

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

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA O
TRATAMENTO DE ALARMES E DIAGNÓSTICO DE
FALTA EM CENTROS DE OPERAÇÃO E CONTROLE
DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Aécio de Lima Oliveira

**Santa Maria, RS, Brasil
2013**

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA O
TRATAMENTO DE ALARMES E DIAGNÓSTICO DE FALTA
EM CENTROS DE OPERAÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS
DE POTÊNCIA**

Aécio de Lima Oliveira

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do 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 a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Ghendy Cardoso Jr., Dr. Eng.
Coorientador: Olinto César Bassi de Araújo.**

**Santa Maria, RS, Brasil
2013**

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

de Lima Oliveira, Aécio

Proposta de uma Metodologia para o Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falta em Centros de Operação e Controle de Sistemas de Potência / Aécio de Lima Oliveira.-2013.

172 p.; 30cm

Orientador: Ghendy Cardoso Jr.

Coorientador: Olinto César Bassi de Araújo

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2013

1. Configurador de redes 2. Estimação da secção em falta 3. Otimização 4. Processador de alarmes 5. Proteção de sistemas de potência I. Cardoso Jr., Ghendy II. Bassi de Araújo, Olinto César III. Título.

© 2013

Todos os direitos autorais reservados a Aécio de Lima Oliveira. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Fernando Ferrari, n. 1635, apto. 202, Bairro Nossa Senhora de Lourdes, Santa Maria, RS. CEP: 97050-801

Fone (0xx)55 30253411; Celular (0xx)55 91742632; E-mail: aecio.eng@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**

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA O TRATAMENTO DE
ALARMES E DIAGNÓSTICO DE FALTA EM CENTROS DE
OPERAÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

elaborada por
Aécio de Lima Oliveira

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

COMISSÃO EXAMINADORA:

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

Olinto César Bassi de Araújo, Dr. (UFSM)
(Coorientador)

Manoel Firmino de Medeiros Júnior, Dr. (UFRN)

Adriano Peres de Moraes, Dr. (UFSM)

Santa Maria, 7 de março de 2013.

Dedico este trabalho aos meus pais, Rubem e Idalina, pelo amor e valores fundamentais nas minhas escolhas e decisões de vida; e a minha noiva, Elisa, pelo amor, carinho e incentivo em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Ghendy Cardoso Jr. pela orientação, dedicação e confiança em mim depositada desde o primeiro instante do mestrado;

Ao Prof. Olinto Cesar Bassi de Araújo pela coorientação, amizade e disponibilidade para as muitas horas de aprendizado e programação;

Aos professores membros da comissão examinadora, Manoel Firmino e Adriano, pelas contribuições e valiosas sugestões;

Aos professores e funcionários do curso de pós-graduação em engenharia elétrica pela atenção e empenho com que sempre trabalharam;

À CEEE pelo fomento e incentivo à pesquisa, em especial ao Eng. Assis Rogério, pela colaboração e participação ativa no projeto de P&D;

Aos colegas de laboratório que trabalharam nesse assunto específico e que tiveram participação direta para o desenvolvimento do mestrado: Zauk, Cícero, Artur, Dhein e Carlos;

Aos amigos que proporcionaram momentos de distração e entretenimento, durante a convivência diária, ou em partidas de futebol e churrascos;

Aos demais colegas do CEESP que contribuíram de alguma forma para o desenvolvimento dessa dissertação;

Às minhas irmãs, Aline e Ariane, e ao meu sobrinho, Fabrício, que mesmo de longe, mantiveram o apoio incondicional durante toda essa etapa.

RESUMO

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

PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA O TRATAMENTO DE ALARMES E DIAGNÓSTICO DE FALTA EM CENTROS DE OPERAÇÃO E CONTROLE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

AUTOR: AÉCIO DE LIMA OLIVEIRA

ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JÚNIOR

COORIENTADOR: OLINTO CÉSAR BASSI DE ARAÚJO

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 7 de março de 2013.

Esta dissertação propõe uma metodologia para o processamento de alarmes visando à estimação de secção em falta em sistemas elétricos de potência. A principal motivação para este estudo reside no fato de os operadores dos centros de controle estarem sujeitos a sobrecarga de informação durante grandes contingências. Deste modo, o trabalho pretende auxiliar o operador na tomada de decisão, favorecendo a confiabilidade do serviço e a redução do tempo de reestabelecimento. A abordagem integra a interpretação de dados históricos do SCADA em conjunto com um novo configurador de redes para determinar os alarmes de proteção (disjuntores, chaves seccionadoras, relés de proteção e esquemas lógicos de proteção), e o conjunto de equipamentos desligados após a falta. O diagnóstico sobre a falta é tratado como um problema de otimização, resolvido por meio de duas etapas: classificação de eventos em nível de equipamento, fundamentado no Teorema de Bayes; e a estimação da secção em falta, formulada como um problema de programação inteira mista, empregando o otimizador comercial *CPLEX* para resolver as instâncias. A abordagem proposta também identifica o mau funcionamento de dispositivos de proteção, bem como os alarmes falsos e falhos. Possíveis cenários de falta foram considerados em parte de um sistema de potência real brasileiro a fim de validar a metodologia. Os resultados mostram que a abordagem pode encontrar a solução ótima, mesmo em casos de múltiplas faltas ou em casos de falha em dispositivos de proteção.

Palavras-chave: Configurador de Redes. Estimação da Secção em Falta. Otimização. Processador de Alarmes. Proteção de Sistemas de Potência.

ABSTRACT

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

METHODOLOGY PROPOSAL FOR THE ALARM PROCESSING AND FAULT DIAGNOSIS IN POWER SYSTEM CONTROL CENTERS

AUTHOR: AÉCIO DE LIMA OLIVEIRA

ADVISOR: GHENDY CARDOSO JÚNIOR

CO-ADVISOR: OLINTO CÉSAR BASSI DE ARAÚJO

Defense Date and Location: Santa Maria, March 7th, 2013.

This dissertation proposes a methodology for alarm processing aiming to solve the fault section estimation in electrical power system. The main motivation for this study is the fact that operators of control centers being subject to information overload during great contingencies. Accordingly, this work aims to support the operator decisions in order to enhance the service reliability and reduce the power restoration time. The approach integrates a legacy SCADA interpretation system working together with a new network topology processor to determine the protection alarms (circuit breakers, switches, protective relays and protection logical schemes), and the set of disconnected equipment after occurrence of fault. The fault diagnosis has been treated as an optimization problem, solved through two stages: event classification at equipment level, based on Bayes's Theorem; and the fault section estimation, which is formulated as a mixed integer programming problem, using the commercial software *CPLEX* to solve instances. The developed approach also identifies the malfunctioned protective devices as well the missing and false alarms. Possible fault scenarios were considered in part of a real Brazilian power system to validate the methodology. The results show that the proposed approach can find the optimal solution even in case of multiple faults or in case of failure of protection devices.

Keywords: Alarm Processing. Fault Section Estimation. Network Topology Processor. Optimization. Power System Protection.

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Codificação dos dados utilizada no SCADA da CEEE	48
Tabela 3.2 – Lista parcial de pontos supervisionados e equipamentos da CEEE	49
Tabela 4.1 – Algoritmo para cálculo das probabilidades de risco $P(H e_i)$	61
Tabela 5.1 – Conjunto de alarmes do sistema teste	75
Tabela 5.2 – Padrões de funcionamento da proteção do sistema teste	76
Tabela 5.3 – Alarmes reportados para uma falta na barra B1	79
Tabela 5.4 – Solução ótima obtida	79
Tabela 6.1 – Pontos digitais supervisionados na linha de transmissão	91
Tabela 6.2 – Lógica de operação do esquema de teleproteção POTT	93
Tabela 6.3 – Lógica parcial de funcionamento da proteção de LTs	93
Tabela 6.4 – Pontos digitais supervisionados no transformador	96
Tabela 6.5 – Lógica de funcionamento da proteção de transformadores	97
Tabela 6.6 – Pontos digitais supervisionados no arranjo de barras	98
Tabela 6.7 – Lógica de funcionamento da proteção de barras	99
Tabela 6.8 – Pontos digitais supervisionados no gerador síncrono	101
Tabela 6.9 – Lógica de funcionamento da proteção de geradores síncronos	102
Tabela 6.10 – Pontos digitais supervisionados no banco de capacitores	103
Tabela 6.11 – Lógica de funcionamento da proteção de bancos de capacitores	104
Tabela 6.12 – Lógica de proteção de disjuntores	105
Tabela 6.13 – Lógica de proteção do sistema de potência	108
Tabela 7.1 – Listas de equipamentos (EQP)	113
Tabela 7.2 – Lista de dispositivos lógicos seccionadores (DLS)	113
Tabela 7.3 – Lista de dispositivos de chaveamento (DDC)	114
Tabela 7.4 – Lista parcial de alarmes do sistema (ALM)	115
Tabela 7.5 – Listas de equipamentos desconectados da rede (DIG)	117
Tabela 7.6 – Alarmes reportados durante o evento 1	123
Tabela 7.7 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	123
Tabela 7.8 – Alarmes reportados durante o evento 2	124
Tabela 7.9 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	125
Tabela 7.10 – Diagnóstico da falta do evento 2	125
Tabela 7.11 – Alarmes reportados durante o evento 3	126
Tabela 7.12 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	127
Tabela 7.13 – Diagnóstico da falta do evento 3	128
Tabela 7.14 – Alarmes reportados durante o evento 4	129
Tabela 7.15 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	130
Tabela 7.16 – Diagnóstico da falta do evento 4	130
Tabela 7.17 – Alarmes reportados durante o evento 5	131
Tabela 7.18 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	132
Tabela 7.19 – Diagnóstico da falta do evento 5	133
Tabela 7.20 – Alarmes reportados durante o evento 6	134
Tabela 7.21 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	134
Tabela 7.22 – Diagnóstico da falta do evento 6	134
Tabela 7.23 – Alarmes reportados durante o evento 7	135
Tabela 7.24 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	136
Tabela 7.25 – Diagnóstico da falta do evento 7	137
Tabela 7.26 – Alarmes reportados durante o evento 8	138
Tabela 7.27 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento	139

Tabela 7.28 – Diagnóstico da falta do evento 8	140
Tabela 7.29 – Alarmes reportados durante o evento 9	141
Tabela 7.30 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento.....	143
Tabela 7.31 – Diagnóstico da falta do evento 9	143

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1 – Topologia do sistema de potência (Usina UITA, SE NSR e SE PPE) ...	44
Figura 3.2 – Grafo representativo da topologia atual do sistema de potência	45
Figura 3.3 – Listas que compõem a estrutura de dados: (a) EQP, (b) DLS, (c) DDC, (d) ALM e (e) DIG.	46
Figura 4.1 – Linha de transmissão protegida pelo relé de distância 21	57
Figura 5.1 – Rede causal para o problema de diagnóstico de partida no motor	67
Figura 5.2 – Sistema de potência utilizado para demonstrar o modelo MIP	74
Figura 6.1 – Visão geral do sistema desenvolvido	82
Figura 6.2 – Processo de mapeamento das informações úteis ao PIA	83
Figura 6.3 – Fluxograma simplificado do funcionamento do processador de alarmes operando em tempo real.....	86
Figura 6.4 – Esquema de proteção de uma linha de transmissão de 230 kV	90
Figura 6.5 – Esquema de proteção de um transformador de três enrolamentos.....	95
Figura 6.6 – Esquema de proteção de uma barra de 230 kV	98
Figura 6.7 – Esquema de proteção de gerador síncrono de 13.8 kV	100
Figura 6.8 – Esquema de proteção de banco de capacitores	103
Figura 6.9 – SEP utilizado para demonstrar a modelagem dos eventos.....	106
Figura 7.1 – Sistema de geração e transmissão da CEEE	111
Figura 7.2 – Topologia inicial do sistema teste.....	112
Figura 7.3 - Final da manutenção no disjuntor 52-4 da SE PPE (DDC ₄₉)	118
Figura 7.4 – Curto-circuito na linha de transmissão PPE-2UITA1	118
Figura 7.5 - Restabelecimento do sistema elétrico.....	119
Figura 7.6 - Falta no barramento principal da SE NSR	120
Figura 7.7 – Locais do SEP onde as faltas foram simuladas	121
Figura 7.8 – Cenário pós-falta do evento 2	124
Figura 7.9 – Cenário pós-falta do evento 3	126
Figura 7.10 – Cenário pós-falta do evento 4	128
Figura 7.11 – Cenário pós-falta do evento 5	131
Figura 7.12 – Cenário pós-falta do evento 6	134
Figura 7.13 – Cenário pós-falta do evento 7	135
Figura 7.14 – Cenário pós-falta do evento 8	138
Figura 7.15 – Cenário pós-falta do evento 9	141

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

20/20C	Válvula de alívio de pressão
21	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
26	Dispositivo térmico de proteção do equipamento
27	Relé de subtensão
40	Relé contra perda de excitação
41	Disjuntor de campo
46	Relé de sequência negativa
49	Relé térmico do transformador
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
52	Disjuntor de corrente alternada
59	Relé de sobretensão
60	Relé de desbalanço de tensão
61	Relé de desbalanço de corrente
62BF	Proteção contra falha de disjuntor
63	Relé de Buchholz
64R	Relé de proteção de terra do rotor
64S	Relé de proteção de terra do estator
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro
79	Relé de religamento em corrente contínua
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
87GT	Relé diferencial do grupo gerador-transformador
87L	Relé diferencial da linha de transmissão
ALM	Lista de alarmes cadastrados no processador de alarmes
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto nacional americano de padrões)
AT	Autotransformador
B	Barra
BC	Banco de capacitores
CA	Corrente alternada
CB	Disjuntor
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEEE-GT	CEEE Geração e Transmissão
CHA	Subestação Charqueadas
CIN	Subestação Cidade Industrial
CNA2	Subestação Canoas 2
COS	Centro de Operação do Sistema

DDC	Lista de dispositivos de chaveamento
DEC	Duração Equivalente de Continuidade
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DIG	Lista de seções desligadas
DLS	Lista de dispositivos lógicos seccionadores
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DS	Dispositivo lógico seccionador
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de gerenciamento de energia)
EQP	Lista de equipamentos
F	Classificação de falta no equipamento
FD	Classificação de falta externa ao equipamento em direção a uma SE
FE	Classificação de falta externa ao equipamento
FEC	Frequência Equivalente de Continuidade
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FO	Função objetivo
GPS	<i>Global Positioning System</i> (Sistema de posicionamento global)
GRA2	Subestação Gravataí 2
GUA2	Subestação Guaíba 2
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão eletrotécnica Internacional)
IED	<i>Intelligent electronic device</i> (dispositivo inteligente eletrônico)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de engenheiros eletricitistas e eletrônicos)
LIV2	Subestação Livramento 2
LT	Linha de transmissão
MAS	<i>Multiagent Systems</i> (Sistemas multiagentes)
MIP	<i>Mixed-integer programming</i> (Programação inteira mista)
NSR	Subestação Nova Santa Rita
ONS	Operador Nacional do Sistema
PEDA	<i>Protection Engineering Diagnostic Agents</i>
PIA	Processador inteligente de alarmes
PIB	Programação inteira binária
PL	Programação linear
PNS	Proteção não-seletiva
PP	Proteção principal
PPE	Subestação Polo Petroquímico
PDSE1	Proteção não-seletiva em direção da subestação 1
PDSE2	Proteção não-seletiva em direção da subestação 2
POTT	<i>Permissive overreach transfer trip</i> (Transferência de disparo permissivo por sobrealcance)
PRL	Proteção de retaguarda local
PRR	Proteção de retaguarda remota
PAL9	Subestação Porto Alegre 9
PEL3	Subestação Pelotas 3
PS	Proteção seletiva
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i> (Enxame de partículas)
PUTT	<i>Permissive underreach transfer trip</i> (Transferência de disparo permissivo por subalcance)
QUI	Subestação Quinta

RAM	<i>Random access memory</i> (Memória de acesso aleatório)
RDP	Registrador digital de perturbações
RNP	Representação nó-profundidade
SAGE	Sistema Aberto de Supervisão e Controle
SBA	Secção de barra A
SBB	Secção de barra B
SBP	Secção de barra principal
SBPT	Secção de barra de transferência
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistema de supervisão e aquisição de dados)
SCH	Subestação Scharlau
SCH2	Subestação Scharlau 2
SCP	<i>Set covering problem</i> (Problema de recobrimento de conjuntos)
SE	Subestação
SEP	Sistema elétrico de potência
SF6	Hexafluoreto de enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOE	<i>Sequence of events</i> (Sequência de eventos)
SOTF	<i>Switch onto Fault</i> (Energização sob falta)
SWI	Chave seccionadora
TAG	Palavra-chave
TPR	Alarme de operação da teleproteção
TR	Transformador
UITA	Usina hidrelétrica de Itaúba
UG	Unidade geradora
UPME	Usina termelétrica de Presidente Médici
UTR	Unidade terminal remota
VAI	Subestação Venâncio Aires
WAN	<i>Wide Area Network</i> (Rede de longa distância)

LISTA DE SÍMBOLOS

Capítulo 3 – Configurador de Redes

a_h	Alarme h
c	Estado do dispositivo lógico seccionador (aberto ou fechado)
d_i	Dispositivo de chaveamento l
e_k	Dispositivo lógico seccionador (aresta k)
h	Índice de alarme
i	Índice de equipamento
j	Índice de equipamento
k	Índice de dispositivo lógico seccionador
l	Índice de dispositivo de chaveamento
m	Número de equipamentos (vértices)
n	Número de dispositivos lógicos seccionadores (arestas)
p	Número de alarmes
q	Número de dispositivos de chaveamento
v_i	Equipamento (vértice i)
v_j	Equipamento (vértice j)
A	Conjunto de alarmes
$AS(v_i)$	Conjunto de alarmes associado ao equipamento v_i
D	Conjunto de dispositivos de chaveamento
E	Conjunto de dispositivos lógicos seccionadores (arestas)
$ES(v_i)$	Conjunto de dispositivos lógicos seccionadores associado ao equipamento v_i
$ES'(d_i)$	Conjunto de dispositivos lógicos seccionadores associado ao dispositivo de chaveamento d_i
G	Grafo
$SDS(e_k)$	Conjunto de dispositivos de chaveamento associado a dispositivo lógico seccionador e_k
V	Conjunto de equipamentos (vértices)
$VS(a_h)$	Conjunto de equipamentos associado ao alarme a_h

Capítulo 4 – Método de Bayes

21-1	Alarme de <i>trip</i> da unidade instantânea do relé 21
21-2s	Alarme de partida da unidade temporizada do relé 21
21-2t	Alarme de <i>trip</i> da unidade temporizada do relé 21
CB1	Alarme de operação do disjuntor CB1
e	Padrão de evento
i	Índice de evento
j	Índice de evento
m	Número de alarmes monitorados
n	Número de padrões de eventos
A	Evento A
A_f	Probabilidade do alarme falho
A_s	Probabilidade do alarme falso
B	Evento B
E	Conjunto de padrões de evento

H	Conjunto de alarmes reportados em tempo real no SCADA
O_c	Probabilidade do alarme ser verdadeiro
P	Probabilidade de ocorrência de um evento
$ $	“condicionado por”

