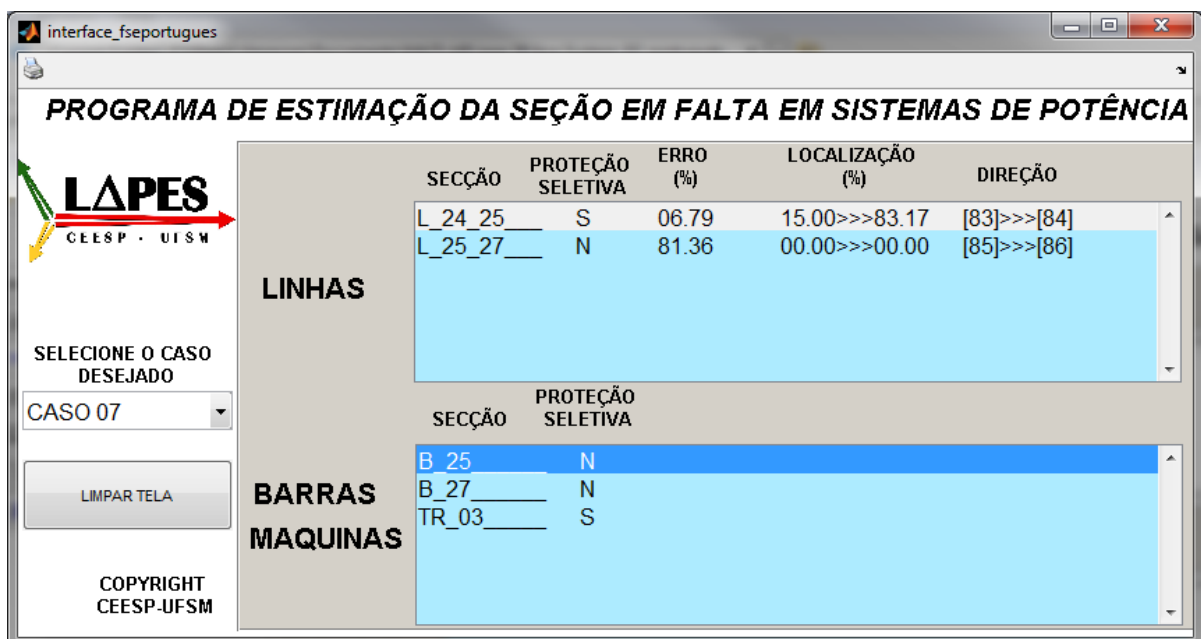


Figura 23 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 7.

#### 4.2.8 Caso 8: Falha no disjuntor DJ 56 associado à seção L6-28.

Caso de um curto-circuito monofásico no disjuntor DJ56 associado à linha de transmissão L6-28 do sistema IEEE-30 barras, isolado pela proteção de retaguarda local (62BF). Essa envia um sinal ao relé de bloqueio (86) e aos disjuntores DJ51, DJ50, DJ38, DJ46, DJ76 e DJ74. O disjuntor DJ56 é de tanque vivo e pela disposição dos TC é ativada a proteção diferencial da barra B6 (87B). O esquema de tele-proteção da linha não foi considerado.

A Tabela 25 apresenta os alarmes reportados durante a ocorrência de falta. A Tabela 26 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança do estado de fechado para aberto durante a falta. O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 24.

**Tabela 25 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 8.**

Tipo	Secção	Relé	Descrição do alarme	Proteção
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-1P
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-2P
LT	L8-28	53	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-8	52	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-7	49	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L6-7	49	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L4-6	45	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L4-6	45	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L2-6	37	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L6-28	56	LT- SE 230kV-(62BF)-OperPrinc	62BF
LT	L6-28	B6	LT 230kV-(86BF)-Oper	86BF
B	B6	B6	Barra P 230kV-Pr.diferencial(87)-Opr	87
B	B6	B6	Barra Principal 230kV-Relé bloq.(86)-Oper	86

**Tabela 26 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 8.**

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L6-28	55	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L6-8	51	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	L4-6	46	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52

Tipo	Secção	Disjuntor	Descrição do alarme	Proteção
LT	L6-7	50	LT- SE 230kV-DJ2:estado	52
LT	L4-6	38	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52
LT	TR2	74	TR- 230kV-DJ1:estado	52
LT	TR1	76	TR- 230kV-DJ1:estado	52

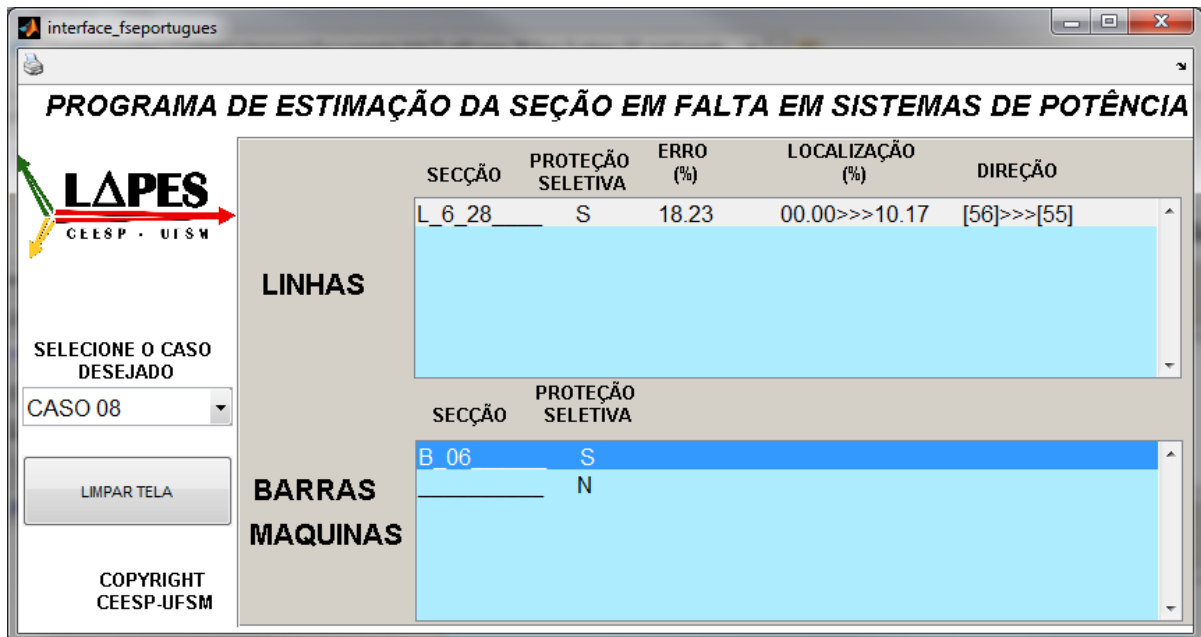


Figura 24 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 8.

#### 4.2.9 Caso 9: Religamento da linha L1-3 depois da ocorrência de falta.

Simulação de um religamento sem sucesso sobre a linha de transmissão L1-3 depois de ter ocorrido uma falta permanente. O disjuntor DJ42 está aberto em virtude da falta anterior e o operador realiza um religamento do DJ41 para conferir se foi uma falta temporária. O esquema de tele-proteção da linha não foi considerado. A Tabela 27 apresenta os alarmes reportados durante a ação de religamento do disjuntor DJ41, entre eles estão os sinais de partida das zonas de proteção dos relés de distância responsáveis pela proteção da seção e o alarme de religamento do DJ41 (79). A Tabela 28 mostra os disjuntores que tiveram uma mudança do estado de fechado para aberto durante o evento de religamento. Só foi reportado o disjuntor DJ41. O resultado obtido neste caso é apresentado na Figura 25. A

metodologia mostra a seção L1-3 como candidato, o qual corresponde a uma linha de transmissão.

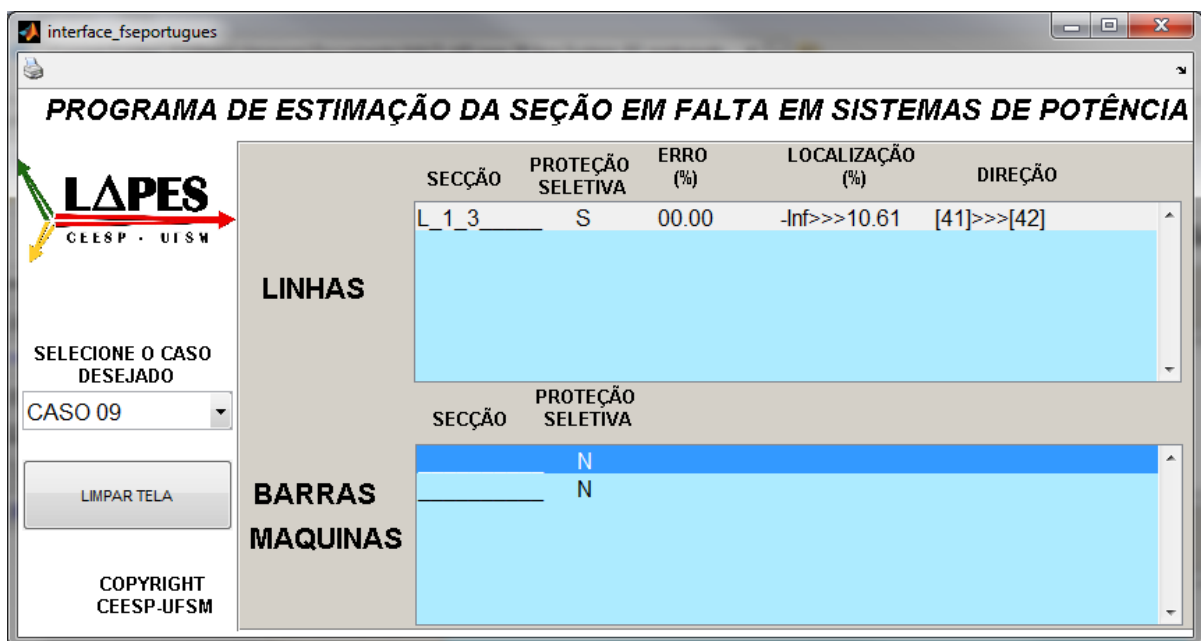
A seção L1-3 teve um sinal de proteção seletiva ativada, um erro relativo em porcentagem com respeito a sua referencia de falta de 00,00%, uma estimaco do local da falta entre -Inf e 10,61% do comprimento da seo partindo do nó 41 para 42. Foi obtido um resultado satisfatório para este caso de falta.

**Tabela 27 - Alarmes reportados durante o evento de falta do Caso 9.**

Tipo	Seco	Relé	Descrio do alarme	Proteo
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-(21)-Z1-OperAlt	21-1P
LT	L1-2-1	32	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L1-2-2	33	LT- SE 230kV-(21)-Z3-PartAlt	21-3P
LT	L1-2-2	33	LT- SE 230kV-(21)-Z2-PartAlt	21-2P
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-Religador(79)-Part-Pri	79

**Tabela 28 - Disjuntores reportados durante o evento de falta do Caso 9.**

Tipo	Seco	Disjuntor	Descrio do alarme	Proteo
LT	L1-3	41	LT- SE 230kV-DJ1:estado	52



**Figura 25 - Resultados obtidos para o evento de falta do Caso 9.**

### **4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Neste capítulo foram apresentados alguns resultados experimentais relacionados à aplicação da metodologia sendo para tal utilizada a topologia do sistema IEEE-30 barras. A intenção dos testes é avaliar o desempenho da metodologia em situações comuns e mais complexas. Os testes realizados comprovam a eficiência e a robustez do método proposto. Ele considera a topologia da rede e produz resultados coerentes mesmo em situações envolvendo alarmes falsos.

## 5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma nova metodologia para o tratamento de alarmes com potencialidade para ser aplicado em tempo real com a finalidade de estimar a seção em falta em sistemas elétricos de potência. A metodologia aqui proposta inclui os requisitos necessários a uma ferramenta computacional para a aplicação em centros de controle e operação com o objetivo de auxiliar os operadores na tomada de decisão durante contingências.

A metodologia é composta por quatro etapas: estimação da referência de falta, determinação do erro, execução do vetor rota e processamento da informação. A primeira parte é responsável pela simulação da proteção e emular o caminho percorrido pela corrente de falta com base em informação fornecida pela topologia da rede. A segunda parte analisa o conjunto de alarmes associados a cada equipamento do sistema.

O erro é calculado usando a referência de falta e o valor do peso total gerado para cada seção de acordo com os alarmes recebidos. O vetor rota realiza a busca por seções que se encontram dentro da área isolada por meio da ação de disjuntores comandados pelos relés de proteção. No processamento da informação são tratadas todas estas informações com a finalidade de determinar os candidatos à solução.

O diferencial deste trabalho é baseado na análise das intersecções das zonas de proteção dos relés de distância de acordo com seus ajustes, também são consideradas as mudanças na topologia da rede.

Deste modo, o diagnóstico de cada caso de falta depende da informação de ajuste dos relés que no momento são responsáveis pela proteção da seção. Foram obtidos resultados satisfatórios para as simulações realizadas, mesmo com cenários com múltiplas faltas e alarmes falsos.



Sugestões para trabalhos futuros:

- Efetuar estudos comparativos da metodologia proposta com outras técnicas encontradas na literatura.
- Testar a confiabilidade e desempenho da metodologia com resultados de campo, em tempo real.
- Incluir rotinas que detectem oscilação de potência.

Para finalizar, coloca-se que este trabalho resultou em publicação e participação nos seguintes eventos:

- X-Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution – CLAGTEE 2013, Viña del Mar – Chile.
- Internacional Conference on Advances in Recent Technologies in Electrical and Electronics – ARTEE 2013, Bangalore – India.
- XI Simpósio Brasileiro de Automacao Inteligente – XI SBAI 2013, Fortaleza – Brasil.