Capítulo 5 – Modelo de Programação Inteira Mista

a	Alarme
b	Vetor coluna t -dimensional (exemplo de MIP)
c	Vetor linha u -dimensional (exemplo de MIP)
c_n	Custo associado a cada cobertura (exemplo de SCP)
d	Vetor linha v -dimensional (exemplo de MIP)
e	Evento associado ao funcionamento da proteção do sistema
f	Alarme falho
i	Índice de evento
j	índice de alarme
k	Índice de evento
l	Índice do conjunto L (exemplo de SCP)
n	Índice do conjunto N (exemplo de SCP)
n_a	Número total de alarmes
n_e	Número total de eventos
n_{ep}	Número total de eventos possíveis
n_L	Número de elementos em L (exemplo de SCP)
n_N	Número de variáveis em N (exemplo de SCP)
q	Coeficiente que determina a participação de S_n (exemplo de SCP)
t	Coeficiente de dimensão genérica (exemplo de MIP)
u	Coeficiente de dimensão genérica (exemplo de MIP)
v	Coeficiente de dimensão genérica (exemplo de MIP)
s	Alarme falso
ve_i	Custo associado ao evento e_i
x	Variável binária (exemplo de SCP)
w	Vetor coluna u -dimensional das variáveis reais (exemplo de MIP)
z	Vetor coluna v -dimensional das variáveis inteiras (exemplo de MIP)
A	Conjunto de alarmes reportados
A_i	Conjunto de índices dos alarmes associados ao evento i
Ae_i	Conjunto de alarmes associados ao evento e_i
A_S	Conjunto de todos os alarmes
C	Relação entre causas e efeitos
C_A	Conjunto de A_i , que contenha um alarme, ao menos, presente em A
D	Conjunto de distúrbios
E	Evento ou combinação de eventos que justificam A
E_j	Conjunto de índices dos eventos associados ao alarme j
E_S	Conjunto de padrões de evento
F	Matriz t por u (exemplo de MIP)
G	Matriz t por v (exemplo de MIP)
I	Conjunto de índices dos eventos
J	Conjunto de índices dos alarmes
L	Conjunto de elementos de um problema genérico (exemplo de SCP)
M	Conjunto de manifestações
M_i	Cardinalidade de A_i

M^+	Subconjunto contido e distinto de M
P	Matriz que mostra a relação entre eventos com alarmes
S	Possível cobertura de L (exemplo de SCP)
N	Conjunto de variáveis (exemplo de SCP)
Q	Matriz de incidência (exemplo de SCP)
W_1	Coeficiente relativo à participação de alarmes falsos na função objetivo
W_2	Coeficiente relativo à participação de v_{e_i} na função objetivo
W_3	Coeficiente relativo à participação de eventos na função objetivo
\rightarrow	Relação entre o evento e_i e o conjunto de alarmes A_i

LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A - Lista de alarmes do sistema parcial de potência da CEEE	152
APÊNDICE B - Padrões de evento utilizados para os testes.....	159
APÊNDICE C - Diagnóstico de eventos-padrão.....	166
APÊNDICE D - Relatórios do <i>CPLEX</i> para as simulações de falta.....	168

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Considerações gerais	21
1.2	Objetivos	22
1.3	Motivação	23
1.4	Estado-da-arte	24
1.5	Estrutura do trabalho	30
2	ESTIMAÇÃO DA SECÇÃO EM FALTA	31
2.1	Considerações gerais	31
2.2	Definição do problema	31
2.3	Processador de alarmes	33
2.4	Diagnóstico de falta em nível de centro de controle e operação	36
2.5	Descrição das informações empregadas para o diagnóstico de falta	37
2.6	Considerações finais	39
3	CONFIGURADOR DE REDES CUSTOMIZADO PARA O PROBLEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA	40
3.1	Considerações gerais	40
3.2	Introdução	40
3.3	Grafo	42
3.4	Modelagem e aplicação da estrutura de dados	43
3.4.1	Descrição da estrutura de dados	45
3.4.2	Formato dos dados de entrada e saída	48
3.4.3	Armazenamento dos dados	49
3.4.4	Procedimento para determinar a região atingida pelo desligamento	50
3.4.5	Inicialização das estruturas	50
3.5	Considerações finais	51
4	CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EM NÍVEL DE EQUIPAMENTO	52
4.1	Considerações gerais	52
4.2	Visão geral do processo de diagnóstico de falta	52
4.3	Probabilidade condicional e o Teorema de Bayes	54
4.4	Aplicação do Método de Bayes para classificação de eventos	55
4.4.1	Aplicação do Método de Bayes em uma linha de transmissão	57
4.5	Considerações finais	63
5	MODELO DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA MISTA PARA DIAGNÓSTICO DE FALTAS	64
5.1	Considerações gerais	64
5.2	Princípios da modelagem matemática	64
5.2.1	Problema de Recobrimento de Conjuntos	66
5.2.2	Teoria Parcimoniosa aplicada aos problemas de diagnóstico	67
5.3	Modelo matemático para o diagnóstico de falta	68
5.3.1	Formalização do modelo	68
5.3.2	Exemplo numérico	74
5.3.3	Software para a resolução de problemas de programação inteira	79
5.4	Considerações finais	80
6	METODOLOGIA PROPOSTA	81

6.1	Considerações gerais	81
6.2	Visão geral do processador de alarmes	81
6.2.1	Bloco de leitura e mapeamento dos alarmes reportados.....	82
6.2.2	Funcionamento do processador inteligente de alarmes	85
6.3	Modelagem da lógica de operação da proteção de equipamentos	87
6.3.1	Linhas de transmissão	89
6.3.2	Transformadores	94
6.3.3	Barras	97
6.3.4	Geradores síncronos	100
6.3.5	Banco de capacitores	103
6.3.6	Disjuntores.....	105
6.4	Modelagem da lógica de operação da proteção do SEP	105
6.5	Considerações finais	109
7	RESULTADOS E DISCUSSÕES	110
7.1	Considerações gerais	110
7.2	Desempenho do configurador de redes	112
7.3	Diagnóstico de faltas	120
7.3.1	Evento 1 - Defeito no disjuntor LIV2BAG21XCBR5212.....	123
7.3.2	Evento 2 - Falta no gerador UPMEUG2	123
7.3.3	Evento 3 - Falta no gerador UPMEUG2 resultando em desligamento completo da geração na usina UPME	125
7.3.4	Evento 4 - Falta na barra NSR-2SBP	128
7.3.5	Evento 5 - Falta na LT PPE-NSR-1	131
7.3.6	Evento 6 - Falta no banco de capacitores QUI-BC1	133
7.3.7	Evento 7 - Falta no transformador SCH-TR3.....	135
7.3.8	Evento 8 - Falta na LT CIN-PEL31	137
7.3.9	Evento 9 - Faltas simultâneas na LTs PEL3CIN-2 e PPE-NSR-1	140
7.4	Considerações finais	144
8	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	145
8.1	Conclusões	145
8.2	Sugestões para trabalhos futuros	146
REFERÊNCIAS		147
APÊNDICES		152

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações gerais

Em virtude do crescimento econômico do Brasil, a demanda de energia elétrica cresce numa taxa maior que o aumento da capacidade instalada no país. Esse crescimento de carga leva o sistema elétrico de potência (SEP) a operar próximos aos seus limites, impondo requisitos mais rígidos de redução de tempo de restauração e indisponibilidade dos equipamentos visando preservar a estabilidade do sistema. Para atender esses critérios, os sistemas de proteção devem ser aprimorados com a inclusão de rotinas automatizadas de processamento de dados que auxiliem a tomada de decisão do operador do sistema elétrico.

A rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) deve atender aos critérios estabelecidos nos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS regulamenta que cada instalação que compõe o sistema de potência, com seus respectivos componentes integrantes – linhas de transmissão (LT), barramentos e equipamentos – deve apresentar, individualmente, características técnicas adequadas. 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.

O desenvolvimento de novas tecnológicas aperfeiçoa o uso de manutenção preditiva, preventiva e corretiva na rede e, conseqüentemente, aumenta a disponibilidade dos equipamentos. O advento de ferramentas computacionais capazes de realizar a análise automática de distúrbios em tempo real a partir dos alarmes reportados durante a falta proporciona maior confiabilidade e garantia na execução das ações realizadas pelo centro de operação do sistema (COS). Entre as ferramentas empregadas com o escopo de auxiliar o operador do COS na tomada de decisão em cenários de contingências pode se citar: o processador de alarmes, diagnóstico de faltas, localizador de faltas, reconfigurador topológico, restauração do sistema e análise pós-morte. Atualmente, 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, onde os operadores tem acesso às informações e podem executar as ações operacionais e de controle.

Sistemas de proteção são fundamentais para a segurança elétrica e são responsáveis por detectar ocorrências de distúrbio e agir apropriadamente, de modo a isolar as áreas defeituosas e evitar danos aos consumidores e à empresa fornecedora. Requisitos de proteção visam limitar esse impacto, reduzindo a extensão do desligamento e o tempo de restabelecimento da área desligada.

Durante grandes contingências, o operador precisa interpretar um grande conjunto de alarmes recebidos na sala de controle e, a partir deles, estimar a seção em falta para então executar as ações corretivas para reestabelecimento do serviço no menor intervalo de tempo possível. Essa é uma tarefa vital e complexa e, ainda hoje, altamente dependente do desempenho do ser humano. De forma a atender os requisitos mínimos de operação, se faz necessário implementar sistemas inteligentes que auxiliem o operador na interpretação de informações decorrentes da falta com o objetivo de otimizar a solução encontrada para contornar, ou corrigir, o defeito e reduzir o tempo total de reestabelecimento.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo principal propor uma metodologia para auxiliar operadores de centros de controle e operação na tarefa de interpretar alarmes provenientes do sistema SCADA e estimar a seção em falta em sistemas de potência. Dentro desse objetivo, procura-se desenvolver os módulos necessários para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que contemple as funcionalidades de um processador inteligente de alarmes voltado para o diagnóstico de faltas.

Como objetivos específicos, este trabalho visa:

- Propor uma estrutura de dados para o tratamento de mudanças topológicas em um sistema de potência com o objetivo de interligar o SCADA ao processador de alarmes;
- Desenvolver uma metodologia para diagnóstico de faltas divididas em análise em nível de equipamento e em nível de sistema;
- Utilizar um método para classificação de eventos baseado no Teorema de Bayes que não requeira dados estatísticos da atuação da proteção;

- Formular um modelo de programação inteira mista (MIP) para o problema de estimação de secção em falta, levando em consideração a Teoria de Recobrimento Parcimoniosa e a hierarquização de possíveis múltiplas soluções;
- Efetuar testes computacionais em um sistema real de geração e transmissão de energia elétrica.

1.3 Motivação

O crescente aumento da demanda global por energia elétrica implica na expansão e modernização dos atuais sistemas elétricos de potência. Inevitavelmente, são esperados investimentos na construção de novas usinas geradoras e sistemas de transmissão a fim de aumentar a interconexão e capacidade dos sistemas de potência, e substituição de sistemas antigos de monitoramento e proteção para atender os requisitos cada vez mais rígidos quanto a índices de continuidade e conformidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica.

Por outro lado, a modernização do sistema elétrico requer o desenvolvimento e atualização de ferramentas computacionais para contemplar problemas que outrora não existiam. A utilização mais ampla de dispositivos inteligentes eletrônicos (*Intelligent Electronic Devices*, IEDs) e o aumento no número de dispositivos monitorados elevam a gama de alarmes reportados durante contingências decorrentes de uma falta. Esses alarmes devem ser analisados por operadores humanos na tentativa de determinar quais equipamentos foram afetados e as ações requeridas para o reestabelecimento do serviço. Considerando a possibilidade de falhas e ajustes errôneos de dispositivos de proteção, falhas na rede de comunicação e a escassez de profissionais especializados em operar o sistema, a dificuldade chega a tal ponto de complexidade que o ser humano não tem capacidade de responder satisfatoriamente em tempo hábil.

Neste novo cenário que se desenha, o desenvolvimento de novas tecnologias tem papel de destaque e o uso de ferramentas inteligentes passou a ser obrigatório para que as empresas não sejam punidas por descumprir metas estipuladas pelo órgão que regula o setor elétrico. O número crescente de publicações nas áreas de estimação de secção de falta e processamento de alarmes, em conjunto com a

inexistência de um *software* consolidado, e comprovadamente eficaz, no mercado indicam que, ainda, existem desafios relacionados à análise automática de distúrbios. O desenvolvimento de uma metodologia para auxiliar o operador na interpretação de alarmes e diagnóstico de falta é a motivação principal desta dissertação.

1.4 Estado-da-arte

Ao longo das últimas duas décadas, um grande número de ferramentas e técnicas foi desenvolvido para automatizar a análise das informações da rede elétrica e auxiliar os engenheiros com informações explícitas relacionadas à operação do sistema de potência (DAVIDSON et al., 2006). Considerando os métodos mais encontrados na literatura com potencial para aplicações práticas, é possível agrupá-los em três categorias: sistemas especialistas, redes neurais artificiais e métodos baseados em métodos analíticos (GUO et al., 2010a).

A aplicação de redes neurais artificiais para a estimação de seção em falta tem gerado diversas discussões e publicações recentemente. Entretanto, alguns problemas permanecem não resolvidos em aplicações práticas, como a lenta convergência na etapa de treinamento da rede, a dificuldade na obtenção de um número suficiente de padrões de treinamento e determinação dos parâmetros da rede e, por fim, a necessidade de retreinamento da rede quando houver modificações topológicas no sistema de potência (HE et al., 2009).

O método proposto por Cardoso Jr., Rolin e Zürn (2008) consiste em empregar as redes neurais para a modelagem da filosofia de proteção utilizada pelos componentes do sistema elétricos com o objetivo de classificar o tipo de falta de acordo com valores binários de alarmes relatados. Um configurador de redes foi utilizado para identificar a topologia de rede desligada e gerar uma lista de suspeitos, na qual é aplicado um sistema especialista para complementar as respostas obtidas pelas redes neurais e, por fim, determinar a seção em falta. Este trabalho se destaca também, pois é a publicação relevante mais recente que faz uso de sistemas especialistas.

A utilização das redes neurais artificiais para estimação de seção em falta também foi empregada por Fonseca et al. (2012) agregando a funcionalidade de detecção de falhas de dispositivos de proteção. A metodologia é fundamentada na

conversão dos sinais lógicos referentes ao estado de alarmes reportados para valores percentuais que servirão como entrada das redes neurais. A técnica permite que um mesmo conjunto de redes neurais possa ser treinado e aplicado para diferentes sistemas de potência.

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. A veracidade do evento é avaliada a partir de inferências *fuzzy*, e assim realizar o diagnóstico da contingência indicando a seção em falta e falha de dispositivos de proteção.

Chen, Tsai e Lin (2011) estenderam a aplicação do algoritmo proposto por Chen (2011) para diagnosticar faltas em níveis de distribuição e transmissão. A presente abordagem representa a filosofia de proteção num grafo melhorado através de nós virtuais e operações matriciais para tratar as redes causa-efeito derivados de sistemas de transmissão. O novo algoritmo também se distingue por empregar lógica booleana, ao invés de *fuzzy*, para estimar a seção em falta com uma ou múltiplas faltas, inclusive em ocorrências com falha de operação de relés e disjuntores.

De maneira geral, os métodos de otimização podem ser divididos em dois tipos de algoritmos: exatos e heurísticos. A diferença elementar entre ambos reside no fato que algoritmos exatos são concebidos com o intuito de garantir que solução ótima será encontrada numa quantidade finita de tempo. Heurísticas não possuem essa garantia, e por esse motivo não necessariamente retornam uma solução ótima. Justamente por esse motivo, algoritmos exatos não precisam localizar a solução ótima no espaço de soluções através de testes de otimalidade (BLUM; ROLI, 2003). Para executar os testes, algoritmos exatos devem examinar exhaustivamente cada solução no espaço de soluções, a menos que ele explicitamente determine a desnecessidade da examinação.

Em pesquisas recentes, modelos analíticos de otimização têm sido desenvolvidos para o processamento de alarmes. Guo et al. (2010a) formulou o problema como um problema de programação inteira incluindo o mal funcionamento de dispositivos de proteção na função objetivo em função da área desligada da rede

elétrica, e utilizando uma busca tabu para a resolução do modelo. Um software para diagnóstico de falta baseado no modelo proposto foi desenvolvido e colocado em operação no sistema de potência em Guangdong, China. Numa continuação desse trabalho, Guo et al. (2010b) incluiu restrições lógicas temporais no modelo analítico descrito anteriormente para relacionar alarmes com sequências de eventos. A metodologia possibilita estimar a relação temporal de ocorrências agrupando os alarmes relatados com diferentes eventos.

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 numa etapa de pré-processamento de dado 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.

Diversas metodologias para o tratamento de alarmes e estimação de seção em falta em sistemas de potência e estudos comparativos entre os métodos, apontando vantagens e desvantagens, podem ser encontradas na literatura. No entanto, a aplicação dessas técnicas em sistemas elétricos modernos que considerem os novos protocolos de comunicação e a substituição de dispositivos eletromecânicos por componentes digitais tem sido pouco relatada na literatura. Wei et al. (2011) propuseram uma nova sistemática incluindo dois módulos lógicos para processamento de alarmes que operam em paralelo numa plataforma online. O sistema foi desenvolvido para classificar os alarmes de acordo com a norma IEC 61850 e foi aplicado com sucesso na subestação digital Xingguo, a primeira construída na China. O protocolo IEC 61850 foi desenvolvido com fins de interoperabilidade e compartilhamento de informações entre os IEDs, proporcionando um método de mapeamento único para cada elemento do sistema.

Segundo Blum e Roli (2003), desenvolver um método exato eficiente não é uma tarefa trivial, inclusive para problemas relativamente fáceis. Esse fator, aliado à

impraticabilidade da busca exaustiva, dentro de um tempo hábil, tornam atrativo o desenvolvimento de heurísticas para a resolução de problemas combinatoriais em tempo real. Heurísticas podem alcançar soluções similares às obtidas por métodos analíticos numa fração de tempo computacional para grandes problemas de otimização.

O emprego de metaheurísticas no tratamento de alarmes em sistemas de potência tem sido motivo de pesquisa a partir de Wen et al. (1995), trabalho no qual foi desenvolvida uma metodologia que utiliza o algoritmo genético. Desde essa primeira contribuição, todo ano são publicados novos artigos empregando novas metaheurísticas de otimização e, invariavelmente, os autores anunciam que os resultados obtidos são superiores aos anteriormente encontrados na literatura.

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. Os algoritmos genéticos foram introduzidos por Holland (1975) e imitam os princípios básicos da reprodução e seleção natural de indivíduos, possibilitando trabalhar simultaneamente com um conjunto de soluções possíveis (população), em vez de tratar uma solução por vez, como no caso de muitas técnicas tradicionais de programação matemática (ALTIPARMAK *et al.*, 2006). A Busca Tabu, conhecida na literatura inglesa como *Tabu Search*, é um método de otimização para busca local originada nos trabalhos de Glover (1986), cujo funcionamento se baseia na busca na vizinhança até que critérios de parada sejam satisfeitos. Através de resultados comparativo com um algoritmo tradicional, Lin et al. (2010) obteve desempenho superior considerando o tempo médio de convergência para cenários com múltiplas faltas simultâneas.

Bedekar, Bhide e Kale (2011) apresentaram uma metodologia para 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 utilizando os alarmes relatados de disjuntores e relés de proteção. Para treinar a rede neural, os autores determinaram, de maneira

heurística, que o número de padrões necessários é equivalente ao dobro do número de seções existentes na rede elétrica.

Muitas metaheurísticas inspiradas em diversos processos naturais têm sido desenvolvidas e aplicadas para a resolução do problema de estimação de seção em falta (GUAN; KEZUNOVIC, 2009). Essa linha de pesquisa é conhecida como computação bioinspirada e tem recebido críticas da comunidade científica devido ao fato desses métodos não possuírem inovações significativas a ponto justificar a criação de uma nova técnica de otimização (SÖRENSEN, 2012). O enxame de partículas (Particle Swarm Optimization, PSO) é empregado por He et al. (2012) para resolver uma reformulação do modelo utilizado por Wen, Chang e Srinivasan (1995). O novo tratamento do problema faz uma extensão do modelo original com o intuito de incluir na função objetivo os eventos de religamento e falha da proteção de disjuntores. Adicionalmente a essas modificações, foram incluídos fatores para classificar o grau de importância de cada variável da função objetivo, além de criar um fator para penalizar as contribuições de falha de operação de relés e disjuntores.