## BIBLIOGRAFIA UTILIZADA

- ALSAC, O.; STOTT, B. “Optimal Load Flow with Steady State Security. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 93, n. 3, p. 745–751, 1974.
- ALVES DA SILVA, A. P.; LIMA, A. C. S.; SOUZA, S. M. Fault location on transmission lines using complex-domain neural networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 720–727, 2012. Elsevier Ltd.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection - IEEE Press Power Engineering Series**. 1999.
- BEDEKAR, P. P.; BHIDE, S. R.; KALE, V. S. Fault section estimation in power system using Hebb’s rule and continuous genetic algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 33, n. 3, p. 457–465, 2011. Elsevier Ltd.
- BLACKBURN, J. L. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 2. ed. ed. Taylor and Francis Group, 1998.
- CARDOSO JR., G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. No TitleApplication of Neural-Network Modules to Electric Power System Fault Section Estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 3, p. 1034–1041, 2004.
- CHEN, W. Matrix-Based Reasoning Methods. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 1, p. 205–213, 2011.
- CHEN, W.-H. Online Fault Diagnosis for Power Transmission Networks Using Fuzzy Digraph Models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 2, p. 688–698, 2012.
- DAVIDSON, E. M.; MCARTHUR, S. D. J.; MCDONALD, J. R.; et al. Applying Multi-Agent System Technology in Practice : Automated Management and Analysis of SCADA and Digital Fault Recorder Data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 559–567, 2006.
- DYLIACCO, T. E.; KRAYNAK, T. J. Processing by logic programming of circuit breaker and protective relaying information. **IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems**, v. PAS-88, n. 2, p. 171–175, 1969.
- FRITZEN, P. C.; ZAUK, J. M.; CARDOSO, G.; OLIVEIRA, A. D. L.; ARAÚJO, O. C. B. DE. Hybrid system based on constructive heuristic and integer programming for the solution of problems of fault section estimation and alarm processing in power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 90, p. 55–66, 2012. Elsevier B.V.
- GERHARD, Z. **Numerical Distance Protection: Principles and Applications**. 4th ed. John Wiley & Sons, 2011.

- GERHARD, Z. **Numerical Differential Protection: Principles and Applications**. John Wiley & Sons, 2012.
- GOLDBARG, M. C. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos**. 2nd ed. Rio de Janeiro: Editora Campus, 2000.
- GUO, W.; WEN, F.; LEDWICH, G.; et al. An Analytic Model for Fault Diagnosis in Power Systems Considering Malfunctions of Protective Relays and Circuit Breakers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1393–1401, 2010.
- HOROWITZ, S.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. 4th ed. John Wiley & Sons, 2013.
- HOSSACK, J. A.; MEMBER, S.; MENAL, J.; MCARTHUR, S. D. J.; MCDONALD, J. R. A Multiagent Architecture for Protection Engineering Diagnostic Assistance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 639–647, 2003.
- JUNG, J.; MEMBER, S.; LIU, C.; et al. Multiple Hypotheses and Their Credibility in On-Line. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 2, p. 225–230, 2001.
- KEZUNOVIC, M. Implementing Fuzzy Reasoning Petri-Nets for Fault Section Estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 676–685, 2008.
- LEÃO, F. B. “**Metodologia para Análise e Interpretação de Alarmes em Tempo Real de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**,” 2011. Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.
- LIN, X.; MEMBER, S.; KE, S.; et al. A Fault Diagnosis Method of Power Systems Based on Improved Objective Function and Genetic Algorithm-Tabu Search. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1268–1274, 2010.
- MALHEIRO, N.; VALE, Z.; RAMOS, C.; MARQUES, A.; COUTO, V. On-Line Fault Diagnosis with Incomplete Information in a Power Transmission Network. **Proceedings of the 13th International Conference on, Intelligent Systems Application to Power Systems**, p. 169–174, 2005. Ieee.
- MASON, C. R. **The art and science of protective relaying - General Electric series**. Michigan: Wiley, 1956.
- MORETO, M.; ROLIM, J. G.; VARELA, F. S. Automating the Diagnosis of Occurrences in Power Plants Using Data from DFR and Sequence of Events: an Expert System Based Methodology. **2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems**, p. 1–6, 2009. Ieee.
- NERC. **System Protection and Control Task Force Presented to the Edison Electric Institute**. Minneapolis, MN, 2004.
- OLIVEIRA, A. L.; DHEIN, G.; ARAUJO, O. C. B.; et al. Network topology tracking methodology customized for the fault diagnosis problem in electrical power systems. **Industry Applications (INDUSCON)**, p. 1–7, 2012.

ONS. Submódulo 2.6. Estabelece os requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. **Procedimentos de Rede**. p.1–22, 2010. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica.

PERAGALLO, T. R. **Instrumentos de medição elétrica**. Editora Hemus, 2002.

PIRES, S. S. **Descoberta de Causa-raiz em Ocorrências de Sistemas Elétricos**, 2010. Universidade Federal de Campina Grande.

PRODIST-M8, A. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, 2010.

RODRIGUES, M. A. M. ET AL. Novas Tendências Para Análise Automática De Falhas E Distúrbios Em Sistemas De Potência. **X STPC - Seminário Técnico De Proteção E Controle, Recife**, 2010.

SAKAGUCHI, T.; MATSUMOTO, K. Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration. **IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems**, v. PAS-102, n. 2, p. 320–329, 1983.

SEL. **Tutorial de Diagramas Lógicos de Esquemas de Proteção e Controle**. Campinas: SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2012.

SIEMENS. **Power Engineering Guide. Power System Protection**. 7th ed. 2012.

STAHLHUT, J. W.; HEYDT, G. T.; CARDELL, J. B. Power System “Economic Alarms.” **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 426–433, 2008.

TIANSHU, B.; YIXIN, N.; WU, F. F.; QIXUN, Y. An efficient graph partition method for fault section estimation in large-scale power network. **Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE**, v. 3, p. 1335–1340, 2001a.

TIANSHU, B.; YIXIN, N.; WU, F. F.; QIXUN, Y. Minimum degree reordering based graph partitioning method for distributed fault section estimation system in power networks. **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES**, v. 1, p. 212–216, 2001b.

VALADARES L. T.; CORREIA F. N. **Optimização linear e não linear: conceitos, métodos e algoritmos**. Fundação Calouste Gulbenkian, 1986.

WELLINGTON, A.; BEZERRA, U. H.; VINÍCIUS, M.; NUNES, A. Device Failure Detection Using Percentage Values of the Protective Devices Alarms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 170–180, 2013.

## APÊNDICES

### APÊNDICE A – Cadastro do sistema teste em MATLAB.

%% Modelagem do sistema teste IEEE-30 Bus System.

% Valor “.0001” refere-se à conexão entre um nó com uma barra. Os outros valores são as impedâncias dos componentes do sistema em p.u.

% Diagrama tipo sparse

```
W=[.0001 .1212 .0001 .0001 .0001 .1212 .0001 .0001 .0001 .1713 .0001]
A=[00001 00031 00032 00002 00002 00033 00034 00001 00001 00041 00042]
B=[00031 00032 00002 00095 00033 00034 00001 00094 00041 00042 00003]
```

```
W=[.0001 .0401 .0001 .0001 .1828 .0001 .0001 .2038 .0001 .0001 .1856]
A=[00003 00043 00044 00004 00036 00035 00002 00039 00040 00002 00037]
B=[00043 00044 00004 00036 00035 00002 00039 00040 00005 00037 00038]
```

```
W=[.0001 .0001 .0431 .0001 .0001 .1248 .0001 .0001 .0862 .0001 .0001]
A=[00038 00006 00046 00045 00005 00047 00048 00007 00049 00050 00006]
B=[00006 00046 00045 00004 00047 00048 00007 00049 00050 00006 00051]
```

```
W=[.0437 .0001 .0001 .2840 .0001 .0001 .1462 .0001 .0001 .2979 .0001]
A=[00051 00052 00012 00068 00069 00012 00073 00072 00014 00070 00071]
B=[00052 00008 00068 00069 00014 00073 00072 00015 00070 00071 00015]
```

```
W=[.0001 .2254 .0001 .0001 .3005 .0001 .0001 .3793 .0001 .0001 .4573]
A=[00015 00092 00091 00023 00090 00089 00024 00083 00084 00025 00087]
B=[00092 00091 00023 00090 00089 00024 00083 00084 00025 00087 00088]
```

```
W=[.0001 .0001 .3071 .0001 .0001 .4699 .0001 .0001 .6825 .0001 .0001]
A=[00088 00025 00085 00086 00027 00059 00060 00027 00063 00064 00029]
B=[00026 00085 00086 00027 00059 00060 00029 00063 00064 00030 00061]
```

```
W=[.0001 .0001 .0622 .0001 .0001 .2099 .0001 .0001 .0832 .0001 .0001]
A=[00062 00006 00056 00055 00008 00053 00054 00010 00079 00080 00022]
B=[00030 00056 00055 00028 00053 00054 00028 00079 00080 00022 00081]
```

```
W=[.2128 .0001 .0001 .3960 .0001 .0001 .2560 .0001 .0001 .1400 .0001]
A=[00081 00082 00027 00058 00057 00004 00065 00066 00012 00067 00093]
B=[00082 00024 00058 00057 00028 00065 00066 00012 00067 00093 00013]
```

```

W=[.0001 .5560 .0001 .0001 .2080 .1100 .0001 .2080 .0001 .0001 .2200]
A=[00006 00074 00075 00006 00076 00009 00077 00009 00078 00012 00099]
B=[00074 00075 00010 00076 00009 00077 00010 00078 00011 00099 00100]

```

```

W=[.0001 .0001 .1993 .0001 .0001 .0905 .0001 .0001 .2290 .0001 .0001]
A=[00100 00016 00101 00102 00017 00103 00104 00010 00105 00106 00010]
B=[00016 00101 00102 00017 00103 00104 00010 00105 00106 00020 00107]

```

```

W=[.0826 .0001 .0001 .0832 .0001 .0001 .0760 .0001 .0001 .1441 .0001]
A=[00107 00108 00010 00109 00110 00020 00111 00112 00019 00113 00114]
B=[00108 00021 00109 00110 00022 00111 00112 00019 00113 00114 00018]

```

```

W=[.0001 .2434 .0001 .0001 .0001 .0001 .0001 .0001 .0001 .0001 .0000]
A=[00018 00115 00116 00096 00097 00098 00117 00029 00030 00120 00021]
B=[00115 00116 00015 00005 00011 00008 00026 00118 00119 00021 00120]

```

```
% Conversão a matriz sparse
```

```
DG = sparse(A,B,W);
```

```
UG = tril(DG + DG');
```

## APÊNDICE B – Código do programa estimador em MATLAB.

% O arquivo completo ‘.m’ do programa estimador pode ser solicitado ao autor no email ‘carloslazaro86@gmail.com’. Aqui é apresentada a base do Código.

% DADOS DE ENTRADA PARA SIMULAÇÃO DE CASOS

% Nota: O arquivo Caso\_00 é referido a default (sem alarmes reportados)

clc;

%%

% Sistema de potência cadastrado com uma matrix sparse.

ieee30\_Bus\_System\_Network

%% DNA = [R31...R116]; Adicionar esta variável antes de executar o

% algoritmo. Ela é referida aos alarmes de proteção ante falta reportados pelo SCADA.

[DNA]=textread('Caso\_01\_DNA.txt','%d',252);

% Tratamento do sinal de Religamento obtido do SCADA.

[Religamentos] = textread('Caso\_00\_Religamentos.txt','%d',100);

% Dados de entrada do vetor rota

[R] = textread('Caso\_01\_Vetor\_rota\_disjuntores.txt','%d',13);

R = R';

% Sinais de seletividade

[Sinais\_seletivas] = textread('Caso\_01\_Sinais\_seletivas.txt','%d',100);

[Sinais\_seletivas\_buses] = textread('Caso\_00\_Sinais\_seletivas\_buses.txt','%d',100);

[Sinais\_seletivas\_maquinas] = textread('Caso\_00\_Sinais\_seletivas\_maquinas.txt','%d',100);

%%%

% ALGORITMO GERAL DO PROGRAMA ESTIMADOR

% etapa\_referencia\_de\_falta

V\_REF\_FALTA;

[DNA]=textread('DNA\_caso\_01.txt','%d',252);

% etapa\_desviacion

V\_DEVIATION;

% Dados de entrada do vetor rota

```

%[R] = textread('Vetor_rota_disjuntores_caso_01.txt','%d',100);
% R = [35 36 42 31 34 94 55 51 38 74 50 76 46]; % Modificar, disjuntores disparados por
proteção.
VetorRota_Alg_busca
VS; % Saída do vetor ruta.

%% Janela de saída de resultados

RES2 = V_DEVIATION.*VS.*100;

RES2_str = num2str(RES2,'%05.2f');

SECCAO = ['L_1_2_1___'; 'L_1_2_2___'; 'L_1_3___'; 'L_3_4___'; 'L_2_4___';
'L_2_5___'; 'L_2_6___'; 'L_4_6___'; 'L_5_7___'; 'L_6_7___'; 'L_6_8___';
'L_12_14___'; 'L_12_15___'; 'L_14_15___'; 'L_15_23___'; 'L_23_24___'; 'L_24_25___';
'L_25_26___'; 'L_25_27___'; 'L_27_29___'; 'L_27_30___'; 'L_29_30___'; 'L_6_28___';
'L_8_28___'; 'L_10_22___'; 'L_22_24___'; 'L_12_16___'; 'L_16_17___'; 'L_10_17___';
'L_10_20___'; 'L_10_21___'; 'L_10_22_2_'; 'L_19_20___'; 'L_18_19___'; 'L_15_18___'];

BUSES = ['B_01___'; 'B_02___'; 'B_03___'; 'B_04___'; 'B_05___';
'B_06___'; 'B_07___'; 'B_08___'; 'B_09___'; 'B_10___'; 'B_11___';
'B_12___'; 'B_13___'; 'B_14___'; 'B_15___'; 'B_16___'; 'B_17___';
'B_18___'; 'B_19___'; 'B_20___'; 'B_21___'; 'B_22___'; 'B_23___';
'B_24___'; 'B_25___'; 'B_26___'; 'B_27___'; 'B_28___'; 'B_29___';
'B_30___'; '_____'];

MAQUINAS = ['GR_01___'; 'GR_02___'; 'GR_03___'; 'GR_04___';
'GR_05___'; 'GR_06___'; 'TR_01___'; 'TR_02___'; 'TR_03___';
'TR_04___'; '_____'];

[RES2_ascend,RES2_ind] = sort(RES2,'ascend');

%% Ordenar de menor a maior desvio.
e1 = 0;
for e = 1:length(RES2_ascend)
    e1 = e1+1;
    if RES2_ascend(e,1)>0
        RES2_ascend_2(e1,1) = RES2_ascend(e,1);
    else
        e1 = e1-1;
    end
end

e1 = 0;
for e = 1:length(RES2_ascend)
    e1 = e1+1;
    if RES2_ascend(e,1)>0
        RES2_ind_2(e1,1) = RES2_ind(e,1);
    else
        e1 = e1-1;
    end
end