O algoritmo baseado em sistemas imunológicos artificiais foi utilizado por Leão, Pereira e Mantovani (2011) para a localização de faltas em sistemas de energia elétrica. No trabalho, é desenvolvido um modelo matemático composto pelas relações lógicas dos estados esperados dos dispositivos de controle e proteção e pelo modelo de programação binária irrestrita. O modelo lógico de atuação do sistema de proteção é empregado em todos os relés instalados no sistema e dependem da topologia do sistema e da filosofia de proteção empregada em cada equipamento da rede. O modelo de programação binária irrestrita é formulado utilizando a teoria de sistemas imunológicos artificiais onde a função objetivo mede a afinidade dos anticorpos (estados esperados de relés e disjuntores), e o antígeno referente aos alarmes reportados. O algoritmo imunológico é empregado para buscar a solução mínima do problema em cada geração.

Huang e Liu (2012) propõem um método baseado na otimização por colônia de abelhas, cujo algoritmo é inspirado no comportamento natural de forrageamento de abelhas para estimar a seção em falta. De acordo com as características da metodologia aplicada, o processo inicia com abelhas explorando aleatoriamente os campos de flores na busca de promissoras fontes de energia. Nessa metáfora, cada fonte de energia representa uma seção do sistema de potência suspeita de estar em contingência. As informações relevantes à qualidade (valor da função de aptidão) e

distância do alimentado encontrado são trazidas para a colmeia para análise e compartilhamento da informação com as demais abelhas, e assim definir se novas abelhas devem ser recrutadas, ou se a fonte de néctar será descartada.

A utilização de registradores digitais de perturbação (RDP) é prática comum em sistemas de geração. Esses equipamentos possuem a finalidade de monitorar níveis de tensão e corrente assegurando a confiabilidade do sistema de elétrico. Com o auxílio dos RDPs, engenheiros podem avaliar o desempenho do sistema de proteção e, se necessário, fazer novos ajustes para evitar disparos indevidos (MORETO; ROLIM; VARELA, 2009). Segundo Hossack et al. (2003), para efetuar o diagnóstico pós-falta, engenheiros de proteção analisam as informações de diversos dispositivos (SCADA, RDP, etc) que monitoram e controlam o sistema. A maioria desses dispositivos não possui sinergia no sistema, fato que exige a presença de profissionais experientes para realizar a organização dos dados de diversas fontes.

Para esse cenário que exige a integração das várias fontes de dados do sistema, Hossack et al. (2003) propuseram um solução utilizando sistemas multiagentes (MAS) para padronizar a comunicação e protocolos entre os módulos individuais chamados “agentes”. O sistema proposto integra as interpretações de alarmes do SCADA com os registros do RDP com o objetivo de apresentar os benefícios dessa nova tecnologia para a automatização do processo de análise de faltas.

Davidson et al. (2006) apresentaram os resultados da aplicação *online* de sistemas multiagentes para análise e tratamento do grande volume de informações operacionais associados ao SCADA e RDPs instalados num sistema de transmissão localizada no Reino Unido. O sistema multiagentes implementado, intitulado *Protection Engineering Diagnostic Agents* (PEDA), foi testado durante o período de 6 meses entre janeiro e junho de 2005. Nesse período foram tratados um total de 2 milhões de alarmes, tendo identificado e classificado corretamente 402 ocorrências de falta. A aplicação do PEDA indicou que a tecnologia MAS atingiu resultados significativos para a automatização completa da análise pós-falta, entretanto, ainda deve ser aperfeiçoada em termos de robustez para aplicações industriais.

1.5 Estrutura do trabalho

Esta dissertação foi estruturada em oito capítulos, incluindo a introdução. O capítulo 2 apresenta a definição e conceitos relacionados ao problema de estimação da secção em falta. Também são mostrados os aspectos relativos a resolução do problema e como vem sendo abordada com a finalidade de auxiliar o operador do centro de controle e operação na tomada de decisão.

O capítulo 3 justifica a necessidade de um configurador de redes customizado ao problema de diagnóstico. O capítulo descreve uma estrutura de dados elaborada para o tratamento de configurações topológicas com a finalidade de interligar o sistema SCADA com um processador de alarmes.

A fundamentação teórica da metodologia para reconhecimento de padrões e classificação de eventos em nível de equipamento é descrita no capítulo 4. O funcionamento do método é apresentado a partir de alarmes oriundos de evento hipotético ocorrido em uma linha de transmissão.

No capítulo 5 é apresentado o modelo de otimização desenvolvido para estimar a secção em falta. A formulação e o funcionamento passo a passo da metodologia é vista com detalhes através de um pequeno sistema teste.

O capítulo 6 apresenta o algoritmo proposto para a operação do processador de alarmes em tempo real. Uma revisão sobre proteção de sistemas elétricos e o procedimento para a modelagem de esquemas lógicos de funcionamento da proteção são vistos no capítulo.

Os resultados computacionais da aplicação da metodologia proposta em um sistema real de grande porte são vistos no capítulo 7. Os resultados obtidos por cada bloco do algoritmo proposto são discutidos individualmente e no todo.

Por fim, as conclusões obtidas ao longo do trabalho são apresentadas no capítulo 8, bem como sugestões para trabalhos futuros no assunto.

2 ESTIMAÇÃO DA SECÇÃO EM FALTA

2.1 Considerações gerais

Durante as contingências resultantes de curto-circuito em sistemas elétricos de potência, um grande volume de alarmes referentes à atuação de relés de proteção e disjuntores é recebido no centro de controle em intervalos reduzidos de tempo. Com base nessas informações, o operador deve interpretar e executar ações que visem reestabelecer o fornecimento do serviço no menor tempo possível. O presente capítulo define o problema de estimação da secção em falta em sistemas de potência e o modo como automatizar a análise dos alarmes e auxiliar o operador do centro de controle e operação na tomada de decisão.

2.2 Definição do problema

O sistema de potência consiste de diversas secções incluindo geradores, transformadores, barramentos, linhas de transmissão, etc. Cada uma dessas é protegida por esquemas próprios de proteção, cuja função é detectar o estado anormal do componente e mitigar os efeitos da falta no sistema elétrico. A proteção em si é efetuada por inúmeros dispositivos, na qual se destacam os relés de proteção e disjuntores, além de equipamentos de comunicação que auxiliam e aumentam a confiabilidade do sistema (ANDERSON, 1999).

A crescente demanda de energia elétrica condiciona os sistemas de potência a operarem próximos aos seus limites de capacidade. Para suprir essa demanda, são necessários investimentos na ampliação e melhoria da infraestrutura da rede elétrica como, por exemplo, a construção de novas usinas geradoras e a substituição de equipamentos antigos. Esse fato, aliado à necessidade de requisitos mais rígidos quanto à indisponibilidade dos equipamentos visando preservar a integridade operativa do sistema, torna imprescindível a existência de ferramentas computacionais que monitorem e protejam o sistema elétrico. Para melhorar a confiabilidade da rede, Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control and Data Acquisition*, SCADA) são utilizados para monitorar e supervisionar os dispositivos do sistema, podendo fornecer informações detalhadas e em tempo

real sobre as condições da rede. O SCADA é composto por uma arquitetura computacional conectada aos IEDs e é integrado em todos os níveis de controle existentes na rede elétrica.

Quando ocorre uma falta em uma determinada secção, é indispensável que os limites de impacto do desligamento sejam minimizados e o restabelecimento da área afetada seja o mais breve possível. A identificação do segmento ou equipamento em falta deve ocorrer a partir de informações fornecidas pelos dispositivos de proteção e é conhecida como estimação da secção em falta (LUO; KEZUNOVIC, 2009).

No Brasil, as distribuidoras são avaliadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica. Entre estes, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se os indicadores de continuidade coletivos: 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). A ANEEL exige que distribuidoras atinjam essas metas, caso contrário ficam sujeitas a multas.

Na prática, os dados da rede são traduzidos através de alarmes cadastrados no SCADA e se referem a pontos supervisionados da rede, podendo estes serem de natureza elétrica ou não. De maneira sucinta, significa dizer que a atuação de cada dispositivo cadastrado no banco de dados do SCADA resultará numa mensagem de alarme enviada para o centro de controle do sistema para posterior análise do distúrbio por operadores ou por um processador inteligente de alarmes.

Durante grandes contingências em virtude de faltas, são esperados que surjam sinalizações relacionadas à atuação de relés e operação de disjuntores, além de alarmes referentes a serviços e equipamentos supervisionados. No entanto, até pela característica do desligamento, é comum que existam inúmeros alarmes de dispositivos que falham ou atuam indevidamente. Em conformidade com o descrito acima, é possível afirmar que um grande desligamento resultará num grande volume de mensagens de alarmes enviados ao centro de controle e operação através do SCADA (CARDOSO Jr.; ROLIM; ZÜRN, 2004).

Após a ocorrência do distúrbio e consequente sinalização no SCADA, o operador necessita selecionar as mensagens mais relevantes e extrair uma conclusão a partir dos dados disponíveis, e agir apropriadamente de modo a restabelecer o sistema ao seu estado seguro de operação. Na situação de recebimento de um grande número de alarmes, a análise de forma manual pode se tornar deficiente devido às limitações de tempo e recursos humanos, além da ocorrência de eventos que ficam sem o adequado diagnóstico. Por exemplo, em salas de controle não automatizadas, costumam ser analisadas somente faltas relacionadas à operação do sistema de proteção. Os demais registros, por exemplo o aumento da temperatura do óleo e níveis de corrente em transformadores, mesmo que evidenciem um defeito evolutivo, podem passar despercebidos até que uma falta grave chame a atenção dos especialistas (RODRIGUES et al., 2010).

Dados históricos obtidos junto a concessionária inglesa de energia, SP PowerSystems, referente a um grande desligamento decorrente de intempéries em 2002 foram relatados em Davidson et al. (2006), e evidenciam a necessidade de um processador automático para tratamento do grande número de informações reportadas de forma mais detalhada e sem a necessidade de intervenção humana. No total, foram analisados registros do SCADA e de RDPs num período de 24 horas e identificados 166 eventos, gerando 15000 alarmes e 1650 registros de falta.

2.3 Processador de alarmes

O desenvolvimento de uma ferramenta computacional para diagnosticar e identificar a origem da falta em sistemas de potência de forma automática e em tempo real é uma tarefa desafiadora e de difícil resolução. Os maiores obstáculos para a aplicação do software num sistema real estão associados ao volume de informações, que é inerente da operação do sistema elétrico (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010).

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

- a) Problemas temporais associados à transmissão das informações desde a aquisição dos dados de inúmeros dispositivos localizados e distribuídos geograficamente no sistema elétrico até a produção de alarmes no centro

de controle e operação através de uma rede WAN (*Wide Area Network*). A falta de sincronização entre a fonte de dados e a recepção no centro de operação em conjunto com atribuição de tempo ao alarme no instante da produção pode ocasionar em diferenças cronológicas na ordem de alarmes;

- b) Inconsistência lógica de alarmes decorrente do fato da ordem cronológica estar incorreta. Esse tipo de inconsistência também pode estar vinculado à alteração de estado de um dispositivo para o mesmo estado que este já estava anteriormente, ou seja, ocorre uma sinalização no SCADA referente a uma variação de estado apesar de não haver qualquer atuação ou operação do dispositivo correspondente ao alarme. Além disso, atrasos no recebimento de determinados alarmes podem ocasionar em eventos desconhecidos ou incorretos.
- c) Informações incompletas devido à ausência de alarmes esperados num determinado instante ou a manifestações de mensagens não associadas à ocorrência.

Existem outros problemas, não diretamente ligados ao SCADA, que também dificultam o desenvolvimento da ferramenta computacional para estimação da secção em falta, podendo se citar:

- a) Mapeamento incorreto e redundância de alarmes cadastrados no banco de dados da concessionária de energia. Esse problema pode se propagar para leitura dos alarmes em tempo real com o surgimento de mensagens repetidas ou redundantes (JUNG et al., 2001);
- b) Incerteza das informações disponíveis ao operador devido a atuações incorretas de esquemas de proteção causadas por falhas na abertura de disjuntores, ajustes incorretos em parâmetros de relés resultando em desligamentos indevidos em virtude de problemas de oscilação de potência, sobretensão, etc.
- c) Informações corrompidas durante a transmissão de dados em razão de falhas na aquisição de dados, nos canais de comunicação e nas unidades terminais remotas (UTR), responsáveis pela concentração, envio e recebimento de dados de subestações para o centro de controle. Problemas em UTRs, invariavelmente implicam na perda completa de informações essenciais para análise do distúrbio;

- d) Os sistemas elétricos de potência costumam variar em tamanho e termos estruturais, podendo conter subestações modernas constituídas de diversos dispositivos inteligentes interligados através do novo protocolo de comunicação IEC-61850 (WEI, L. et al, 2011), coexistindo com subestações antigas que não possuem registro de sequência de eventos.
- e) Dificuldade em modelar filosofias de proteção de acordo com os alarmes disponibilizados ao operador do sistema. Essa adversidade é contornável em alguns casos se houver engenheiros de proteção com experiência no sistema elétrico protegido com capacidade de passar esse conhecimento para o programa. A experiência do operador é obtida na prática, com base em eventos já ocorridos no sistema. No entanto, a rede elétrica pode sofrer distúrbios de incalculáveis formas, não sendo possível um operador deter todo o conhecimento comportamental do sistema de proteção.
- f) Cada setor do SEP requer um tipo de análise específica de falta devido à diferença de disponibilidade de informação. Os requisitos funcionais se diferenciam em quatro categorias, dependendo de sua abrangência: subestação, entre várias subestações, o sistema da concessionária, e múltiplos sistemas de potência interligados;
- g) Conservadorismo na utilização de novas tecnologias no centro de controle pela maioria dos operadores (RODRIGUES et al., 2010).

Tendo conhecimento das dificuldades associadas ao processo de diagnóstico de falta é de fácil compreensão a necessidade de um módulo computacional que trate as informações dos alarmes e que não seja susceptível a ruídos. A função de um Processador Inteligente de Alarmes (PIA) é agrupar, selecionar e apresentar ao operador apenas os alarmes mais importantes (FU et al. 1995). De maneira geral, é esperado que o processador de alarmes tenha robustez para alcançar os seguintes objetivos (GUAN; KEZUNOVIC, 2009; STAHLHUT; HEYDT; CARDELL, 2008; MU et al., 2012):

- a) Agrupar eventos de acordo com a ordem cronológica de alarmes;
- b) Habilidade em lidar com fluxo contínuo de alarmes;
- c) Filtrar alarmes redundantes e que não condizem com o evento;
- d) Habilidade para tratar incertezas decorrentes do mau funcionamento de dispositivos de proteção;
- e) Gerar um único diagnóstico através de uma relação de causa-efeito;

- f) Automatizar o processo para obter respostas rapidamente;
- g) Reconhecer os diferentes esquemas de proteção empregados no sistema de potência;
- h) Adaptabilidade a mudanças topológicas da rede elétrica;
- i) Identificar a importância, gravidade ou impacto de um determinado evento;
- j) Fornecer informação gráfica e numérica de forma concisa de fácil interpretação.

A necessidade de um processador de alarmes vem sendo objeto de estudo desde meados de 1960. Desde então, inúmeros algoritmos têm sido desenvolvidos e incorporados em modernos Sistemas de Gerenciamento de Energia (*Energy Management System*, EMS). Alarmes possuem características de informar e alertar o operador as modificações ocorridas no sistema elétrico, e devido a isso, é natural que surjam técnicas de inteligência artificial para tratar e inferir diagnósticos mais precisos de ocorrências (STAHLHUT; HEYDT; CARDELL, 2008).

2.4 Diagnóstico 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 de faltas aos operadores destas unidades específicas. Neste caso, o sistema que estima a secção em de falta é integrado ao sistema SCADA local da subestação (LEÃO, 2011).

Atualmente, os sistemas de potência são operados a partir do centro de operações centralizado através do SCADA. O sistema supervisor é a fonte de dados da rede e é utilizado no COS como critério para manter o sistema de potência operando dentro de faixas seguras de estabilidade. Além das informações temporais de dispositivos da rede, é comum encontrar ferramentas mais sofisticadas integradas ao SCADA para auxiliar operadores, como cálculo de fluxo de potência, estimador de estado, etc., e implementados numa interface homem-máquina que facilita a leitura das informações relevantes (MALHEIRO et al., 2005).

Os sistemas de gerenciamento de energia (EMS) devem possuir algum tipo de processamento de alarmes para alertar o operador sobre variáveis de rede que não estejam no estado normal de operação e que podem afetar a integridade do

sistema de potência. Em um relatório do *Electric Power Research Institute (EPRI)*, foram definidas as ações requeridas do operador quando um alarme for relatado:

- 1) O operador deve estar ciente do alarme recebido;
- 2) Determinar o evento que causou o alarme;
- 3) Analisar as consequências do evento;
- 4) Analisar a sequência de eventos ocasionada pelo alarme;
- 5) 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 curto de forma a restaurar o sistema mais rapidamente.

2.5 Descrição das informações empregadas para o diagnóstico de falta

O SCADA é a fonte de dados mais amplamente utilizada por concessionárias para monitorar e controlar os sistemas de potência. Geralmente, os operadores utilizam informações sobre os estados de relés de proteção e disjuntores para diagnosticar eventuais faltas (CARDOSO Jr., 2003). Essas informações são disponibilizadas por meio de alarmes, podendo definir cada um destes a partir de sua finalidade: alarme é uma mensagem que descreve uma anomalia no sistema e que exige a atenção do operador.

Alarmes são gerados a partir de dispositivos que monitoram e controlam as condições operativas do sistema elétrico, e estão relacionadas ao estado operativo de disjuntores e equipamentos de proteção, além de medições de grandezas físicas da rede como tensão, corrente e frequência (PIRES, 2010). Alarmes também podem ser gerados para garantir segurança durante a manutenção de equipamentos da rede e, mais recentemente, para alertar o operador de implicações econômicas associadas à operação do sistema. É possível um alarme reportado com baixo índice de prioridade em termos elétricos tenha um grande impacto econômico para a operação do sistema. Por exemplo, a saída de operação de uma unidade geradora possui um custo maior para a concessionária que a perda de uma linha de transmissão (LT), logo os alarmes de geradores possuem um impacto econômico

maior do que os vistos em LTs. A identificação do impacto econômico de eventos pode alterar a forma como operadores corrigem distúrbios e, dessa forma, otimizar as receitas e cumprir efetivamente cronogramas e contratos de concessão (STAHLHUT; HEYDT; CARDELL, 2008).

Devido à interdependência de seus componentes, se ocorrer uma falta no sistema de potência, como a queda de uma linha de transmissão, outros equipamentos que possuam alguma relação direta ou indireta poderão sentir o efeito desse desligamento, resultando em inúmeros alarmes indicando os sintomas de um único problema. Esse fenômeno é chamado de "cascata de alarmes", e ocorre quando muitos eventos são gerados em um período reduzido de tempo, dificultando o diagnóstico (PIRES, 2010).

Eventos correspondem a ocorrências apresentadas a partir de uma fonte para o sistema, onde cada evento acontece num determinado instante de tempo. É a menor unidade de representação do estado do sistema, e são de fundamental importância, pois quando examinados coletivamente, fornecem um quadro geral de todo o funcionamento do sistema de potência. Dessa forma, os registros de alarmes disparados durante um distúrbio na rede caracteriza o evento (FRITZEN, 2012).

Outro tipo de informação útil para localizar a falta é o sequencial de eventos (SOE), cujo conceito se assemelha ao do alarme. O SOE corresponde a uma série de mensagens que são gravadas a todo instante em um banco de dados quando uma entrada digital monitorada pela Unidade Terminal Remota (UTR) tiver seu estado modificado. Os estados monitorados por UTRs são, em geral, contatos auxiliares de dispositivos de proteção, disjuntores e chaves seccionadoras. No relatório do SOE, cada registro possui as seguintes informações (MORETO; ROLIM; VARELA, 2009):

- a) Identificação de hora e data do evento, geralmente com precisão de milissegundos e sincronizado com GPS do COS;
- 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).