```



```

    end
end
%% Ordenar o vetor das secções

for e = 1:length(RES2_ind_2)

    RES2_seccao_2(e,1:10) = SECCAO(RES2_ind_2(e,1),1:10)

end

%% Ordenar o vetor das Barras

[VS_BUS_ascend,VS_BUS_ind] = sort(VS_BUS,'ascend');

e1 = 0;
for e = 1:length(VS_BUS_ascend)
    e1 = e1+1;
    if VS_BUS_ascend(e,1)>0
        VS_BUS_ascend_2(e1,1) = VS_BUS_ascend(e,1);
    else
        e1 = e1-1;
    end
end

B11 = sum(VS_BUS_ascend);
if B11 >= 1;
    e1 = 0;
    for e = 1:length(VS_BUS_ascend)
        e1 = e1+1;
        if VS_BUS_ascend(e,1)>0
            VS_BUS_ind_2(e1,1) = VS_BUS_ind(e,1);
        else
            e1 = e1-1;
        end
    end
end
else
    VS_BUS_ind_2 = 31;
end

for e = 1:length(VS_BUS_ind_2)
    BUSES_2(e,1:10) = BUSES(VS_BUS_ind_2(e,1),1:10); % Vetor de direcao.
end

%% Ordenar o vetor das maquinas (Transformadores e Geradores)
VS_MAQUINAS = Sinais_seletivas_maquinas;
[VS_MAQUINAS_ascend,VS_MAQUINAS_ind] = sort(VS_MAQUINAS,'ascend');

e1 = 0;
for e = 1:length(VS_MAQUINAS_ascend)
    e1 = e1+1;

```

```

if VS_MAQUINAS_ascend(e,1)>0
    VS_MAQUINAS_ascend_2(e1,1) = VS_MAQUINAS_ascend(e,1);
else
    e1 = e1-1;
end
end

B12 = sum(VS_MAQUINAS_ascend);
if B12 >= 1
    e1 = 0;
for e = 1:length(VS_MAQUINAS_ascend)
    e1 = e1+1;
    if VS_MAQUINAS_ascend(e,1)>0
        VS_MAQUINAS_ind_2(e1,1) = VS_MAQUINAS_ind(e,1);
    else
        e1 = e1-1;
    end
end
else
    VS_MAQUINAS_ind_2 = 11;
end

for e = 1:length(VS_MAQUINAS_ind_2)
    MAQUINAS_2(e,1:10) = MAQUINAS(VS_MAQUINAS_ind_2(e,1),1:10);
% Vetor de direção.
end

%% Algoritmo de localização da falta sobre a linha

localizacao

for e = 1:length(RES2_ind_2)
    RES2_DIR_2(e,1:13) = DIR(RES2_ind_2(e,1),1:13); % Vetor de direcao.
end

for e = 1:length(RES2_ind_2)
    RES2_Sinais_seletivas_2(e,1) = Sinais_seletivas(RES2_ind_2(e,1),1); % Vetor de direcao.
end

MSJ = [' SIM'; ' NÃO'];
for e = 1:length(RES2_ind_2)
    if Sinais_seletivas(RES2_ind_2(e,1),1) == 1
        RES2_Sinais_seletivas_2_text(e,1:3) = MSJ(1,1:3);
    else
        RES2_Sinais_seletivas_2_text(e,1:3) = MSJ(2,1:3);
    end
end
end

```



```

OUTPUT_LINES =
[RES2_seccao_2,VAZ1,RES2_Sinais_seletivas_2_text,VAZ1,VAZ1,VAZ1,RES2_ascend_2
_str,VAZ1,VAZ1,VAZ1,RES2_LOCAL1_2_str,arrow1,RES2_LOCAL2_2_str,VAZ1,RES2_
DIR_2]
OUTPUT_BUSES = [BUSES_2,VAZ2,BUS_Sinais_seletivas_2_text];
OUTPUT_MAQUINAS = [MAQUINAS_2,VAZ3,MAQUINAS_Sinais_seletivas_2_text];

OUTPUT_BUSES = [OUTPUT_BUSES;OUTPUT_MAQUINAS]

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% CALCULO DOS PESOS – ALGORITMO “Base_de_Dados”.

% %% Dados de entrada.
% Zref = [0.0862; 0.0862; 0.0862]; % % Impedancia da linha de referência em p.u
% %%
% Vazio = 0; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
% ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
% ZL = [0.1856; 0.1856; 0.1856]; % Impedancia da linha em p.u
% RL = [0.1578; 0.2072; 0.2744]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

% Geracao de pesos
if Vazio == 0

W32_1 = RL(1,1)/RL(1,1);
W32_2 = (RL(1,1)/RL(1,1))*(1-((RL(2,1)/RL(3,1))-RL(1,1)/RL(3,1)));
W32_3 = (RL(1,1)/RL(1,1))*(1-((RL(3,1)/RL(3,1))-RL(1,1)/RL(3,1)));

W32 = [W32_1; W32_2; W32_3];

if ppal == 1

    ZC32 = RL./ZL;
    for i = 1:length(ZC32)
        if ZC32(i,1)>1
            ZC32(i,1)=1;
        else
            ZC32(i,1)= ZC32(i,1);
        end
    end
    WT32 = W32;
elseif ppal == 0
    CD2 = (RL-ZL);
    for j1 = 1
        CD2(j1,1) = 0;
    end

    for j = 1:length(CD2)
        if CD2(j,1)>0
            CD1(j,1)= 1;

```

```

    else
        CD1(j,1)= 0;
    end
end
end

ZC32 = (CD1.*CD2)./Zref;

for i = 1:length(ZC32)
    if ZC32(i,1)>1
        ZC32(i,1)=1;
    else
        ZC32(i,1)= ZC32(i,1);
    end
end
WT32 = W32.*ZC32;
end
end
WT32;
else
    WT32 = zeros(3,1);
end
end

```

#### % CALCULO DA REFERÊNCIA DE FALTA

<b>(REFERNCIA DE FALTA)</b>	FR_L_6_28	FR_L6_8
FR_L_1_2_1	FR_L_8_28	FR_L12_14
FR_L_1_2_2	FR_L_10_22	FR_L12_15
FR_L_1_3	FR_L_22_24	FR_L14_15
FR_L_3_4	FR_L_12_16	FR_L15_23
FR_L_2_4	FR_L_16_17	FR_L23_24
FR_L_2_5	FR_L_10_17	FR_L24_25
FR_L_2_6	FR_L_10_20	FR_L25_26
FR_L_4_6	FR_L_10_21	FR_L25_27
FR_L_5_7	FR_L_10_22_2	FR_L27_29
FR_L_6_7	FR_L_19_20	FR_L27_30
FR_L_6_8	FR_L_18_19	FR_L29_30
FR_L_12_14	FR_L_15_18	FR_L6_28
FR_L_12_15	V_REF_FALTA =...	FR_L8_28
FR_L_14_15	[FR_L1_2_1	FR_L10_22
FR_L_15_23	FR_L1_2_2	FR_L22_24
FR_L_23_24	FR_L1_3	FR_L12_16
FR_L_24_25	FR_L3_4	FR_L16_17
FR_L_25_26	FR_L2_4	FR_L10_17
FR_L_25_27	FR_L2_4	FR_L10_20
FR_L_27_29	FR_L2_5	FR_L10_21
FR_L_27_30	FR_L2_6	FR_L10_22_2
FR_L_29_30	FR_L4_6	FR_L19_20
	FR_L5_7	FR_L18_19
	FR_L6_7	FR_L15_18];

## %% CALCULO DA REFERENCIA DE FALTA DA SECCAO L5-7.

%% Pesos sobre a linha L5\_7.

Zref = [0.1248; 0.1248; 0.1248]; % % Impedancia da linha de referência em p.u  
%%

Vazio = 0; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 1; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.1248; 0.1248; 0.1248]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.1061; 0.1435; 0.2532]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R47 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 0; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 1; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.1248; 0.1248; 0.1248]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.1061; 0.1435; 0.3943]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R48 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 0; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.2038; 0.2038; 0.2038]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.1732; 0.2344; 0.3943]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R39 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 0; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0862; 0.0862; 0.0862]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0733; 0.0991; 0.2532]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R50 = WT32;

clear WT32;

% Condicoes padroes para busca dos caminhos Mais Curtos da seccao de  
% estudo.