Alguns pesquisadores trabalham para integrar informações de RDPs e SCADA para efetuar o diagnóstico de falta. No entanto, ainda existem sistemas de potência em que os RDPs não estão presentes em todas as subestações devido a restrições econômicas, impossibilitando assim a aplicação de ferramentas computacionais que considerem essas informações (CHEN; TSAI; LIN, 2011).

Apesar de não relatada na literatura recente, a informação de localizadores de falta também podem ser empregada em conjunto com o processador de alarmes com objetivo de determinar a localização da falta em linhas de transmissão e, dessa forma, confirmar a solução obtida no diagnóstico de falta. LTs estão entre os componentes do SEP com a maior taxa de incidência de falha, principalmente por causa da influência do tempo. 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 (SILVA; LIMA; SOUZA, 2012).

2.6 Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentado o problema de estimação da secção em falta em sistemas elétricos de potência, e discutidas as dificuldades enfrentadas para a formulação e desenvolvimento de uma ferramenta computacional que auxilie o operador do sistema na tomada de decisão durante contingências. Também, foram mostradas as justificativas para a adoção de um processador inteligente de alarmes e os benefícios associados como melhorias na confiabilidade do sistema de potência, melhoria na produtividade do pessoal responsável pela análise, redução do tempo total de resposta aos eventos, entre outros fatores.

Os aspectos relativos ao diagnóstico de falta, bem como a diferenciação de análise em níveis locais e centralizados foram abordados no capítulo. Por fim, a definição de eventos, alarmes e sequência de eventos foi apresentada com a finalidade de instruir o leitor na compreensão dos métodos de inteligência artificial empregados nesta dissertação.

3 CONFIGURADOR DE REDES CUSTOMIZADO PARA O PROBLEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA

3.1 Considerações gerais

Este capítulo descreve uma estrutura de dados para o tratamento de configurações topológicas de sistemas elétricos de potência com a finalidade de interligar o sistema SCADA com um processador genérico de alarmes. A interface entre o SCADA e o processador de alarmes é obtida por meio da identificação das adjacências de cada um dos componentes desligados em consequência ao defeito. Para tal, desenvolveu-se um configurador de redes que processa medidas lógicas, que consistem em estados de chaves e disjuntores, bem como dados armazenados em um banco de dados estático, que descreve a conexão dos equipamentos do sistema. O configurador de redes proposto se diferencia dos existentes na literatura, pois permite o rápido tratamento de alterações na topologia da rede considerando a filosofia de proteção de cada equipamento no grafo representativo.

O capítulo é dividido em três seções: a justificativa da necessidade de um configurador de redes customizado ao problema de diagnóstico de falta é apresentada; a subseção 3.3 introduz o conceito de grafos, bem como as motivações que determinaram a escolha da estrutura de dados utilizada; por fim, a estrutura de dados com foco na topologia de rede é vista na subseção 3.4.

3.2 Introdução

A função do configurador de redes é determinar, em tempo real, a topologia atual da rede a partir da leitura das medidas lógicas relacionadas ao estado de disjuntores e chaves seccionadoras. Assim, é possível descrever as conexões existentes entre os diversos equipamentos do sistema. Um configurador automático de redes é uma ferramenta largamente utilizada em softwares que monitoram as condições mecânicas e elétricas do sistema de potência, como o estimador de estado, fluxo de carga online e ótimo e programas de restauração da rede. Dentre eles, alguns operam de forma contínua, enquanto outros funcionam de acordo com a demanda (YONGLI et al., 2002).

Diversas metodologias já foram desenvolvidas para o problema da estimação da secção em falta, utilizando informações de estado de relés e disjuntores, no entanto, ainda não é bem identificado na literatura o modo como as informações de alarmes provenientes do SCADA se comunicam com o processador de alarmes. Um configurador de rede especializado que identifique as adjacências de equipamentos desligados em consequência ao defeito ocorrido é necessário para representar a rede elétrica no seu modelo completo, contendo todos os tipos de equipamentos (linhas de transmissão, transformadores, barras, capacitores, etc.), e não somente o modelo barra-ramo (CARDOSO Jr.; ROLIM; ZÜRN, 2008).

A incorporação de um programa que determine as mudanças na topologia da rede elétrica em decorrência da falta pode simplificar a tarefa de estimar a secção em falta e conseqüentemente melhorar os resultados, como constatado em simulações realizadas por Elamin e Al-Umair (2001). Cardoso Jr., Rolim e Zürn (2008) apresentaram uma variação de um configurador de redes elaborado com o auxílio de regras a serem disparadas em um ambiente voltado para o desenvolvimento de sistemas especialistas.

Uma estrutura de dados descrita em detalhes é a Representação Nó-Profundidade (RNP), utilizada por Piereti (2007), na qual foi desenvolvido um configurador de redes para aplicação em estimadores de estado. A RNP descreve uma topologia através de uma estrutura sequencial de vértices, e a relação entre os vértices fica implícita na sua disposição pela estrutura. Para a representação de ciclos em sistemas não radiais, é utilizada uma estrutura de arestas de reserva, que armazena também as arestas associadas a seccionadores abertos. Embora seja utilizada com sucesso no estimador de estados, a RNP não é adequada para a aplicação em um sistema de diagnóstico de falta, pois a sua estrutura sequencial dificulta operações de pesquisa e alteração. Outra dificuldade que impede a utilização da RNP para o tratamento de alarmes reside no fato desta rede guardar estritamente a relação entre barras, não atendendo assim os requisitos de representação para o diagnóstico de falta.

O presente trabalho tem o foco na representação da topologia da rede através de um grafo a ser utilizado em um sistema voltado para o diagnóstico da rede. Neste contexto, a representação deve permitir a rápida atualização da topologia em resposta a alterações no estado de cada Dispositivo Lógico Seccionador (DS) e facilitar as pesquisas referentes aos alarmes recebidos.

3.3 Grafo

De acordo com Deo (1974), a ideia de utilizar a teoria dos grafos para a manipulação de circuitos elétricos remonta ao século 19. Porém, a dificuldade inerente à computação manual tornava impraticável o estudo de circuitos reais. Mais recentemente, os avanços na computação eletrônica deram novo fôlego a esta possibilidade, e surgiu a necessidade de buscar formas eficientes de representar, no computador, os grafos gerados a partir dos circuitos.

Um grafo é um par (V, E) em que V é um conjunto de vértices e E um conjunto de arestas. Uma forma tradicional de representar grafos é através de matrizes, principalmente nas formas de matriz de adjacência e matriz de incidência. Dado um grafo $G = (V, E)$, a matriz de adjacência é uma matriz $V \times V$, em que, para cada dois vértices v_i e $v_j \in V$, o elemento de linha i e da coluna j na matriz indica a existência ou não da aresta (v_i, v_j) . A matriz de incidência é uma matriz $E \times V$, e cada um de seus elementos (k, i) assume valores indicando a existência ou não da relação entre a aresta e_k e o vértice v_i (no caso de grafos dirigidos, existem valores específicos para indicar se o nó é origem ou destino, em geral 1 e 2, reservado o 0 para indicar que o nó não faz parte do arco). Como em geral $|V| < |E|$, as matrizes de adjacência tem tamanho (consideravelmente) menor, sendo as mais usadas no armazenamento de grafos no computador (BONDY; MURTH, 1974; DELBEM, 2004).

O uso de matrizes implica em duas dificuldades importantes. A primeira está associada ao uso de memória para representar matrizes com alto grau de esparsidade, pois mesmo relações entre pares de vértices (matriz de adjacência) ou entre pares vértice e aresta (matriz de incidência) que não existam efetivamente no grafo, ocupam memória. A segunda dificuldade diz respeito ao tempo de processamento para a pesquisa de características do grafo. Nos dois tipos de matrizes, buscas (por vértices vizinhos, por arestas que incidem em um determinado vértice, etc.) exigem a varredura sequencial de linhas ou colunas.

De modo a evitar estes problemas, é possível utilizar alternativas que buscam representar apenas as relações realmente presentes no grafo. A alternativa à matriz de adjacência é o uso de listas de adjacência, em que a cada vértice são associados apenas os seus vizinhos. Deste modo, cada vértice v_i está associado a uma lista que equivale a uma linha da matriz de adjacência, mas na lista estão representados apenas os vértices v_j que estão conectados ao vértice v_i por arestas (v_i, v_j) . Já a

alternativa à matriz de incidência é substituir cada linha desta matriz por uma lista com os dois vértices associados à aresta que a linha representa, gerando uma lista de incidência. Esta é a forma de representação de grafos que será usada na representação de redes elétricas proposta neste trabalho.

Embora economizem memória, estas formas de representação também apresentam dificuldades com relação à pesquisa. Por exemplo, em uma lista de incidência, para encontrar todos os vizinhos de um determinado vértice, é necessário varrer toda a lista de arestas, pesquisando se o vértice desejado faz parte de cada aresta e, em caso afirmativo, registrando o outro vértice do par.

Cada uma destas estruturas pode ser mais ou menos indicada para um problema real específico. Em geral, o desejo de economia de memória exige uma avaliação da esparsidade do grafo a ser representado, que orienta a escolha entre matrizes ou listas. Já a otimização da pesquisa no grafo pode levar à criação e adoção de estruturas totalmente diferentes, ou à adoção de uma destas estruturas tradicionais acrescidas de estruturas auxiliares, especificamente criadas para acelerar as buscas e/ou as alterações no grafo.

3.4 Modelagem e aplicação da estrutura de dados

No contexto do problema do diagnóstico a partir de alarmes, no grafo $G = (V, E)$ que representa a topologia da rede elétrica, os m vértices de $V = \{v_1, v_2, \dots, v_m\}$ são os equipamentos, e as n arestas de $E = \{e_1, e_2, \dots, e_n\}$ são os dispositivos lógicos seccionadores entre os equipamentos. Cada aresta e_k ($1 \leq k \leq n$) pode ser identificada por um par de vértices, ou seja, $e_k = (v_i, v_j)$ com $1 \leq i \leq m$ e $1 \leq j \leq m$.

Para um melhor entendimento da estrutura proposta, outros conjuntos serão definidos a seguir. Um vértice v_i pode ser uma das extremidades de mais de uma aresta, de modo que é possível definir um conjunto $ES(v_i) \subset E$ de arestas das quais v_i faz parte. Existem ainda um conjunto $A = \{a_1, a_2, \dots, a_p\}$ de alarmes e um conjunto $D = \{d_1, d_2, \dots, d_q\}$ contendo disjuntores e chaves seccionadoras.

A cada vértice v_i está associado um conjunto de alarmes $AS(v_i) \subset A$, e, na relação inversa, cada alarme a_h ($1 \leq h \leq p$) está associado a um conjunto de vértices $VS(a_h) \subset V$. A cada aresta e_k está associado um conjunto de dispositivos de chaveamento $SDS(e_k) \subset D$, e, na relação inversa, cada elemento d_l ($1 \leq l \leq q$) está

associado a um conjunto de arestas $ES'(d_i) \subset E$. A situação em que todos os dispositivos de $SDS(e_k)$ estão fechados, o que determina que e_k é significativa para a representação da topologia, é identificada como $c(e_k) = 1$ (*true*), enquanto a situação em que pelo menos um destes dispositivos está aberto é identificada como $c(e_k) = 0$ (*false*).

Um sistema elétrico de potência real foi utilizado para ilustrar a estrutura de dados proposta e é mostrado na figura 3.1.

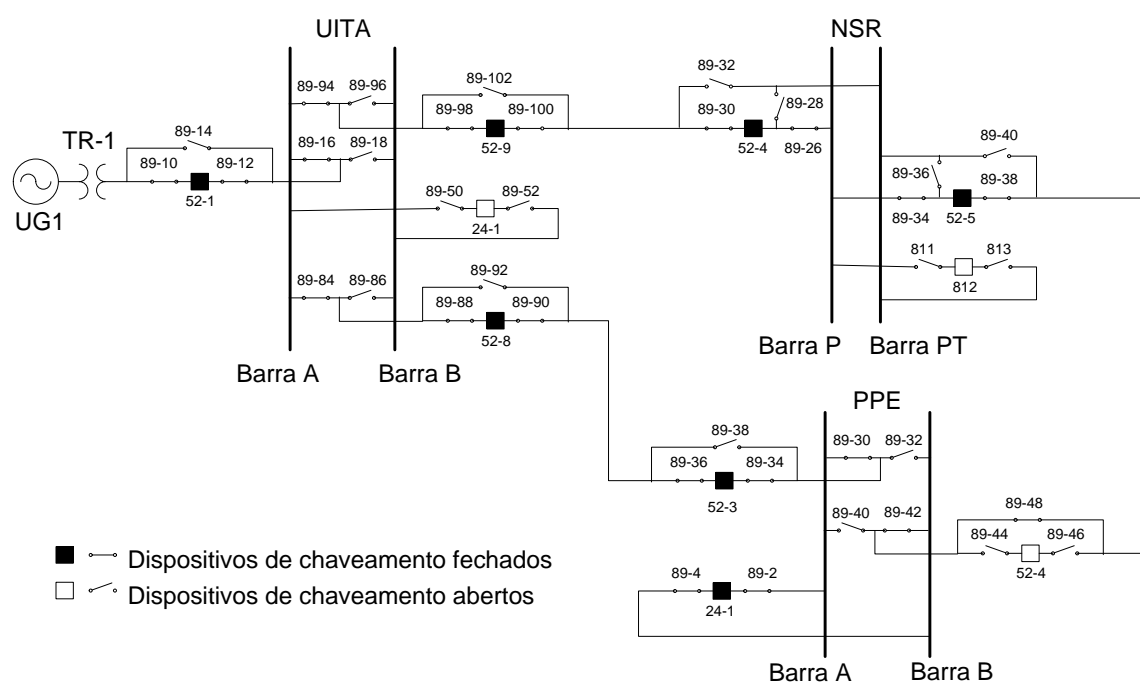


Figura 3.1 – Topologia do sistema de potência (Usina UITA, SE NSR e SE PPE)
 Fonte: Dados da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE).

Esse sistema é parte pertencente à rede de geração e transmissão dentro da área de concessão da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-GT). O sistema compreende parcialmente duas subestações (SEs): Pólo Petroquímico (PPE) e Nova Santa Rita (NSR); e a usina geradora de Itaúba (UITA). Na figura 3.2, é apresentado o grafo representativo com arestas em linhas contínuas mostrando os dispositivos lógicos fechados, e as arestas tracejadas mostrando as demais possibilidades de DSs.

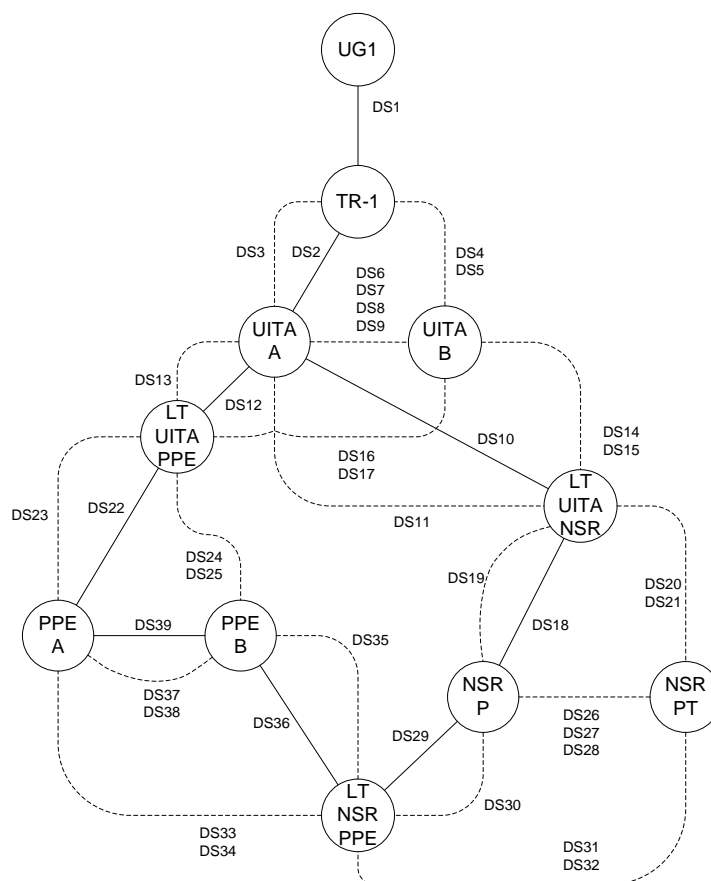


Figura 3.2 – Grafo representativo da topologia atual do sistema de potência

3.4.1 Descrição da estrutura de dados

A estrutura de dados proposta executa as operações necessárias para tratar as sinalizações provenientes do SCADA de modo a filtrar os alarmes referentes à topologia de rede e ao processador de alarmes. Além da caracterização dos tipos de alarmes, um configurador de redes é executado simultaneamente em nível de subestação e em nível de sistema de potência, atualizando a topologia de rede a cada leitura de estado de DSs. A finalidade é determinar a topologia de rede desligada em virtude de um desligamento, reduzindo a dimensão do problema. A partir da determinação da área desligada, é possível identificar as seções atingidas pelo desligamento, de modo a formar um conjunto de suspeitos, reduzindo o tempo de diagnóstico do processador de alarme.

Para efetuar as funções básicas descritas acima, é necessária a implementação de cinco listas contendo informações referentes a equipamentos (EQP), dispositivos lógicos seccionadores (DLS), dispositivos de chaveamento

(DDC), alarmes (ALM) e secções desligadas (DIG). A figura 3.3 ilustra a estrutura de dados referente à topologia de rede mostrada na figura 3.1.

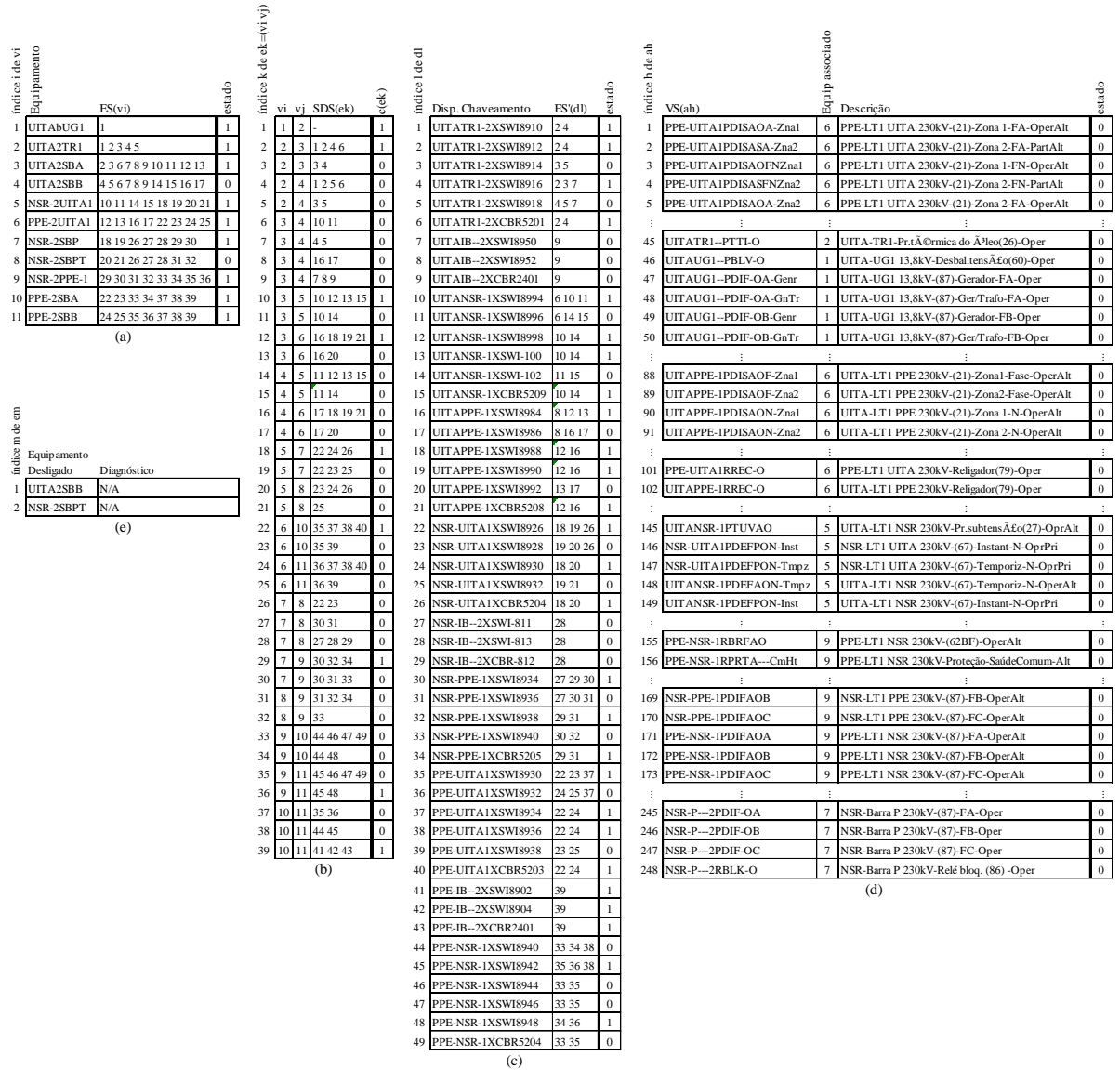


Figura 3.3 – Listas que compõem a estrutura de dados: (a) EQP, (b) DLS, (c) DDC, (d) ALM e (e) DIG.