% Dados de entrada

lg = [95 96]; % Modificar

le = [47]; % Modificar

% Restricoes

lrow = [48]; % Modificar, segundo a matriz sparse do diagrama (Maior numero)

lcol = [07]; % Modificar, segundo a matriz sparse do diagrama (Menor numero)

Alg\_busca\_CMC\_geral

L1=S;

clear S;

```

% Dados de entrada
lg = [95 96]; % Modificar
le = [48]; % Modificar
% Restricoes
lrow = [47]; % Modificar, segundo a matriz sparse do diagrama (Maior numero)
lcol = [05]; % Modificar, segundo a matriz sparse do diagrama (Menor numero)
Alg_busca_CMC_geral
L2=S;
clear S;

%% Criando uma matriz total
[O,N] = size(L1);
[L,M] = size(L2);
B1 = zeros(L,max(N,M));
B = zeros(O,max(N,M));

for f = 1:L
    for g = 1:M
        B1(f,g) = L2(f,g);
    end
end

for l = 1:O
    for m = 1:N
        B(l,m) = L1(l,m);
    end
end

LTO = [B1;B]; % Matriz resultante com os caminhos armazenados
clear B1; clear B;

LTO5_7 = LTO; % Modificar.
clear LTO;

% Nesta seccao vamos procurar dentro da matriz se o nó de importancia encontra-se disponível
%ou nao. Se esta disponível é 1, se nao é 0.
F = find(LTO5_7 == 47); % Busca de nó na matriz gerada.
F1 = ~isempty(F); % Valor logico.
if F1 == 1, F1 = ones(3,1); else F1 = zeros(3,1); end
R47 = F1;
clear F1

F = find(LTO5_7 == 48); % Busca de nó na matriz gerada.
F1 = ~isempty(F); % Valor logico.
if F1 == 1, F1 = ones(3,1); else F1 = zeros(3,1); end
R48 = F1;
clear F1

F = find(LTO5_7 == 39); % Busca de nó na matriz gerada.

```

```
F1 = ~isempty(F); % Valor logico.
if F1 == 1, F1 = ones(3,1); else F1 = zeros(3,1); end
R39 = F1;
clear F1
```

```
F = find(LTO5_7 == 50); % Busca de nó na matriz gerada.
F1 = ~isempty(F); % Valor logico.
if F1 == 1, F1 = ones(3,1); else F1 = zeros(3,1); end
R50 = F1;
clear F1
```

```
NA_L5_7 = [R47; R48; R39; R50];
```

```
WT_L5_7 = [WT_R47; WT_R48; WT_R39; WT_R50];
```

```
WTOT_L5_7 = NA_L5_7 .* WT_L5_7;
```

```
FR_L5_7 = sum(WTOT_L5_7);
```

```
%%%%%%%%%%
%% CALCULO DO VETOR ERRO.
```

D_L_1_2_1	D_L_10_22	DEV_L12_14
D_L_1_2_2	D_L_22_24	DEV_L12_15
D_L_1_3	D_L_12_16	DEV_L14_15
D_L_3_4	D_L_16_17	DEV_L15_23
D_L_2_4	D_L_10_17	DEV_L23_24
D_L_2_5	D_L_10_20	DEV_L24_25
D_L_2_6	D_L_10_21	DEV_L25_26
D_L_4_6	D_L_10_22_2	DEV_L25_27
D_L_5_7	D_L_19_20	DEV_L27_29
D_L_6_7	D_L_18_19	DEV_L27_30
D_L_6_8	D_L_15_18	DEV_L29_30
D_L_12_14		DEV_L6_28
D_L_12_15	V_DEVIATION =	DEV_L8_28
D_L_14_15	[DEV_L1_2_1	DEV_L10_22
D_L_15_23	DEV_L1_2_2	DEV_L22_24
D_L_23_24	DEV_L1_3	DEV_L12_16
D_L_24_25	DEV_L3_4	DEV_L16_17
D_L_25_26	DEV_L2_4	DEV_L10_17
D_L_25_27	DEV_L2_5	DEV_L10_20
D_L_27_29	DEV_L2_6	DEV_L10_21
D_L_27_30	DEV_L4_6	DEV_L10_22_2
D_L_29_30	DEV_L5_7	DEV_L19_20
D_L_6_28	DEV_L6_7	DEV_L18_19
D_L_8_28	DEV_L6_8	DEV_L15_18];

```
% CALCULO DO ERRO PARA A SECCAO L5-7.
```

```
%% Pesos sobre a linha em estudo.
```



```
Zref = [0.1248; 0.1248; 0.1248]; % % Impedancia da linha de referência em p.u
%%
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.1212; 0.1212; 0.1212]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.1030; 0.1394; 0.2909]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R32 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.1212; 0.1212; 0.1212]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.1030; 0.1394; 0.2909]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R31 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.1212; 0.1212; 0.1212]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.1030; 0.1394; 0.2909]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R33 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.1212; 0.1212; 0.1212]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.1030; 0.1394; 0.2909]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R34 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.1713; 0.1713; 0.1713]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.1456; 0.1914; 0.2537]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R41 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.1713; 0.1713; 0.1713]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.1456; 0.1970; 0.3510]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R42 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.0401; 0.0401; 0.0401]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0341; 0.0461; 0.0998]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R43 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.0401; 0.0401; 0.0401]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0341; 0.0461; 0.2537]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R44 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.1828; 0.1828; 0.1828]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1554; 0.2029; 0.2675]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R35 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.1828; 0.1828; 0.1828]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1554; 0.2069; 0.3648]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R36 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 0; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2038; 0.2038; 0.2038]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1732; 0.2344; 0.3943]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R39 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2038; 0.2038; 0.2038]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1732; 0.2344; 0.3900]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R40 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.

```

```
ZL = [0.1856; 0.1856; 0.1856]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1578; 0.2072; 0.2744]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R37 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.1856; 0.1856; 0.1856]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1578; 0.2093; 0.3682]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R38 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.0431; 0.0431; 0.0431]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0366; 0.0496; 0.1042]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R45 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.0431; 0.0431; 0.0431]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0366; 0.0496; 0.0998]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R46 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 0; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 1; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.1248; 0.1248; 0.1248]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1061; 0.1435; 0.2532]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R47 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 0; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 1; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.1248; 0.1248; 0.1248]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1061; 0.1435; 0.3943]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R48 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.0862; 0.0862; 0.0862]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0733; 0.0991; 0.1552]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

Base\_de\_Dados

WT\_R49 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 0; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0862; 0.0862; 0.0862]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0733; 0.0991; 0.2532]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R50 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0437; 0.0437; 0.0437]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0371; 0.0503; 0.3043]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R51 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0437; 0.0437; 0.0437]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0371; 0.0500; 0.1042]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R52 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.2840; 0.2840; 0.2840]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.2414; 0.3266; 0.6983]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R68 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.2840; 0.2840; 0.2840]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.2414; 0.3266; 0.5162]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R69 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.1462; 0.1462; 0.1462]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.1243; 0.1681; 0.4459]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R73 = WT32;

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.1462; 0.1462; 0.1462]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1243; 0.1681; 0.5162]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R72 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2979; 0.2979; 0.2979]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.2532; 0.3426; 0.5329]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R70 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2979; 0.2979; 0.2979]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.2532; 0.3426; 0.6983]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R71 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2254; 0.2254; 0.2254]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1916; 0.2592; 0.6311]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R92 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2254; 0.2254; 0.2254]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1916; 0.2592; 0.4459]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R91 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.3005; 0.3005; 0.3005]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.2554; 0.3456; 0.6160]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R90 = WT32;
clear WT32;
```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.3005; 0.3005; 0.3005]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.2554; 0.3456; 0.6311]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R89 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.3793; 0.3793; 0.3793]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.3224; 0.4362; 0.8237]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R83 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.3793; 0.3793; 0.3793]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.3224; 0.4362; 0.7105]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R84 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.4573; 0.4573; 0.4573]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.3887; 0.5259; 1.0061]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R87 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.4573; 0.4573; 0.4573]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.3887; 0.5259; 0.9173]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R88 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.3071; 0.3071; 0.3071]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.2661; 0.3532; 0.9324]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R85 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.

```

ZL = [0.3071; 0.3071; 0.3071]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.2661; 0.3532; 0.8237]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u  
 Base\_de\_Dados  
 WT\_R86 = WT32;  
 clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.  
 ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.  
 ZL = [0.4699; 0.4699; 0.4699]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.3994; 0.5404; 1.1794]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u  
 Base\_de\_Dados  
 WT\_R59 = WT32;  
 clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.  
 ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.  
 ZL = [0.4699; 0.4699; 0.4699]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.3994; 0.5404; 0.9324]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u  
 Base\_de\_Dados  
 WT\_R60 = WT32;  
 clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.  
 ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.  
 ZL = [0.6825; 0.6825; 0.6825]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.5801; 0.7849; 1.4345]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u  
 Base\_de\_Dados  
 WT\_R63 = WT32;  
 clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.  
 ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.  
 ZL = [0.6825; 0.6825; 0.6825]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.5801; 0.7849; 1.1875]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u  
 Base\_de\_Dados  
 WT\_R64 = WT32;  
 clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.  
 ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.  
 ZL = [0.5129; 0.5129; 0.5129]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.4360; 0.5898; 1.1794]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u  
 Base\_de\_Dados  
 WT\_R62 = WT32;  
 clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.  
 ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.  
 ZL = [0.5129; 0.5129; 0.5129]; % Impedancia da linha em p.u  
 RL = [0.4360; 0.5884; 1.4345]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R61 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0622; 0.0622; 0.0622]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0529; 0.0715; 0.3265]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R56 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0622; 0.0622; 0.0622]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0529; 0.0715; 0.1264]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R55 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.2099; 0.2099; 0.2099]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.1784; 0.2410; 0.3265]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R53 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.2099; 0.2099; 0.2099]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.1784; 0.2318; 0.3043]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R54 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0832; 0.0832; 0.0832]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0707; 0.0957; 0.4604]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R79 = WT32;

clear WT32;

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.

ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.

ZL = [0.0832; 0.0832; 0.0832]; % Impedancia da linha em p.u

RL = [0.0707; 0.0957; 0.1990]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u

Base\_de\_Dados

WT\_R80 = WT32;



```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2128; 0.2128; 0.2128]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1809; 0.2447; 0.6160]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R81 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2128; 0.2128; 0.2128]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1809; 0.2447; 0.4553]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R82 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2200; 0.2200; 0.2200]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1870; 0.2530; 0.5032]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R99 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2200; 0.2200; 0.2200]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1870; 0.2480; 0.4394]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R100 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.1993; 0.1993; 0.1993]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1694; 0.2292; 0.5032]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R102 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.1993; 0.1993; 0.1993]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1694; 0.2292; 0.3478]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R101 = WT32;
clear WT32;
```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.0905; 0.0905; 0.0905]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0769; 0.1041; 0.3478]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R104 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.0905; 0.0905; 0.0905]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0769; 0.1041; 0.2077]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R103 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2290; 0.2290; 0.2290]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1947; 0.2634; 0.3660]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R105 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.2290; 0.2290; 0.2290]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1947; 0.2300; 0.3739]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R106 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.0826; 0.0826; 0.0826]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0702; 0.0950; 0.1817]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R107 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.
ZL = [0.0826; 0.0826; 0.0826]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0702; 0.0950; 0.2077]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R108 = WT32;
clear WT32;

```

```

Vazio = 1; % Matriz vacua. Se e vacua e 1, o contrario e 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se e protecao principal e 1, o contrario e 0.

```

```
ZL = [0.0832; 0.0832; 0.0832]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0707; 0.0957; 0.1830]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R109 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.0832; 0.0832; 0.0832]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0707; 0.0957; 0.1990]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R110 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.0760; 0.0760; 0.0760]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0646; 0.0874; 0.2641]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R111 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.0760; 0.0760; 0.0760]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.0646; 0.0874; 0.3660]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R112 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.1441; 0.1441; 0.1441]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1225; 0.1657; 0.4650]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R113 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.1441; 0.1441; 0.1441]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.1225; 0.1657; 0.2641]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
Base_de_Dados
WT_R114 = WT32;
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacúa. Se é vacúa é 1, o contrario é 0.
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
ZL = [0.2434; 0.2434; 0.2434]; % Impedancia da linha em p.u
RL = [0.2069; 0.2799; 0.4675]; % Ajustes dos réles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R115 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
Vazio = 1; % Matriz vacua. Se é vacua é 1, o contrario é 0.
```

```
ppal = 0; % Tipo de protecao. Se é protecao principal é 1, o contrario é 0.
```

```
ZL = [0.2434; 0.2434; 0.2434]; % Impedancia da linha em p.u
```

```
RL = [0.2069; 0.2799; 0.4650]; % Ajustes dos reles de impedancia em p.u
```

```
Base_de_Dados
```

```
WT_R116 = WT32;
```

```
clear WT32;
```

```
DWT = [WT_R32; WT_R31; WT_R33; WT_R34; WT_R41; WT_R42; WT_R43; WT_R44;
WT_R35; WT_R36; WT_R39; WT_R40; WT_R37; WT_R38; WT_R45; WT_R46;
WT_R47; WT_R48; WT_R49; WT_R50; WT_R51; WT_R52; WT_R68; WT_R69;
WT_R73; WT_R72; WT_R70; WT_R71; WT_R92; WT_R91; WT_R90; WT_R89;
WT_R83; WT_R84; WT_R87; WT_R88; WT_R85; WT_R86; WT_R59; WT_R60;
WT_R63; WT_R64; WT_R62; WT_R61; WT_R56; WT_R55; WT_R53; WT_R54;
WT_R79; WT_R80; WT_R81; WT_R82; WT_R99; WT_R100; WT_R102; WT_R101;
WT_R104; WT_R103; WT_R105; WT_R106; WT_R107; WT_R108; WT_R109; WT_R110;
WT_R111; WT_R112; WT_R113; WT_R114; WT_R115; WT_R116];
```

```
DTOT_LX_X = DNA .* DWT;
```

```
clear DWT;
```

```
D_L5_7 = sum(DTOT_LX_X);
```

```
clear DTOT_LX_X;
```

```
DEV_L5_7 = (FR_L5_7 - D_L5_7)/FR_L5_7;
```

```
%%%%%%%%%%
% DETERMINAÇÃO DO VETOR ROTA
```

```
%% Tratamento da sinal de Religamento obtido do SCADA. Para Disjuntor
```

```
% associado a um nó temos uma sinal de religamento.
```

```
% [Religamentos] = textread('Religamentos.txt','%d',100);
```

```
REL1 = [31:120]';
```

```
RELIG = REL1 .* Religamentos;
```

```
%%
```

```
S = zeros(0,0);
```

```
for k = 1:length(R)
```

```
AG = full(UG); % Full matriz do ieee-30 Bus System
```

```
k1 = k+1;
```

```
    NG = R(1,k);
```

```
if k1 <= length(R)
```

```

    NE = R(1,k1);
else
    NE = R(1,k);
end
% Programa busca de Caminhos mais curtos automatico.
UG1 = sparse(AG);
[dist1,path1] = graphshortestpath(UG1,NG,NE,'directed',false);
cmc=path1;
clear path1;
[O,N] = size(cmc);
[L,M] = size(S);
B1 = zeros(L,max(N,M));
B = zeros(O,max(N,M));
for f = 1:L
    for g = 1:M
        B1(f,g) = S(f,g);
    end
end
for l = 1:O
    for m = 1:N
        B(l,m) = cmc(l,m);
    end
end
S = [B1;B]; % Matriz resultante com os caminhos armazenados
clear B1; clear B;
end