A lista de equipamentos (EQP) da rede elétrica é ilustrada na figura 3.3 (a). Esta lista faz a associação entre o equipamento e seu vértice no grafo, relacionando para cada vértice v_i , o conjunto $ES(v_i)$. Por meio desta informação, é possível encontrar facilmente os vizinhos de um vértice v_i específico, pois basta verificar o outro vértice de toda aresta $e_k \in ES(v_i)$.

A topologia é armazenada em uma lista (DLS) de tamanho n , em que cada elemento representa um dispositivo seccionador e_k através do par dos vértices que a aresta conecta. Estão presentes nesta estrutura todas as possíveis conexões entre vértices, independentemente do valor de $c(e_k)$. Para diferenciar as arestas que tem todos os seus dispositivos de chaveamento fechados das demais, cada um dos n elementos da lista armazena o valor de $c(e_k)$. A inclusão ou retirada de um DS da representação da topologia da rede implica na alteração do valor deste indicador, sem criação ou movimentação de dados. Cada elemento da lista contém ainda o conjunto $SDS(e_k)$ dos dispositivos de chaveamento associados à aresta e_k ali armazenada. Esta informação é importante, pois a determinação de $c(e_k)$ depende da verificação do estado de todos os dispositivos de $SDS(e_k)$, conforme é visto na figura 3.3 (b).

As duas estruturas anteriores são suficientes para armazenar as características do grafo que representa a topologia. De forma a acelerar a pesquisa e a manipulação da representação, foram criadas estruturas auxiliares.

Na figura 3.3 (c) é ilustrada a lista dos dispositivos de chaveamento (DDC), em que estão relacionados, para cada dispositivo d_l , o seu estado corrente, que pode ser aberto ou fechado, e os índices (na lista DLS) das arestas de $ES'(d_l)$. Esta estrutura é importante quando ocorre a mudança no estado de um disjuntor ou chave seccionadora, pois a abertura de d_l faz com que $c(e_k) = 0$ para todo $e_k \in ES'(d_l)$. Caso contrário, se d_l foi fechado, para todo $e_k \in ES'(d_l)$ deve ser feita a verificação no estado de todos os seus dispositivos de chaveamento, e se estiverem todos fechados, $c(e_k) = 1$.

O diagnóstico de faltas na rede elétrica é feito a partir de um conjunto de alarmes resultantes do monitoramento da rede. A identificação do(s) evento(s) que explica(m) o conjunto de alarmes recebidos exige que se identifiquem os equipamentos associados a cada alarme, e pode necessitar a verificação da situação dos vizinhos dos vértices. Por isso, existe ainda uma lista de alarmes (ALM), que relaciona a cada alarme a_h o conjunto $VS(a_h)$ dos equipamentos aos quais cada alarme está associado, conforme a figura 3.3 (d).

A lista (*DIG*) contém os equipamentos pertencentes à área desligada da rede, identificados após a comparação entre o status atual da rede e o imediatamente anterior à mudança topológica. Um processador de alarmes pode ser aplicado para

cada elemento, cujo diagnóstico é guardado na própria lista. A estrutura pode ser vista na figura 3.3 (e).

3.4.2 Formato dos dados de entrada e saída

A concepção atual de automação de uma subestação segue o padrão IEC-61850, que envolve a implantação de uma rede de comunicação de dados, a modelagem de objetos e informações para descrever os elementos do sistema elétrico de potência e, conseqüentemente, os tipos de mensagens que podem ser trocadas com outros pontos da rede. Dito isso, uma metodologia para leitura de lógicas discretas, em consonância com a nova norma, é necessária, de modo a identificar informações sobre disjuntores, chaves seccionadoras e elementos, e facilitar a manutenção destes dados (WEI et al., 2011).

Os identificadores da base de dados de supervisão e controle da CEEE possuem codificação semelhante ao padrão IEC-61850, cujo formato geral é mostrado na tabela 3.1. Alguns exemplos de identificadores podem ser vistos na tabela 3.2.

Tabela 3.1 – Codificação dos dados utilizada no SCADA da CEEE

SIGL				NOMD				C	TPEQ					INFOMAN				INFO				O
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	

Fonte: Dados da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-GT)

As variáveis apresentadas na tabela 3.1 são descritas a seguir:

SIGL – Subestação de origem (PPE, NSR, UITA,...);

NOMD – Nome do Módulo;

C – Circuito (para LT) ou nível de tensão (para interbarras ou barra);

TPEQ – Tipo do equipamento/medida conforme IEC-61850;

INFOMAN – Informação manual complementar ao tipo do equipamento, número operacional Sinsc NOPS, fases, etc.;

INFO – Informação complementar ao tipo do equipamento;

O – Origem do Ponto – O: ONS, G: CGTEE, E: Estimado, C: Calculado, M: Manual, K: Comando.

Tabela 3.2 – Lista parcial de pontos supervisionados e equipamentos da CEEE

ID: NSR-UITA1XSWI8930

Descrição: Alarme de Estado da Chave Seccionadora 89-30 parte da LT 1 entre SE NSR e UITA.

ID: PPE-CIN-1XCBR5205

Descrição: Alarme de Estado do disjuntor 52-05 parte da LT 1 entre SE PPE e SE CIN.

ID: CIN-NSR-1PDISPO--Zna1

Descrição: Alarme de trip associado à zona 1 da função 21 do relé principal instalado na LT 1 entre SE CIN e SE NSR.

ID: CIN-2AT1

Descrição: Identificação do Autotransformador 1 de 230 kV instalado na SE CIN.

Fonte: Dados da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)

3.4.3 Armazenamento dos dados

O procedimento para criação do grafo é baseada nas informações provenientes do banco de dados do SCADA referentes à identificação de equipamentos (vértices), dispositivos lógicos seccionadores (arestas), dispositivos de chaveamento (disjuntores ou chaves seccionadoras) e alarmes. Identificados todos os elementos, os dados do sistema são armazenados através dos seguintes passos:

- Inicialmente, é feita uma varredura no banco de dados com o objetivo de identificar os equipamentos existentes e, posteriormente, efetuar o armazenamento na lista de vértices. Nessa etapa, os alarmes referentes a pontos digitais são guardados na lista de alarmes;
- A próxima etapa, as chaves seccionadoras e disjuntores são localizados e armazenados na lista DDC;
- Durante o processo de armazenamento de um DS qualquer, deve-se verificar se os vértices, cuja aresta pretende ligar, foram armazenados. Caso sim, é necessária uma confirmação da relação da aresta com os dispositivos de chaveamento;
- Com exceção da DIG, as demais estruturas podem ser inicializadas a partir da leitura de estado de alarmes do SCADA;

- A estrutura DIG permanece zerada enquanto não houver desligamentos de seções da rede.

3.4.4 Procedimento para determinar a região atingida pelo desligamento

O procedimento utilizado neste trabalho para determinar as regiões atingidas pelo desligamento é bastante semelhante ao utilizado por Wen e Han (1995), ou seja:

- 1) Identificar a configuração da rede em estado de operação normal (condições pré-falta);
- 2) Determinar a configuração pós-falta do subsistema intacto, a partir dos estados de disjuntores e com tensão em seus terminais;
- 3) Determinar o subsistema desligado, comparando-se as configurações obtidas em 1 e 2. Os componentes desligados são aqueles presentes em 1 e ausentes em 2.
- 4) Os componentes desligados são armazenados na lista DIG para eventual análise do processador de alarmes.

3.4.5 Inicialização das estruturas

As variações no estado dos dispositivos de chaveamento podem ser acompanhadas em tempo real a partir dos dados enviados pelo SCADA. Porém estes dados trazem informação apenas sobre os dispositivos que sofreram variação de estado recente, de modo que não são suficientes para a definição da topologia inicial.

A definição de topologia somente pode ser efetuada a partir da leitura dos dados de integridade, gerado periodicamente pelo SCADA, mais recente no banco de dados a fim de verificar a consistência das informações utilizadas. No SEP da CEEE, a leitura de integridade é executada em intervalos de 6h, sendo armazenadas as informações de estado corrente em todos os pontos supervisionados do sistema. No sistema de diagnóstico, a topologia inicial é construída a partir dos dados gerados no primeiro relatório após a inicialização do sistema, atribuindo a cada dispositivo o seu estado.

3.5 Considerações finais

A obtenção de um configurador de redes eficiente e dinâmico para efeito de diagnóstico de falta é de suma importância e indispensável nas aplicações atuais. Para obter esse resultado, foi desenvolvido um grafo cujos vértices representam todos os equipamentos que possuam, ou não, esquemas de proteção próprios. Com a estrutura, é possível determinar a topologia da rede elétrica desligada em virtude de um defeito, permitindo a elaboração de um conjunto de suspeitos potencialmente capazes de justificar a origem do desligamento.

4 CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EM NÍVEL DE EQUIPAMENTO

4.1 Considerações gerais

Eventos correspondem a perturbações no sistema elétrico que produzem alarmes com objetivo de alertar o operador sobre uma condição anormal do sistema. Cada evento ocorre num determinado instante de tempo, possuindo papel fundamental para o diagnóstico de falta, pois quando examinados coletivamente, fornecem o quadro geral do funcionamento do sistema de potência.

Como mencionado em capítulos anteriores, um elevado número de alarmes reportados em virtude de contingências estão associados a diversos eventos de proteção. Dessa forma, é importante que exista uma técnica de inteligência artificial que correlacione eventos e alarmes e apresente ao operador apenas os eventos conhecidos e mais relevantes.

Neste capítulo é realizada a fundamentação teórica da técnica explorada para reconhecimento de padrões e classificação de eventos em nível de equipamento. A metodologia envolve a aplicação do Teorema de Bayes para definir o evento que justifica os alarmes reportados no SCADA. A modelagem da proteção para cada tipo de componente é descrita em termos de um conjunto limitado de classificações de falta. O conjunto de classificações obtidas em cada equipamento do sistema de potência é utilizado por um método de otimização para estimar a secção em falta.

4.2 Visão geral do processo de diagnóstico de falta

No geral, métodos para diagnóstico de falta empregam o conhecimento de especialistas para interpretar o funcionamento de esquemas de proteção e aplicam mecanismos de inferência para estimar a secção em falta. No entanto, o monitoramento adequado de sistemas elétricos requer um grande número de alarmes para representar o estado da rede e, conseqüentemente, uma grande base de regras para identificar as filosofias de proteção utilizadas. A montagem e a manutenção desse banco de dados é um trabalho complexo e demanda tempo e conhecimento de profissionais que entendam do comportamento e funcionamento do sistema de potência específico (DAVIDSON et al., 2006).

Em virtude da dificuldade em modelar o funcionamento da proteção em todo o sistema, é proposta uma metodologia que divide o processo para estimar a secção em falta em sistemas de potência em duas etapas: pré-processamento de alarmes do SCADA em nível local e diagnóstico de falta. Desse modo, é possível modelar a filosofia de proteção empregada em cada equipamento e replicar a base de dados para os demais elementos que possuam esquemas de proteção iguais ou semelhantes. Outra vantagem é a geração de uma lista de suspeitos, uma vez que a análise pelo classificador fica restrita apenas a equipamentos que tiveram alarmes reportados e reduzindo, assim, o espaço de busca. Esses suspeitos são acrescentados à lista de equipamentos desconectados da rede, em virtude da falta, identificados pelo configurador de redes, conforme visto no capítulo anterior.

O processo de diagnóstico de falta analisa as lógicas de proteção utilizada no sistema elétrico de forma integrada com o objetivo de definir o ponto que originou o distúrbio na rede, além de avaliar o desempenho individual de dispositivos de proteção. O problema de diagnóstico é formulado como um problema de otimização e é apresentado no capítulo seguinte.

Por outro lado, o pré-processamento em nível local tem a finalidade de interpretar um conjunto de alarmes disparados pela atuação de relés e disjuntores e correlacionar com os eventos existentes e conhecidos. O classificador de eventos é responsável por determinar a direção do equipamento responsável pelo desligamento. Todos os componentes do sistema de potência (linhas de transmissão, barras, transformadores, geradores, etc) podem ser analisados, desde que existam alarmes que configurem uma informação útil.

O método baseado no Teorema de Bayes é empregado para classificar eventos em nível local através do reconhecimento de padrões extraídos de esquemas proteção utilizados em cada componente do sistema. O método pode quantificar se um evento justifica, ou não, os alarmes relatados no SCADA e não requer treinamento da rede para sua aplicação em tempo real.

As informações geradas pelos classificadores de evento são utilizadas como variáveis de entrada do modelo de otimização para estimar a secção em falta. O método otimizador também avalia se os eventos locais são condizentes com as demais informações existentes o sistema, além de validar e suprir classificações duplicadas ou redundantes obtidas pela análise local.

4.3 Probabilidade condicional e o Teorema de Bayes

De acordo com a Teoria Estatística, é possível afirmar que certo conjunto de condições reforça a definição de probabilidade de um evento. Caso uma restrição seja imposta no cálculo da probabilidade $P(A)$, então esta probabilidade é chamada condicional. Sendo assim, denotamos por $P(A|B)$ a probabilidade do evento A , sabendo da ocorrência do evento B , ou probabilidade de A condicionado por B (COSTA NETO, 2002; GNEDENKO, 2008). Portanto,

$$P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (4.1)$$

em que,

$P(A \cap B)$ é a probabilidade da ocorrência simultânea dos eventos A e B ;

$P(B)$ é a probabilidade da ocorrência do evento B .

Evidentemente, a probabilidade de B condicionado por A é definida por:

$$P(B|A) = \frac{P(A \cap B)}{P(A)} \quad (4.2)$$

Supondo que o evento B possa ocorrer juntamente com um e somente um dos n eventos mutuamente exclusivos A_1, A_2, \dots, A_n , obtém-se:

$$B = \sum_{i=1}^n BA_i \quad (4.3)$$

Em que os eventos BA_i e BA_j com subscritos distintos são mutuamente exclusivos. Considerando os teoremas da adição e da multiplicação, é possível obter a fórmula da probabilidade total, ou seja,

$$P(B) = \sum_{i=1}^n P(A_i)P(B|A_i) \quad (4.4)$$

A partir das equações (4.2) e (4.4), é possível encontrar a probabilidade do evento A_i condicionado por B da seguinte forma:

$$P(A_i | B) = \frac{P(A_i)P(B | A_i)}{\sum_{j=1}^n P(A_j)P(B | A_j)} \quad (4.5)$$

Esta equação é conhecida como Teorema de Bayes. Esse teorema mostra como a teoria da probabilidade pode lidar tanto com eventos independentes, quanto com eventos cujos resultados estão conectados. De modo geral, a aplicação do teorema de Bayes na solução de problemas práticos deve seguir os seguintes passos (GNEDENKO, 2008):

- a) Suponha que o evento B possa ocorrer sob um número de diferentes condições impostas pela natureza de n hipóteses A_1, A_2, \dots, A_n que são assumidas;
- b) Por uma razão ou outra, as probabilidades destas hipóteses $P(A_i)$ são conhecidas antecipadamente. Assim, também é possível estimar que a hipótese A_i atribui uma probabilidade condicional $P(B|A_i)$ ao evento B ;
- c) Um experimento, no qual o evento B ocorre, é executado. Isto deve resultar em uma reavaliação das probabilidades das hipóteses A_i ;
- d) A fórmula de Bayes resultará em uma solução quantitativa para este problema.

O Teorema de Bayes é fundamental para a estatística bayesiana e tem aplicações em diversos campos da ciência e engenharia. Devido a forte fundamentação baseada na teoria de probabilidade, o teorema tem sido comumente empregado no tratamento de incertezas em processos de controle industriais, reconhecimento de padrões, localização de faltas e sistemas de diagnósticos (YONGLI; LIMIN; JINLING, 2006).

4.4 Aplicação do Método de Bayes para classificação de eventos

No caso específico de diagnóstico de falta, a classificação de eventos por conceitos de probabilidade pode exigir dados estatísticos sobre a frequência das diferentes faltas, bem como dados da atuação de dispositivos de proteção. No caso

de uma falta, os poucos alarmes fornecidos podem ocasionar em múltiplas possibilidades de respostas a serem analisadas, pois as opções tornam-se muito semelhantes quando é levada em conta a probabilidade de erros dos alarmes reportados no SCADA. Para contornar este problema, o uso de dados históricos de ocorrências de faltas no sistema, o número falhas e em quais dispositivos de proteção ocorreram essas falhas, pode ser muito útil. No entanto, o acesso a este tipo de informação nem sempre é possível porque os sistemas, geralmente, não possuem dados históricos devido a não preocupação de concessionárias em guardar esse tipo de informação (FRITZEN; 2012).

O problema de levantamento de dados históricos de eventos do sistema de potência impossibilita a aplicação de métodos probabilísticos, como por exemplo, o Método de Bayes, para diagnosticar faltas em um sistema de grande porte. No entanto, se a análise for limitada apenas a um equipamento e em virtude do pequeno número de dispositivos envolvidos na proteção, então a metodologia pode se tornar atrativa para classificar eventos.

O método pode ser utilizado quando houver informações disponibilizadas em *datasheets* de relés e disjuntores referentes a testes de desempenho, por exemplo, o fabricante poderia determinar o número de vezes que o dispositivo falhou em testes de laboratório; ou quando for possível a aplicação de conhecimento de engenheiros de proteção que conheçam o SEP. Caso não existam dados estatísticos, é possível emular o desempenho da Inferência de Bayes aplicando pesos de forma a representar o funcionamento esperado da proteção, e dessa maneira, obter resultados satisfatórios mesmo em casos em que não existam dados estatísticos reais.