```

RV = S;clear S; % Saída 0 ou 1 do vetor rota das secções do sistema de potência.

N = [32 31 ]; % L\_1\_2\_1

N = [43 44]; % L\_3\_4

Processamento\_do\_vetor\_rota

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(1,1) = XOUT;

VS(4,1) = XOUT;

clear XOUT;

clear XOUT;

%%

%%

N = [33 34]; % L\_1\_2\_2

N = [35 36]; % L\_2\_4

Processamento\_do\_vetor\_rota

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(2,1) = XOUT;

VS(5,1) = XOUT;

clear XOUT;

clear XOUT;

%%

%%

N = [41 42]; % L\_1\_3

N = [39 40]; % L\_2\_5

Processamento\_do\_vetor\_rota

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(3,1) = XOUT;

VS(6,1) = XOUT;

clear XOUT;

clear XOUT;

%%

%%

N = [37 38]; % L\_2\_6

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(7,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [45 46]; % L\_4\_6

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(8,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [47 48]; % L\_5\_7

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(9,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [49 50]; % L\_6\_7

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(10,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [51 52]; % L\_6\_8

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(11,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [68 69]; % L\_12\_14

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(12,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [73 72]; % L\_12\_15

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(13,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [70 71]; % L\_14\_15

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(14,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [92 91]; % L\_15\_23

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(15,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [90 89]; % L\_23\_24

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(16,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [83 84]; % L\_24\_25

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(17,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [87 88]; % L\_25\_26

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(18,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [85 86]; % L\_25\_27

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(19,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [59 60]; % L\_27\_29

Processamento\_do\_vetor\_rota

VS(20,1) = XOUT;

clear XOUT;

%%

N = [63 64]; % L\_27\_30

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(21,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [62 61]; % L_29_30
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(22,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [56 55]; % L_6_28
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(23,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [53 54]; % L_8_28
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(24,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [79 80]; % L_10_22
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(25,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [81 82]; % L_22_24
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(26,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [99 100]; % L_12_16
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(27,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [102 101]; % L_16_17
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(28,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [104 103]; % L_10_17
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(29,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [105 106]; % L_10_20
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(30,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [107 108]; % L_10_21
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(31,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [109 110]; % L_10_22_2
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(32,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [111 112]; % L_19_20
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(33,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [113 114]; % L_18_19
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```
VS(34,1) = XOUT;
clear XOUT;
%%
N = [115 116]; % L_15_18
```

Processamento\_do\_vetor\_rota

```

VS(35,1) = XOUT;
clear XOUT;

%% Busca de seccoes associadas a
Barras

for N_BUS = 1:30
    N = [N_BUS]; % BUS
    Processamento_do_vetor_rota_buses
    VS_BUS(N_BUS,1) = XOUT;
    clear XOUT;
end

```

```

% ALGORITMO DO “Processamento_do_vetor_rota”.
% Nesta seção é necessário usar a informação dos vetores RV (Nós dentro da
% rota) e RELIG (Sinais de religamento negativo ativado para cada nó).
% N = [41 42]. Colocar os nós que compõe a seção.
% Para as LINHAS são dois nós ou um nó e uma sinal de religamento negativo ativada.
% Para as BARRAS é um nó só.

```

```

w1 = length(N);
if w1 > 1
    N1 = N(1,1);
    N2 = N(1,2);
else
    N1 = N(1,1);
    N2 = inf;
end

X1 = ~isempty(find(RV == N1)) | ~isempty(find(RELIG == N2));
X2 = ~isempty(find(RV == N2)) | ~isempty(find(RELIG == N1));
XOUT = X1 & X2;

```

```

% V_L_1_2_1 = XOUT % Variável de saída que compõe o vetor rota.

```

```

% ALGORITMO DO “Processamento_do_vetor_rota_buses”.
w1 = length(N);
if w1 >= 1
    N1 = N(1,1);
else
    N1 = inf;
end

X1 = ~isempty(find(RV == N1));

XOUT = X1;

```



## APÊNDICE C – Código da interface do programa estimador em MATLAB.

```

function varargout = interface_fseportugues(varargin)
% INTERFACE_FSEPORTUGUES M-file for interface_fseportugues.fig
%   INTERFACE_FSEPORTUGUES, by itself, creates a new
INTERFACE_FSEPORTUGUES or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = INTERFACE_FSEPORTUGUES returns the handle to a new
INTERFACE_FSEPORTUGUES or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   INTERFACE_FSEPORTUGUES('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls
the local
%   function named CALLBACK in INTERFACE_FSEPORTUGUES.M with the given
input arguments.
%
%   INTERFACE_FSEPORTUGUES('Property','Value',...) creates a new
INTERFACE_FSEPORTUGUES or raises the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
%   applied to the GUI before interface_fseportugues_OpeningFcn gets called. An
%   unrecognized property name or invalid value makes property application
%   stop. All inputs are passed to interface_fseportugues_OpeningFcn via varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help interface_fseportugues

% Last Modified by GUIDE v2.5 15-Dec-2013 11:49:16

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @interface_fseportugues_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @interface_fseportugues_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end

```

```

% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before interface_fseportugues is made visible.
function interface_fseportugues_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to interface_fseportugues (see VARARGIN)

% Choose default command line output for interface_fseportugues
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes interface_fseportugues wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = interface_fseportugues_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton2.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.text1, 'String','Not Candidates');
set(handles.text2, 'String','Not Candidates');
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function fig1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to axes1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: place code in OpeningFcn to populate axes1
a_fig1 = imread('LAPES-Plana.jpg');
% axes(hObject);
imshow(a_fig1);

```

```

% --- Executes on selection change in menu1.
function menu1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to menu1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns menu1 contents as cell array
%        contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from menu1
contents = get(hObject,'Value');
switch contents

    case 1
        Caso_01
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 2
        Caso_02
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 3
        Caso_03
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 4
        Caso_04
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 5
        Caso_05
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 6
        Caso_06
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 7
        Caso_07
        Alg_Geral_FSE
        set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
        set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
    case 8
        Caso_08
        Alg_Geral_FSE

```

```
    set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
    set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
case 9
    Caso_09
    Alg_Geral_FSE
    set(handles.text1, 'String',OUTPUT_LINES);
    set(handles.text2, 'String',OUTPUT_BUSES);
otherwise
    set(handles.text1, 'String','Not Candidates');
    set(handles.text2, 'String','Not Candidates');
end
```