Para a classificação de eventos de proteção em nível local, é possível reescrever a equação (4.5) em termos dos alarmes associados ao equipamento a ser analisado, dos eventos de proteção e dos diagnósticos possibilitadas pelo esquema de proteção empregado. Dessa forma, a classificação pode ser obtida através da equação (4.6):

$$P(e_i | H) = \frac{P(e_i)P(H|e_i)}{\sum_{j=1}^n P(e_j)P(H|e_j)} \quad \forall e \in E \quad (4.6)$$

em que,

e é um padrão de evento;
 E é o conjunto de padrões de evento;
 H é o conjunto de alarmes reportados em tempo real no SCADA;
 $P(e_i|H)$ é a probabilidade do evento e_i justificar a ocorrência H ;
 $P(e_i)$ é a probabilidade da ocorrência do evento e_i antes de H ;
 $P(H|e_i)$ é a probabilidade de risco do evento e_i , ou seja, a probabilidade da hipótese e_i confere ao evento H ;
 $P(e_j) \cdot P(H|e_j)$ é a probabilidade incondicional.

4.4.1 Aplicação do Método de Bayes em uma linha de transmissão

Para um melhor entendimento da metodologia, é apresentado um exemplo numérico aplicado em uma LT radial protegida pelo relé de distância 21, conforme figura 4.1. Conforme Araújo et al. (2002), a proteção pode possuir até quatro estágios de atuação. Com fins de exemplificação, a proteção 21 da LT possui duas zonas de operação: zona 1 opera para defeitos num trecho de aproximadamente 80% da linha SE1-SE2 de forma instantânea; enquanto a zona 2 é ajustado para proteger toda a linha SE1-SE2 e 20% da linha a jusante de forma temporizada.

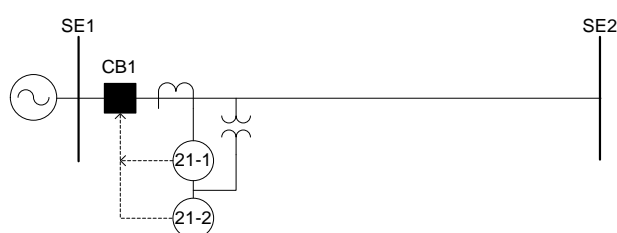


Figura 4.1 – Linha de transmissão protegida pelo relé de distância 21

A seguir são elucidados os procedimentos de cálculo para determinar qual a classificação do evento em nível de equipamento utilizando o Método de Bayes.

4.4.1.1 Montagem dos padrões de evento

Uma boa interpretação do estado da LT SE1-SE2, mostrada na figura 4.1, pelo operador pode ser obtida a partir da leitura de quatro alarmes, sendo que cada

alarme deve representar o estado de atuação de um ponto supervisionado específico. Nesse exemplo, o operador tem acesso aos seguintes alarmes:

- *Trip* da unidade instantânea do relé 21 (21-1);
- Partida da unidade temporizada do relé 21 (21-2s);
- *Trip* da unidade temporizada do relé 21 (21-2t);
- Operação do disjuntor *CB1*.

Conhecendo os alarmes monitorados na linha de transmissão, é possível caracterizar os padrões de evento, sendo que cada evento deve ser caracterizado a partir da possível combinação dos alarmes de forma ordenada, ou seja:

$$e_i = [21-1 \quad 21-2s \quad 21-2t \quad CB1] \quad (4.7)$$

O relé 21 pode proteger seletivamente a linha de transmissão, além de servir de retaguarda remota para equipamentos adjacentes. A partir dessas informações e analisando o funcionamento esperado da proteção com objetivo de modelar padrões de evento, é possível afirmar que existem basicamente três classificações: *falta na LT*, *falta externa na direção da subestação SE2* e *não falta*. Uma observação importante, é que a classificação de *falta externa* não deve ser confundida com a condição de falta no SEP e condição normal do equipamento. A interpretação correta é que existe uma falta no SEP, no entanto, não é possível precisar o local exato da falta, podendo a falta estar localizada na seção analisada ou na direção de uma determinada subestação.

A montagem dos padrões requer o conhecimento de engenheiros de proteção, ou especialistas, a respeito do funcionamento de esquemas de proteção empregados no sistema de potência. Os procedimentos para modelagem da proteção em cada tipo de componente do SEP poderão ser vistos com maior detalhamento no capítulo 6 dessa dissertação. Os padrões de evento da linha SE1-SE2 com seus respectivos alarmes e classificações são apresentados abaixo:

$$E = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ e_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{array}{l} \rightarrow \text{falta na LT} \\ \rightarrow \text{falta externa} \\ \rightarrow \text{falta externa} \\ \rightarrow \text{não falta} \end{array} \quad (4.8)$$

A matriz E relaciona os eventos com os alarmes do componente monitorados pelo SCADA. Os coeficientes da matriz E com valores iguais a 1 definem se o alarme a_j caracteriza o evento e_i , enquanto 0 representa o oposto.

Outra forma de visualizar os padrões de evento em virtude dos alarmes esperados é a seguinte:

- O evento e_1 é classificado como “*falta na LT*” e caracterizado pelos alarmes 21-1, 21-2s e CB1;
- O evento e_2 é classificado como “*falta externa na direção da subestação SE2*” e caracterizado pelo alarme 21-2s;
- O evento e_3 é classificado como “*falta externa na direção da subestação SE2*” e caracterizado pelos alarmes 21-2s, 21-2t e CB1;
- O evento e_4 é classificado como “*não falta*” e caracterizado pela ausência de alarmes disparados.

4.4.1.2 Parametrização do sistema de potência para o Método de Bayes

Considerando a hipótese de não existirem dados estatísticos de faltas no sistema, não é possível estimar qual a frequência de cada evento e sua probabilidade de ocorrência. Logo, $P(e_i)$ possui o mesmo valor para todos os eventos, ou seja, todos os eventos possuem mesma probabilidade de ocorrência. Dessa forma, $P(e_i)$ é um valor constante, e pode ser desconsiderada do Teorema de Bayes para fins de diagnóstico.

Outra informação inexistente, ou de difícil obtenção, em concessionárias é o histórico de operação de relés e disjuntores, o que afeta diretamente no cálculo da probabilidade de risco do evento e_i . Neste trabalho, o cálculo de $P(H|e_i)$ é realizado a partir de parâmetros que analisam se o alarme recebido é verdadeiro ou falso. Os eventos de um transformador apresentado por Babnik e Gubina (2001) foram utilizados para a definição dos valores desses pesos. Os valores escolhidos foram os que obtiveram o melhor desempenho na classificação dos 32 eventos do transformador, no caso 29 classificações foram corretas. Sendo assim, existem três possíveis interpretações para o alarme recebido:

- 1) Operação correta (O_c): é definido quando o alarme relatado caracteriza o evento E_i , ou quando esse alarme estiver ausente na sinalização e no

evento E_i . Os dispositivos de proteção e os sistemas de comunicação e SCADA possuem alto nível de confiabilidade na produção e transmissão de informações pela rede até o COS, de tal forma que é possível afirmar que a chave do alarme ser desse tipo é muito superior aos outros 2, os quais incluem falhas. Nesse trabalho, foi empregado o peso 0,41.

- 2) Alarme falho (Af): corresponde à ausência do alarme esperado pelo evento E_i . O ajuste incorreto pode ocasionar problemas de sensibilidade, resultando em não-operação de relés. Esse tipo de erro é intrinsicamente humano e acontece com certa frequência no sistema. Além disso, falhas nos meios de comunicação de dados podem omitir alarmes. O valor de probabilidade utilizada para alarme falho é 0,135.
- 3) Alarme falso (As): o alarme reportado não caracteriza o evento E_i . Refere-se ao disparo indevido de dispositivos ou a ruídos presentes na rede. A probabilidade de alarme falso é muito baixa. Nesse trabalho, foi utilizado o valor 0,045.

É importante salientar que os pesos empregados nessa dissertação foram obtidos heurísticamente e podem ser aplicados em todos os equipamentos do sistema de potência. Esses valores podem ser modificados para dar maior precisão em cenários específicos da falta, regiões particulares da rede que estejam sujeitas a intempéries ou para linhas de transmissão, cuja proteção desarme frequentemente sem motivo conhecido. O único cuidado na parametrização, é que a soma das probabilidades de todas possíveis interpretações seja igual a 1, ou 100%, conforme equação (4.9):

$$2.Oc + Af + As = 1 \quad (4.9)$$

em que, Oc é o peso associado à operação correta do alarme; Af é o peso correspondente a alarme falho; e As é o peso correspondente a alarme falso.

4.4.1.3 Cálculo da probabilidade $P(e_i | H)$

Após definida a base de dados contendo o conjunto de eventos da linha de transmissão, além de efetuada a parametrização da equação (4.6), é possível aplicar o Método de Bayes para classificar uma falta em tempo real. Como ilustração da

aplicação do método, supondo um curto-circuito na LT da figura 4.1, sendo reportados os seguintes alarmes: 21-1 e CB1. Na forma vetorial, os alarmes reportados correspondem ao evento A , ou seja:

$$H = [1 \ 0 \ 0 \ 1]$$

O primeiro passo do processo é calcular a probabilidade de risco do evento e_i . A partir dos pesos definidos na seção 4.4.1.2, a probabilidade $P(H|e_i)$ pode ser calculada a partir do seguinte algoritmo:

Tabela 4.1 – Algoritmo para cálculo das probabilidades de risco $P(H|e_i)$

funcao prob_risco(H, e_i)

m é o número de alarmes monitorados

$P(H|e_i) \leftarrow 1$

para j de 1 até m **faça**

escolha condição

caso $H(j) = E(i,j)$

$P(H|e_i) \leftarrow P(H|e_i) \cdot 0,41$

caso $H(j) = 0$ e $E(i,j) = 1$

$P(H|e_i) \leftarrow P(H|e_i) \cdot 0,135$

caso $H(j) = 1$ e $E(i,j) = 0$

$P(H|e_i) \leftarrow P(H|e_i) \cdot 0,045$

fimescolha

fimpara

fimfuncao

Conforme o algoritmo mostrado na tabela 4.1, as probabilidades das hipóteses e_i para o evento H são:

$$P(H | e_i) = \text{prob_risco} \left(\begin{matrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \right) = 0,41 \cdot 0,135 \cdot 0,41 \cdot 0,41 = 0,009304$$

$$P(H | e_2) = \text{prob_risco} \left(\begin{array}{c} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{array}, \begin{array}{c} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{array} \right) = 0,045 \cdot 0,135 \cdot 0,41 \cdot 0,045 = 0,000112$$

$$P(H | e_3) = \text{prob_risco} \left(\begin{array}{c} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{array}, \begin{array}{c} 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{array} \right) = 0,045 \cdot 0,135 \cdot 0,135 \cdot 0,41 = 0,000336$$

$$P(H | e_4) = \text{prob_risco} \left(\begin{array}{c} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{array}, \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} \right) = 0,045 \cdot 0,40 \cdot 0,41 \cdot 0,045 = 0,000340$$

Finalizando o processo, para o evento e_1 é possível calcular $P(e_1|H)$, conforme a eq. (4.6), ou seja:

$$P(e_1 | H) = \frac{0,009304}{0,009304 + 0,000112 + 0,000336 + 0,00034} = \frac{0,009304}{0,010092} = 0,9219$$

Analogamente, são realizados os cálculos de probabilidade para os demais eventos, obtendo-se os seguintes resultados:

$$P(e_2|H) = 0,0111$$

$$P(e_3|H) = 0,0333$$

$$P(e_4|H) = 0,0337$$

Analisando os resultados obtidos, é possível concluir que o evento e_1 justifica a ocorrência H , com a probabilidade dessa hipótese sendo verdadeira na ordem de 92,19 %. Dessa forma, é possível inferir que o evento é uma “*falta na LT*”, conforme classificação cadastrada.

4.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou a metodologia proposta para reconhecimento de padrões de alarme e classificação de eventos fundamentada no Teorema de Bayes. A classificação de eventos em nível de equipamento tem o objetivo de reduzir o número de alarmes envolvidos em grandes contingências e para facilitar o processo de diagnóstico de falta.

O Método de Bayes foi escolhido por ser um método probabilístico com capacidade de quantificar se um evento justifica, ou não, os alarmes relatados no SCADA. Outra vantagem dessa metodologia é a desnecessidade de aprendizado, por exemplo, retreinamento de rede neurais, pois o processo requer apenas informações de alarmes monitorados e eventos de proteção associados em cada equipamento.

5 MODELO DE PROGRAMAÇÃO INTEIRA MISTA PARA DIAGNÓSTICO DE FALTAS

5.1 Considerações gerais

Este capítulo apresenta o método proposto para estimação da secção em falta em sistemas de potência. O problema é formulado como programação inteira mista e é fundamentado em modelos de recobrimento de conjuntos. A nova metodologia se diferencia das demais, pois faz uso de variáveis reais para ordenar múltiplas soluções com o objetivo de eleger os eventos mais plausíveis. A vantagem dessa abordagem ocorre quando os eventos prioritários da solução ótima não condizem com o conjunto de alarmes reportados. Dessa forma, opções viáveis são necessárias para auxiliar o operador nesses cenários onde a ferramenta computacional não funcionou adequadamente.

A subseção 5.2 introduz os conceitos que serão utilizados para a formulação do modelo de diagnóstico de falta. A teoria envolve o conhecimento de técnicas de recobrimento de conjuntos e a teoria da parcimônia. A subseção 5.3 apresenta o modelo de programação inteira mista proposto e como o modelo foi elaborado, bem como o funcionamento da metodologia, sendo para tal utilizado um pequeno sistema teste. Por fim, o problema teste é resolvido através do *solver* comercial *CPLEX*.

5.2 Princípios da modelagem matemática

De acordo com Chvátal (1983), as formulações de programação linear (PL) incluem um conjunto de variáveis de valores positivos e contínuos, o qual representa as ações que podem ser tomadas no sistema que está sendo modelado. O objetivo é otimizar (minimização ou maximização) uma função objetivo (FO) que mapeia cada conjunto de decisões em um único custo que avalia a qualidade da solução. As limitações do sistema são incluídas como um conjunto de restrições, que restringem as variáveis de decisão para ser igual; maior ou igual; ou menor ou igual; a um determinado valor numérico.

Um modelo de PL é básico para a compreensão de todos os outros modelos da programação matemática, onde os conceitos nele firmados são estendidos aos

demais. Conforme Goldberg e Luna (2005), o modelo de PL deve possuir as seguintes características:

- Proporcionalidade: a quantidade de recurso consumido por uma dada atividade deve ser proporcional ao nível dessa atividade;
- Não negatividade;
- Aditividade: o custo total é a soma das parcelas associadas a cada atividade;
- Separabilidade: o custo específico das operações de cada atividade pode ser identificado separadamente.

Um problema de programação inteira mista (*Mixed-integer programming*, MIP) é um PL que contém restrições com variáveis de valores reais e inteiros. Quando as variáveis são restritas a assumir apenas valores de 0 ou 1, o problema é definido como binário. Esta dissertação irá se concentrar em problemas MIP. Segundo Wolsey (1998), um MIP pode ser definido da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \text{maximizar } cw + hz \\ & \text{sujeito a} \\ & \quad Fw + Gz \leq b, \\ & \quad w \geq 0, \\ & \quad z \geq 0 \text{ e inteiro} \end{aligned} \tag{5.1}$$

em que,

F é uma matriz t por u ;

G é uma matriz t por v ;

b é um vetor coluna t -dimensional;

c é um vetor linha u -dimensional;

d é um vetor linha v -dimensional;

w é um vetor coluna u -dimensional das variáveis reais;

z é um vetor coluna p -dimensional das variáveis inteiras.

A solução que satisfaz a todas as restrições é chamada solução factível. Soluções factíveis que obtêm o melhor valor da função objetivo (de acordo com o critério de minimização ou maximização) são definidas como soluções ótimas. Quando não existir solução ótima, uma vez que soluções podem assumir valores de FO infinitamente melhores, o problema MIP é chamado ilimitado (CHVÁTAL, 1983).

5.2.1 Problema de Recobrimento de Conjuntos

O Problema de Recobrimento de Conjuntos (*Set Covering Problem*, SCP) é um modelo utilizado para representar diversos problemas de otimização combinatória. Diversos problemas práticos têm sido formulados e resolvidos tendo como base o SCP. São exemplos o problema da programação de tripulantes e o problema de roteamento de veículos. Uma descrição dos problemas clássicos mais relevantes de SCP pode ser encontrada em Caprara, Toth e Fischetti (2000) e em Umetani e Yagiura (2007).

De acordo com Wolsey (2007), é possível formular o SCP como um problema de programação inteira binária. Considere um conjunto de elementos $L = \{1, \dots, n_L\}$ e o conjunto de possíveis coberturas $S = \{S_1, \dots, S_{n_N}\}$, em que $S_n \subseteq L$, e $N = \{1, \dots, n_N\}$. Considere também um custo c_n associado a cada cobertura. Para facilitar a descrição do modelo, primeiramente é construída uma matriz de incidência Q de tal forma que $q_{l \times n} = 1$ se $l \in S_n$, caso contrário $q_{l \times n} = 0$. A formulação do SCP requer a definição de quatro critérios, a seguir:

- 1) Definição das variáveis.

Se o conjunto n é selecionado então $x_n = 1$, caso contrário $x_n = 0$.

- 2) Definição das restrições.

Ao menos um conjunto n deve cobrir L , então:

$$\sum_{n=1}^{n_N} q_{l \times n} x_n \geq 1 \quad \forall l \in L, \forall n \in N$$

- 3) Definição do recobrimento.

$$x_n \in \{0, 1\} \quad \forall n \in N$$

- 4) Definição da função objetivo.

O custo total da FO deve ser minimizado:

$$\min \sum_{n=1}^{n_N} c_n x_n$$

5.2.2 Teoria Parcimoniosa aplicada aos problemas de diagnóstico

Genericamente, os sistemas de diagnóstico de problemas envolvem a utilização de uma base de conhecimento associativo entre distúrbios e manifestações e a aplicação de inferências que testam e definem se um conjunto de hipóteses plausíveis (desordens conhecidas) explica satisfatoriamente as manifestações observadas. Os modelos mais simples para problemas de diagnósticos requerem a definição de quatro critérios, conforme é visto a seguir (PENG; REGGIA, 1986):

- $D = \{d_1, \dots, d_n\}$ é o conjunto de distúrbios (causa);
- $M = \{m_1, \dots, m_k\}$ é o conjunto de manifestações (efeitos);
- $C \subseteq D \times M$ é a relação entre causas e efeitos;
- $M^+ \subseteq M$ é um subconjunto distinto de M .

O entendimento dos conjuntos descritos acima pode ser esclarecido através da figura 5.1, a qual ilustra simbolicamente a relação causa-efeito para um problema de diagnóstico associado à partida do motor de um carro.

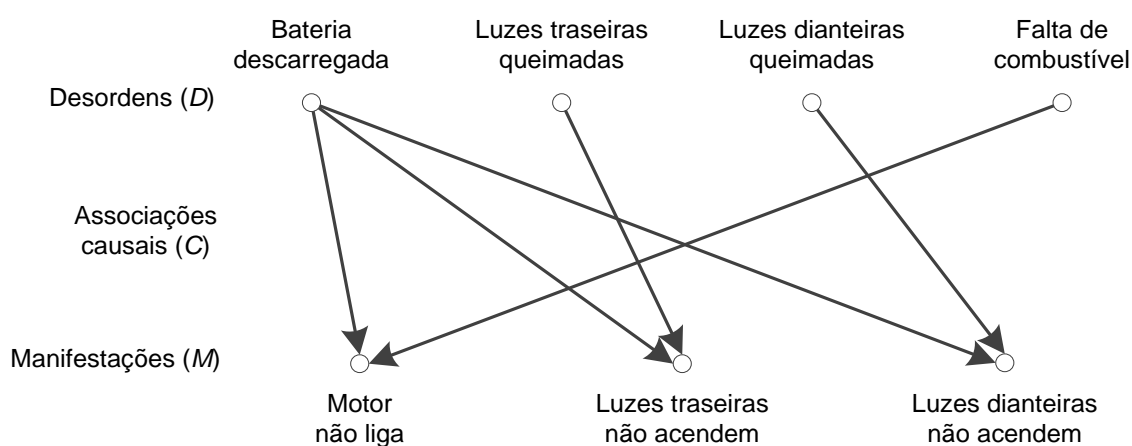


Figura 5.1 – Rede causal para o problema de diagnóstico de partida no motor

Fonte: Adaptado de Leão (2010).

A Teoria de Recobrimento Parcimoniosa tem sido utilizada como base para o desenvolvimento de modelos dedicados a resolução de problemas de diagnóstico. O princípio dessa teoria é adotar o critério da plausibilidade: uma cobertura “simples” é preferível a uma cobertura “complexa”. No exemplo da partida do motor, é possível que o alarme mais provável seja falso e o verdadeiro seja falho, mas isso é

fortemente improvável uma vez que existem associações causais conhecidas que comprovam a veracidade da relação causa-efeito.

Portanto, um conjunto de hipóteses plausíveis é definido como cobertura parcimoniosa de uma manifestação se ele cobrir todo M^+ e satisfizer o critério de ser, dentre todas as opções possíveis, o mais parcimonioso ou “simples”. Em geral, procura-se uma única hipótese, no entanto, podem existir mais do que uma explicação para M^+ . (PENG; REGGIA, 1986).

5.3 Modelo matemático para o diagnóstico de falta

O processamento de alarmes compreende a interpretação de alarmes durante ocorrências de falta com o objetivo de identificar quais ações corretivas devem ser tomadas para o reestabelecimento do serviço. Entretanto, o processo de diagnóstico de falta envolve alguns questionamentos a partir do momento que o operador é confrontado com os diversos alarmes, entre quais podemos citar (DIJK, 1992):

- 1) O que aconteceu?
- 2) Em que local ocorreu?
- 3) Houve mau funcionamento de relés de proteção? Em quais?
- 4) Houve mau funcionamento de disjuntores? Em quais?
- 5) Existem alarmes falhos? Quais?
- 6) Existem alarmes falsos? Quais?

Essas perguntas servem como base para o desenvolvimento do modelo matemático proposto.

5.3.1 Formalização do modelo

Segundo Wen e Chang (1997), o problema de estimação da seção em falta tem como objetivo encontrar eventos que expliquem os alarmes reportados no SCADA. Os eventos correspondem aos estados esperados de relés e disjuntores após uma ocorrência de falta no SEP. De modo geral, um evento está relacionado a um distúrbio na rede, que resultou em um conjunto de alarmes. Todos os alarmes do SEP correspondem ao conjunto de alarmes (manifestações), enquanto todos os eventos formam um conjunto de eventos (distúrbios). De acordo com Dijk (1992), a relação entre evento e alarme pode ser descrito matematicamente através de:

$$e_i \rightarrow Ae_i \quad \forall i \in I \quad (5.2)$$

com

$$e_i \in E_S \quad (5.3)$$

$$Ae_i = \{a_j \mid a_j \in A_S\} \quad \forall j \in J \quad (5.4)$$

em que,

a é um alarme;

e é um evento;

i é um índice de evento;

j é um índice de alarme;

n_a é o número total de alarmes;

n_e é o número total de possíveis eventos;

Ae_i é o conjunto de alarmes associados ao evento e_i ;

A_S é o conjunto de todos os alarmes;

E_S é o conjunto de padrões de evento;

I é o conjunto de índices dos eventos, $I = \{1, 2, \dots, n_e\}$;

J é o conjunto de índices dos alarmes, $J = \{1, 2, \dots, n_a\}$;

\rightarrow representa a relação entre e_i e A_i .

A equação (5.2) corresponde à definição formal de evento, onde é possível concluir que um evento é caracterizado por um grupo de alarmes. As equações (5.3) e (5.4) correspondem aos conjuntos finitos de eventos e alarmes que caracterizam a proteção do sistema de potência.

Supondo o conjunto de alarmes reportados A , de tal forma que o conjunto A esteja contido em A_S , o objetivo é determinar qual evento, ou eventos, explica(m) A . Quando A corresponder a um dos conjuntos pré-definidos A_i , a solução pode ser obtida diretamente utilizando a equação (5.2).

Entretanto, existe a possibilidade do conjunto A não corresponder a nenhum dos conjuntos Ae_i , de forma exata. A aproximação de um evento ou a combinação de múltiplos eventos pode, de fato, explicar A , e conhecendo isso, é imprescindível a introdução de dois novos critérios ao modelo matemático que permita a identificação de múltiplos eventos. Dessa forma, é possível formalizar o problema de diagnóstico através de (WEN; CHANG, 1997):

$$e_i \rightarrow A \text{ se } e_i \rightarrow Ae_i \text{ e } Ae_i \subset A \quad (5.5)$$

$$E \rightarrow A \text{ se } E = \{e_i \mid e_i \rightarrow Ae_i, Ae_i \in C_A\} \\ \text{e} \quad (5.6) \\ C_A = \{Ae_i \mid a_j \in A, a_j \in Ae_i, e_i \rightarrow Ae_i\}$$

em que,

A é o conjunto de alarmes reportados;

E corresponde a um evento ou combinação de eventos que justificam A ;

C_A é o conjunto de Ae_i , que contenha um alarme, ao menos, presente em A .

A equação (5.5) define que um evento e_i pode explicar os alarmes reportados A , desde que o conjunto Ae_i esteja contido em A , ou seja, e_i é uma solução parcial da ocorrência A . Outro detalhe importante, é que a equação (5.5) pode levar a múltiplas soluções, caso exista um conjunto de alarmes, Ae_k , que esteja contido em Ae_i ($i \neq k$). Assim, a incompatibilidade entre Ae_i e A deve ser analisada a fim de determinar se os alarmes que se diferem em ambos os conjuntos são, de fato, coerentes (DIJK, 1992).

A equação (5.6) condiciona a busca de eventos que expliquem ao menos um dos alarmes relatados em A . Essa restrição permite que haja múltiplas soluções, muitas vezes contraditórias. A aplicação do principio da parcimônia resolve esse problema, pois seleciona, apenas, o menor número de eventos necessários para explicar os alarmes relatados (DIJK, 1992).

Fica evidente, a partir da descrição acima, que o problema de diagnóstico de falta é um problema de otimização combinatória que deve refletir as exigências impostas por estas equações com objetivo de selecionar a hipótese mais simples e capaz de explicar o conjunto de alarmes recebidos. Com base nesses critérios, foi desenvolvido um modelo de programação inteira mista para o problema de estimação da secção em falta em sistemas de potência fundamentado na Teoria de Recobrimento de Conjuntos Parcimoniosa.

A partir das definições descritas acima, é possível formalizar um modelo de MIP para a estimação da secção em falta. O modelo proposto é um dos possíveis modelos que podem ser formalizados a partir da equação (5.1). Essa abordagem é semelhante ao modelo de programação inteira binária, proposto por Fritzen (2012), e é apresentada a seguir:

Conjuntos

I é o conjunto de índices dos eventos;

J é o conjunto de índices dos alarmes;

E_j é o conjunto de índices dos eventos associados ao alarme j ;

A_i é o conjunto de índices dos alarmes associados ao evento i .

Parâmetros

$$a_j = \begin{cases} 1, & \text{se o alarme } j \text{ é acionado} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

M_i é um número suficiente grande, no caso $M_i = |A_i|$;

W_1, W_2, W_3 são coeficientes da função objetivo de valor constante.

Variáveis

$$e_i = \begin{cases} 1, & \text{se o evento } i \text{ é escolhido} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$s_j = \begin{cases} 1, & \text{se o alarme } j \text{ é falso} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$f_j = \begin{cases} 1, & \text{se o alarme } j \text{ é falho} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$ve_i \geq 0$, determina o custo associado ao evento e_i .

Modelo

$$\min W_1 \sum_{j \in J} s_j + W_2 \sum_{i \in I} ve_i + W_3 \sum_{i \in I} e_i \quad (5.7)$$

sujeito a

$$s_j + \sum_{i \in E_j} e_i \geq a_j \quad \forall j \in J \quad (5.8)$$

$$e_i \leq a_j + f_j \quad \forall i \in I, \forall j \in J \quad (5.9)$$

$$M_i(e_i - 1) + \sum_{j \in A_i} f_j \leq ve_i \quad \forall i \in I \quad (5.10)$$

$$e_i \in \{0, 1\} \quad \forall i \in I \quad (5.11)$$

$$s_j, f_j \in \{0, 1\} \quad \forall j \in J \quad (5.12)$$

$$ve_i \geq 0 \quad \forall i \in I \quad (5.13)$$

A equação (5.7) corresponde à função objetivo do modelo, na qual são empregados os pesos W_1 , W_2 e W_3 com intuito de refletir a importância relativa de cada variável de decisão e, desta forma, atender o critério da parcimônia. Observe que a solução ótima é aquela que explica, de forma mais simples possível, o distúrbio do sistema, ou seja, que apresenta o menor número eventos e dispositivos com mau funcionamento. Os valores dos pesos são obtidos de maneira heurística e deve decrescer sucessivamente, $W_1 \geq W_2 \geq W_3$.

A restrição (5.8) determina que cada alarme reportado deve estar associado a, pelo menos, um evento, caso contrário é considerado falso. A restrição (5.9) indica que ausência de sinalização de um dado alarme esperado para caracterizar o evento determina que esse alarme seja falho.

Como dito anteriormente, o modelo de MIP proposto é semelhante ao modelo de PIB utilizado por Fritzen (2012). O diferencial dessa nova proposta é a adição da restrição (5.10), que contém um *Big-M* e variáveis reais, ve_i , que indicam a participação de cada evento na FO obtida. A restrição corresponde à hierarquização dos múltiplos eventos escolhidos com intuito de apresentar ao operador do COS um *ranking* dos eventos mais plausíveis. Essa abordagem tem o objetivo de aumentar a confiabilidade da resposta, mesmo que, paradoxalmente, exista uma deterioração na qualidade da solução obtida. As respostas alternativas possibilitam opções viáveis para o operador determinar quais as medidas necessárias para o restabelecimento do serviço caso o evento prioritário esteja errado. O funcionamento da restrição (5.10) pode ser mais bem entendido por meio do seguinte exemplo:

$$M_i(e_i - 1) + \sum_{j \in A_i} f_j \leq ve_i \quad \forall i \in I$$

Para $i = 1$ e $A_i = \{1,2,3,4,5\}$,

$$M_1 = |A_1| = 5$$

$$5(e_1 - 1) + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 \leq ve_1$$

Caso $e_1 = 0$, tem-se:

$$5(-1) + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 \leq ve_1$$

$$-5 + \sum_{j \in A_1} f_j \leq ve_1$$

Observe que ve_1 pode assumir valor zero para qualquer combinação de alarmes falhos, uma vez que $\sum_{j \in A_1} f_j \leq 5$.

Caso $e_1 = 1$, tem-se:

$$-5.0 + \sum_{j \in A_1} f_j \leq ve_1 \Rightarrow \sum_{j \in A_1} f_j \leq ve_1$$

sendo que ve_1 assumirá na solução ótima o valor de $ve_1 = \sum_{j \in A_1} f_j$.

Conforme visto acima, ve_i assume valores inteiros na solução ótima. A variável ve_i é definida como variável real em virtude de experimentos que comprovam que a utilização de variáveis inteiras dificulta e torna mais lenta a resolução do problema. Ainda sobre a restrição (5.10), a utilização de valores M é bastante comum em programação inteira e, geralmente, são difíceis em resolver porque a relaxação linear utilizada permite diversos valores fracionários. Neste caso, é utilizado o menor *Big-M* possível para cada evento, ou seja, M_i é igual à cardinalidade de A_i . Uma explicação detalhada dessa dificuldade pode ser vista em Bosch e Trick (2005).

O modelo de otimização é empregado para determinar a secção em falta em sistemas de potência com base na análise de eventos em nível de equipamento, conforme visto no capítulo anterior. Portanto, os parâmetros de alarme utilizados no modelo MIP são as respostas obtidas pelo classificador de eventos em cada componente do sistema elétrico que tenha um alarme associado reportado no SCADA. Em outras palavras, esses parâmetros correspondem a alarmes processados em cada equipamento que forneçam uma informação útil para a otimização, nesse caso, a direção da falta.

Além dos alarmes processados, também é empregada a informação de estado de disjuntores entre os parâmetros utilizados. Como visto no capítulo 4, o estado de disjuntores são analisados em nível local para a classificação de evento. O motivo da utilização, novamente, de disjuntores na análise da falta tem o objetivo de agregar informação durante a análise coletiva dos equipamentos de forma a reunir informação a um padrão de evento que contenha a atuação da proteção de retaguarda remota. Por fim, o funcionamento de disjuntores é avaliado com a finalidade de identificar um possível mau funcionamento.

A formulação descrita acima não considera a variável tempo como parte do problema, o que significa dizer que este modelo analisa a falta como se todos os alarmes fossem disparados no mesmo instante. O grupo de alarmes que deve ser analisado deve ser filtrado durante a leitura sequencial de eventos do SCADA em tempo real, de forma a quebrar em janelas de tempo e diferenciar ocorrências distintas. O procedimento para leitura dos alarmes é explicado com maior detalhamento no capítulo seguinte.

5.3.2 Exemplo numérico

O sistema teste apresentado na figura 5.2 é utilizado para facilitar o entendimento da abordagem proposta. Esse sistema contém duas unidades geradoras (UG1 e UG2), duas barras (B1 e B2) e uma linha de transmissão (LT1).

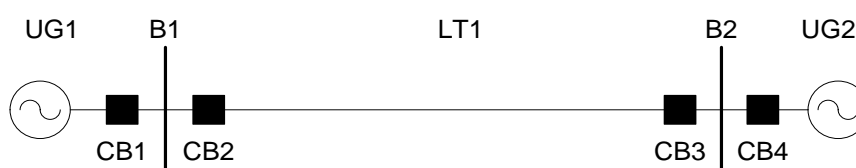


Figura 5.2 – Sistema de potência utilizado para demonstrar o modelo MIP

Supondo que as filosofias de proteção utilizadas nas barras sejam apenas seletivas, enquanto outros componentes possuam dispositivos de proteção principal e retaguarda, é possível concluir que os parâmetros do MIP passíveis de serem identificados na análise local são os seguintes:

- Duas classificações para a unidade geradora UG1: falta (UG1 F) e falta externa (UG1 FE);
- Duas classificações para a unidade geradora UG2: falta (UG2 F) e falta externa (UG2 FE);
- Uma classificação para a barra B1: falta (B1 F);
- Uma classificação para a barra B2: falta (B2 F);
- Três classificações para LT1: falta (LT1 F), falta externa na direção da SE1 (LT1 FD SE1) e falta externa na direção da SE2 (LT1 FD SE2).

Incluindo os alarmes associados aos disjuntores (CB1, CB2, CB3 e CB4) obtém-se um conjunto de 13 alarmes, $J = \{1, 2, \dots, 13\}$, em que cada alarme

corresponde a um ponto supervisionado no SCADA. Os alarmes do sistema podem ser vistos na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Conjunto de alarmes do sistema teste

Alarme	ID	Descrição
a_1	UG1 F	Falta no Gerador U1
a_2	UG1 FE	Falta Externa ao Gerador U1
a_3	UG2 F	Falta no Gerador U2
a_4	UG2 FE	Falta Externa ao Gerador U2
a_5	B1 F	Falta na Barra B1
a_6	B2 F	Falta na Barra B2
a_7	LT1 F	Falta na Linha L1
a_8	LT1 FD SE1	Falta vista por L1 na direção da SE1
a_9	LT1 FD SE2	Falta vista por L1 na direção da SE2
a_{10}	CB1	Estado do disjuntor CB1
a_{11}	CB2	Estado do disjuntor CB2
a_{12}	CB3	Estado do disjuntor CB3
a_{13}	CB4	Estado do disjuntor CB4

O levantamento dos padrões depende do conhecimento de esquemas de proteção utilizados no sistema de potência. Apesar de presumível para esse pequeno sistema teste, é humanamente impraticável enumerar todas as possibilidades de eventos num sistema real de grande porte devido à explosão combinatória desses alarmes. O número total de eventos possíveis (n_{ep}) é calculado através da equação (5.14), ou seja,

$$n_{ep} = 2^{n_a} \quad (5.14)$$

em que n_a é o número total de alarmes considerados no modelo. Para esse pequeno SEP existe um total de $2^{13} = 8192$ eventos possíveis.

No entanto, nem todos esses eventos possuem uma explicação física coerente, pelo fato de que esquemas de proteção devem atender requisitos de seletividade, coordenação e confiabilidade. Esses critérios permitem que o sistema

de proteção tenha um comportamento previsível, e assim evidenciar que apenas alguns eventos são, de fato, plausíveis de acontecer.

Para fins de ilustração, são considerados 5 padrões, $I = \{1, 2, \dots, 5\}$, em que cada evento corresponde a operação da proteção para um falta num determinado equipamento do sistema. O conjunto de eventos com os respectivos conjuntos de alarmes correspondentes pode ser visto na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Padrões de funcionamento da proteção do sistema teste

Evento	Alarmes característicos	Descrição dos alarmes correspondentes	Descrição do Evento
e_1	a_1, a_8, a_{10}	UG1 F, LT1 FD SE1 e CB1	Falta no Gerador UG1
e_2	$a_2, a_5, a_8, a_{10}, a_{11}$	B1 F, UG1 FE, LT1 FD SE1, CB1 e CB2	Falta na Barra B1
e_3	$a_2, a_4, a_7, a_{11}, a_{12}$	LT1 F, UG1 FE, UG2 FE, CB2 e CB3	Falta na Linha L1
e_4	$a_4, a_6, a_9, a_{12}, a_{13}$	B2 F, LT1 FD SE2, UG2 FE, CB3 e CB4	Falta na Barra B2
e_5	a_3, a_9, a_{13}	UG2 F, LT1 FD SE2 e CB4	Falta no Gerador UG2

Outra forma de representar os padrões é através da matriz P , que mostra a relação entre os índices dos eventos em J com os índices dos alarmes em I , e é mostrado logo abaixo:

$$P = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ e_4 \\ e_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Após definidos os conjuntos, é possível montar o modelo MIP relativo ao sistema teste. Nesta dissertação foram utilizados os valores 9, 3 e 1 como pesos para alarmes falsos (W_1), alarmes falhos (W_2) e eventos (W_3), respectivamente. Para esta configuração e conforme equações (5.7) a (5.13), o modelo MIP assume a seguinte forma:

$$\min 9(s_1 + s_2 + s_3 + s_4 + s_5 + s_6 + s_7 + s_8 + s_9 + s_{10} + s_{11} + s_{12} + s_{13}) \\ + 3(ve_1 + ve_2 + ve_3 + ve_4 + ve_5) + (e_1 + e_2 + e_3 + e_4 + e_5)$$

sujeito a

$$s_1 + e_1 \geq a_1$$

$$s_2 + e_2 + e_3 \geq a_2$$

$$s_3 + e_5 \geq a_3$$

$$s_4 + e_3 + e_4 \geq a_4$$

$$s_5 + e_2 \geq a_5$$

$$s_6 + e_4 \geq a_6$$

$$s_7 + e_3 \geq a_7$$

$$s_8 + e_1 + e_2 \geq a_8$$

$$s_9 + e_4 + e_5 \geq a_9$$

$$s_{10} + e_1 + e_2 \geq a_{10}$$

$$s_{11} + e_2 + e_3 \geq a_{11}$$

$$s_{12} + e_3 + e_4 \geq a_{12}$$

$$s_{13} + e_4 + e_5 \geq a_{13}$$

$$e_1 \leq a_1 + f_1$$

$$e_1 \leq a_8 + f_8$$

$$e_1 \leq a_{10} + f_{10}$$

$$e_2 \leq a_2 + f_2$$

$$e_2 \leq a_5 + f_5$$

$$e_2 \leq a_8 + f_8$$

$$e_2 \leq a_{10} + f_{10}$$

$$e_2 \leq a_{11} + f_{11}$$

$$e_3 \leq a_2 + f_2$$

$$e_3 \leq a_4 + f_4$$

$$e_3 \leq a_7 + f_7$$

$$e_3 \leq a_{11} + f_{11}$$

$$e_3 \leq a_{12} + f_{12}$$

$$e_4 \leq a_4 + f_4$$

$$e_4 \leq a_6 + f_6$$

$$e_4 \leq a_9 + f_9$$

$$e_4 \leq a_{12} + f_{12}$$

$$e_4 \leq a_{13} + f_{13}$$

$$e_5 \leq a_3 + f_3$$

$$e_5 \leq a_9 + f_9$$

$$e_5 \leq a_{13} + f_{13}$$

$$3(e_1 - 1) + f_1 + f_8 + f_{10} \leq ve_1$$

$$5(e_2 - 1) + f_2 + f_5 + f_8 + f_{10} + f_{11} \leq ve_2$$

$$5(e_3 - 1) + f_2 + f_4 + f_7 + f_{11} + f_{12} \leq ve_3$$

$$5(e_4 - 1) + f_4 + f_6 + f_9 + f_{12} + f_{13} \leq ve_4$$

$$3(e_5 - 1) + f_3 + f_9 + f_{13} \leq ve_5$$

$$e_1, e_2, e_3, e_4, e_5 \in \{0, 1\}$$

$$f_1, f_2, f_3, f_4, f_5, f_6, f_7, f_8, f_9, f_{10}, f_{11}, f_{12}, f_{13} \in \{0, 1\}$$

$$s_1, s_2, s_3, s_4, s_5, s_6, s_7, s_8, s_9, s_{10}, s_{11}, s_{12}, s_{13} \in \{0, 1\}$$

$$ve_1, ve_2, ve_3, ve_4, ve_5 \geq 0$$

Supondo que uma falta ocorreu na barra B1, com posterior atuação da proteção, e que os alarmes reportados no SCADA tenham sido previamente processados pelo classificador de eventos, obtém-se a tabela 5.3 que corresponde ao conjunto de alarmes ligados ($a_j = 1$).

Resolvendo a instância obtém-se a solução ótima, mostrada na tabela 5.4. Essa solução está associada ao seguinte diagnóstico: a falta ocorreu na barra B1 e a operação da proteção é caracterizada pelo evento e_2 . A variável ve_2 identifica que os alarmes reportados não correspondem exatamente ao evento e_2 . Essa

incompatibilidade é explicada pelas duas últimas variáveis: o disjuntor CB3 (a_{12} falso) foi aberto em virtude da falha de operação do disjuntor CB2 (a_{11} falho).

Tabela 5.3 – Alarmes reportados para uma falta na barra B1

Alarmes reportados	Descrição dos alarmes correspondentes
a_2	UG1 FE
a_5	B1 F
a_8	LT1 FD SE1
a_{10}	CB1
a_{12}	CB3

Tabela 5.4 – Solução ótima obtida

Instância	Solução ótima	FO
a_2, a_5, a_8, a_{10} e a_{12}	$e_2 = 1$ $ve_2 = 3$ $s_{12} = 1$ $f_{11} = 1$	$9s_{12} + 3ve_2 + e_2 = 13$

Fonte: Relatório do software CPLEX.

Apesar da trivialidade da instância, é possível perceber que o evento ocorrido é, de fato, plausível de acontecer. Após o restabelecimento do serviço e análise pós-morte da falta, os engenheiros de proteção poderão afirmar se essa ocorrência era esperada ou não. Caso sim, a base de dados do modelo MIP pode ser atualizada adicionando esse novo padrão de evento. Isso possibilitará um melhor desempenho do modelo com identificação do número mínimo de eventos.

5.3.3 Software para a resolução de problemas de programação inteira

Para resolução do modelo de programação inteira mista foi utilizado o *solver* comercial *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio* versão 12.4. O *CPLEX* emprega diversas técnicas para melhorar o desempenho de métodos exatos para a resolução de problemas de programação inteira mista, incluindo a combinação de algoritmos do tipo *branch and bound* e *branch and cut* com estratégias heurísticas para encontrar soluções ótimas factíveis. Outra ferramenta particular do *CPLEX*, e de

muito proveito, é a habilidade em enumerar múltiplas soluções que estão próximas ao ótimo e armazená-los em memória (Linderoth; Lodi, 2011).

O *CPLEX* possui diversos parâmetros que podem ser ajustados pelo usuário a fim de adequar ao problema em questão, e assim alcançar o máximo desempenho. Nessa dissertação, optou-se pela utilização dos valores padrão para a obtenção dos resultados.

Além do *CPLEX*, existem diversos softwares que podem ser empregados para resolver problemas MIP. Uma lista descrevendo e comparando as ferramentas mais difundidas no mercado pode ser obtida no trabalho recente de Meindl e Templ (2012). Os *solvers* comparados neste estudo incluem softwares livres de código aberto: *GLPK*, *LP_SOLVE*, *CLP*, *SCIP* e *SoPlex*; e softwares comerciais de código fechado: *CPLEX*, *Xpress* e *Gurobi*. Esse estudo apontou o *CPLEX* como àquele com o melhor desempenho em termos de tempo computacional na resolução de MIPs.

5.4 Considerações finais

O presente capítulo apresentou o modelo matemático proposto para o diagnóstico de falta em sistemas de potência. O problema foi formulado como sendo de programação inteira mista (MIP), e utiliza a teoria de recobrimento de conjuntos parcimoniosa. A formulação contempla os estados de disjuntores e as respostas obtidas pelo classificador de eventos para estimar a(s) seção(ões) em falta e determinar se houve mau funcionamento de dispositivos de proteção.

Esse problema já tinha sido tratado na literatura como sendo de programação inteira binária, contudo, em nenhum dos modelos estudados foi levantada a questão da confiabilidade do modelo. O modelo MIP proposto apresenta ao operador não apenas a resposta mais parcimoniosa, mas também as soluções alternativas, de forma ordenada, que também podem explicar, mesmo que com uma possibilidade menor, o defeito ocorrido.

6 METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 Considerações gerais

Este capítulo apresenta uma visão geral do processador de alarmes proposto, assim como alguns requisitos fundamentais para o desenvolvimento e implantação de uma ferramenta computacional em Centros de Operação do Sistema (COS). Na subseção 6.2 é exposto o funcionamento do algoritmo para a estimação da secção em falta em sistemas de potência, bem como os módulos envolvidos para obtenção de diagnósticos a partir da leitura de alarmes em tempo real. As subseções 6.3 e 6.4 apresentam o procedimento para adição de padrões de evento no banco de dados do *software*, de forma a representar a lógica de operação da proteção para os diversos componentes do sistema elétrico.

6.2 Visão geral do processador de alarmes

A solução proposta nessa dissertação é baseada em três módulos interconectados: o configurador de redes, o classificador de eventos e o diagnóstico de falta. A descrição detalhada de cada um desses módulos foi tratada em separado nos capítulos anteriores: 3, 4 e 5, respectivamente. No entanto, a concepção de uma ferramenta computacional envolve o desenvolvimento de rotinas auxiliares que possibilitem a operação em tempo real. Dentre essas funcionalidades, podem-se citar as seguintes: a conexão no banco de dados do SCADA, o cadastro de informações relacionadas à filosofia de proteção e a apresentação dos diagnósticos através de uma interface homem-máquina. A visão geral do funcionamento do processador inteligente de alarmes (PIA) é apresentada na figura 6.1.

A figura 6.1 demonstra que a solução proposta abrange a leitura de alarmes em tempo real a partir do Sistema Aberto de Supervisão e Controle (SAGE/SCADA), sistema supervisório mais utilizado em COSs brasileiros, e a comparação desses dados com informações de proteções correspondentes adquiridas no banco de dados estático do PIA. A base de dados é criada por meio da identificação dos equipamentos associados a cada um dos pontos digitais supervisionados do sistema. Nesse banco, cada alarme é escrito em função de eventos que

correspondem à lógica de operação esperada da proteção do sistema elétrico. A seguir é descrito o funcionamento do bloco de leitura e validação de alarmes.

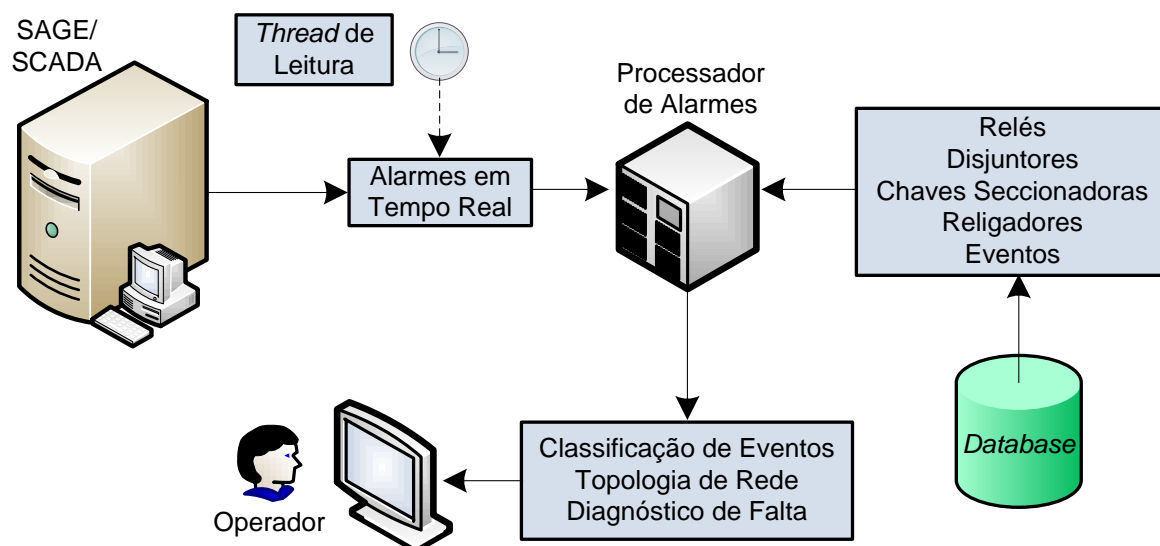


Figura 6.1 – Visão geral do sistema desenvolvido

Fonte: Adaptado de Wei et al. (2011)

6.2.1 Bloco de leitura e mapeamento dos alarmes reportados

A comparação entre alarmes reportados e alarmes esperados envolve a organização e classificação de informações que estejam relacionados com a identificação de topologia da rede, ou com sistema de proteção do SEP. O procedimento de mapeamento de alarmes utilizado nesta dissertação é apresentado na figura 6.2.

Quando uma falta, ou distúrbio, ocorre, os alarmes reportados no SCADA em tempo real passam por um pré-processamento junto com informações previamente cadastradas no banco de dados a fim de validá-lo. A filtragem dos alarmes corresponde à primeira etapa do processador de alarmes, mostrado na figura 6.3, e efetua o mapeamento das informações úteis de forma a inicializar o sistema. O mapeamento verifica se o alarme reportado é, de fato, um dado imprescindível para o processador de alarmes através de algum critério que assemelhe as informações. Em subestações modernas, os alarmes devem respeitar a codificação segundo a norma internacional IEC-61850, possibilitando a criação de identificador genérico de TAGs (WEI et al.,2011).

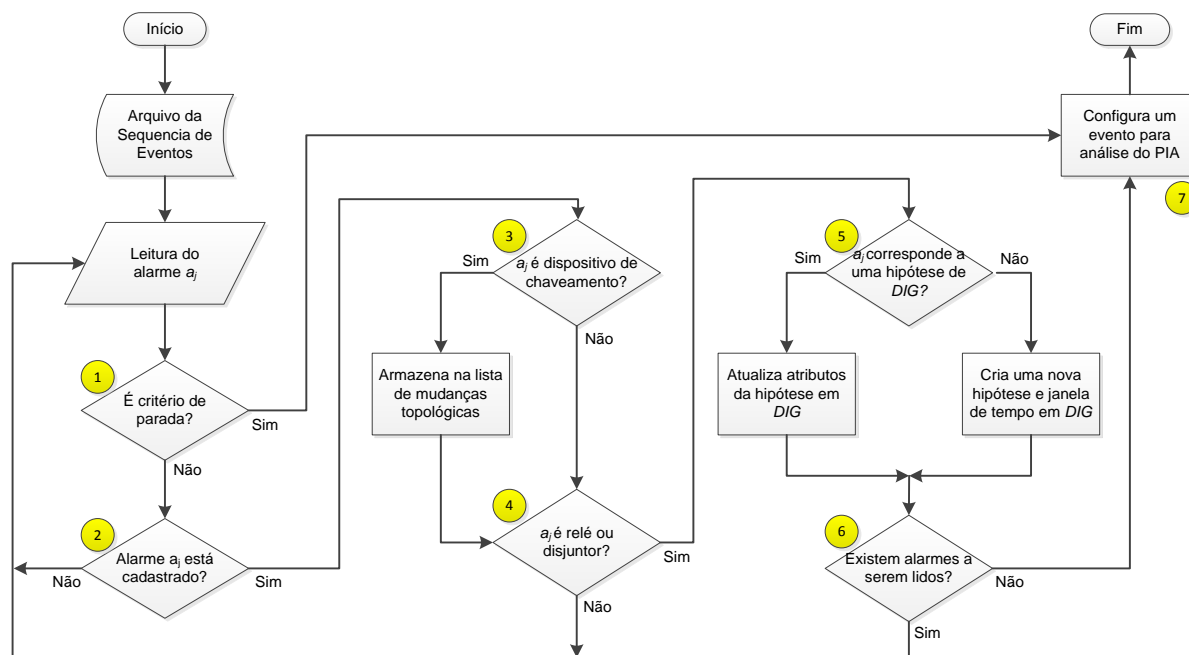


Figura 6.2 – Processo de mapeamento das informações úteis ao PIA

Nesse trabalho foram utilizadas informações da rede supervisionada e de controle da CEEE, na qual os identificadores do banco de dados possuem codificação semelhante ao padrão IEC-61850, cujo formato geral foi mostrado na tabela 4.1. Portanto, para cada alarme reportado a_j são executadas, sequencialmente, as seguintes comparações (conforme figura 6.2):

- 1) Verificar se o alarme a_j corresponde a um critério de parada: religamento automático; alarme já reportado na janela de tempo com estado inverso. Se sim, segue para etapa 7. Caso contrário, segue para etapa 2.
- 2) Verificar se o alarme a_j corresponde a um ponto digital supervisionado de relés de proteção, disjuntores ou chaves seccionadoras. Se sim, segue para etapa 3. Se não, é feita a leitura do próximo alarme a_j . Caso não seja encontrado nenhum alarme de proteção, o processador de alarmes não será ativado nesta janela de tempo, com a *thread* de leitura ficando em repouso até a chegada do próxima sequência de eventos (SOE);
- 3) Verificar se o alarme a_j corresponde a um dispositivo de chaveamento (seccionador ou disjuntor). Se sim, o estado do alarme é armazenado numa lista para posteriores modificações na topologia da rede.
- 4) Verificar se o alarme a_j corresponde a funções de proteção (relés ou disjuntores) e se o mesmo está associado a algum equipamento do

sistema de potência cadastrado no banco de dados do programa. Se sim, segue para etapa 5. Se não, é feita a leitura do próximo alarme a_j .

- 5) Verificar se o equipamento associado ao alarme a_j está presente na lista de hipóteses *DIG*, esta definida na seção 4.4.1. Se sim, atualiza os atributos da hipótese, com a adição do alarme a_j . Se não, cria um novo registro em *DIG* e uma nova janela de tempo associada ao componente.
- 6) Verificar se ainda existem novos alarmes no arquivo SOE. Se sim, retorna a etapa 1. Caso contrário, segue para etapa 7.
- 7) Atualização do estado do alarme a_j na lista *ALM*, definida na seção 4.4.1 e finalização da janela de tempo. Nesse ponto, as informações organizadas durante a filtragem de alarmes serão entregues ao configurador de redes. Os conjuntos de informações devem incluir os seguintes dados:
 - Lista de hipóteses *DIG*;
 - Estrutura *ALM* contendo o estado atualizado de alarmes;
 - Montagem das instâncias locais, contendo todas as informações de estado de alarmes que caracterizem um evento para cada hipótese;
 - Lista de dispositivos de chaveamento reportados na janela de tempo.

A duração de cada janela de tempo deve ser estimada pelo operador de forma a possibilitar uma boa interpretação da sequência de eventos. Neste trabalho, foi utilizado o intervalo de 1 minuto na leitura de novas informações de alarmes. Um detalhe importante com relação a janelas de tempo, e conseqüentemente ao número de eventos existentes no arquivo de sequência de eventos, é que poderão existir situações em que, dentro de uma mesma janela, várias sequências devem ser identificadas e processadas separadamente. A identificação dessas sequências ou quebras de janela é feita na etapa 1 do algoritmo. Caso seja identificado um critério de parada e continuar existindo alarmes para serem lidos no mesmo intervalo de tempo, a metodologia proposta prevê a geração de múltiplas soluções. Isso se deve ao fato de existirem faltas temporárias ou, então, faltas próximas, no tempo.

Em suma, eventos podem ser caracterizados a partir de alarmes de religamento automático, função 79 de relés de proteção, ou dupla variação de um alarme dentro da mesma janela de tempo, por exemplo, o relé 21 atuou, mudando o estado do alarme para 1 e em seguida retornou para o estado normal de operação, estado 0. Os eventos que se estejam presentes em duas janelas de tempo distintas

poderão ser caracterizados a partir da leitura de estado mais recente dos pontos digitais supervisionados armazenados no banco de dados do programa. Esse procedimento garante que o diagnóstico será realizado com a presença de todas as informações relacionadas ao evento, mesmo aqueles alarmes que não foram sinalizados em ambas as janelas de tempo.

Em caso de faltas próximas no tempo, pode transparecer ao leitor que o diagnóstico da falta efetuado não está correto, devido à ausência de disparo de alarmes no instante pós-quebra de janela, que foram relatados no evento anterior. No entanto, o processador de alarmes proposto consegue tratar esse tipo de problema através da atualização da estrutura de dados em tempo real, permitindo que cada diagnóstico definido pelo sistema utilize as informações mais recentes. Além disso, a determinação da topologia de rede desligada poderá implicar na incorporação de novos componentes ao conjunto de suspeitos *DIG*, caso estes façam parte da área desligada e não apresentem ativações de alarmes relacionados às operações de relés e disjuntores.

6.2.2 Funcionamento do processador inteligente de alarmes

A metodologia proposta é composta por quatro blocos distintos: mapeamento de alarmes, configurador de redes, classificador de eventos e diagnóstico de falta. Cada bloco desempenha uma função específica, de tal forma que o processamento é feito em série para cada distúrbio existente no sistema elétrico. O processador de alarmes proposto inclui as funcionalidades básicas para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para auxiliar operadores de salas de controle e operação durante contingências em tempo real. O funcionamento do processador de alarmes pode ser visto na figura 6.3.

O configurador de redes é executado com o objetivo de identificar as mudanças topológicas ocorridas na janela de tempo e, assim, determinar se houve uma área desligada da rede em virtude do defeito. Novos equipamentos serão adicionados à lista de suspeitos *DIG* caso esses equipamentos estejam desligados e com ausência de alarmes reportados.

Para cada equipamento presente na lista *DIG* serão executados os classificadores de evento com o objetivo de filtrar alarmes e gerar respostas úteis para o modelo de otimização de programação inteira mista. Por fim, a estimação da

secção em falta é realizada por meio do módulo final, apresentando ao operador do COS um relatório contendo as seguintes informações:

- Área desligada do sistema em virtude do distúrbio;
- Secção(ões) em falta;
- Dispositivos de proteção com mau funcionamento;
- Classificação da falta em cada equipamento que possua relação com a contingência;
- Lista de alarmes reportados na janela de tempo que caracterizaram o evento de falta, podendo estar agrupados por equipamento associado.

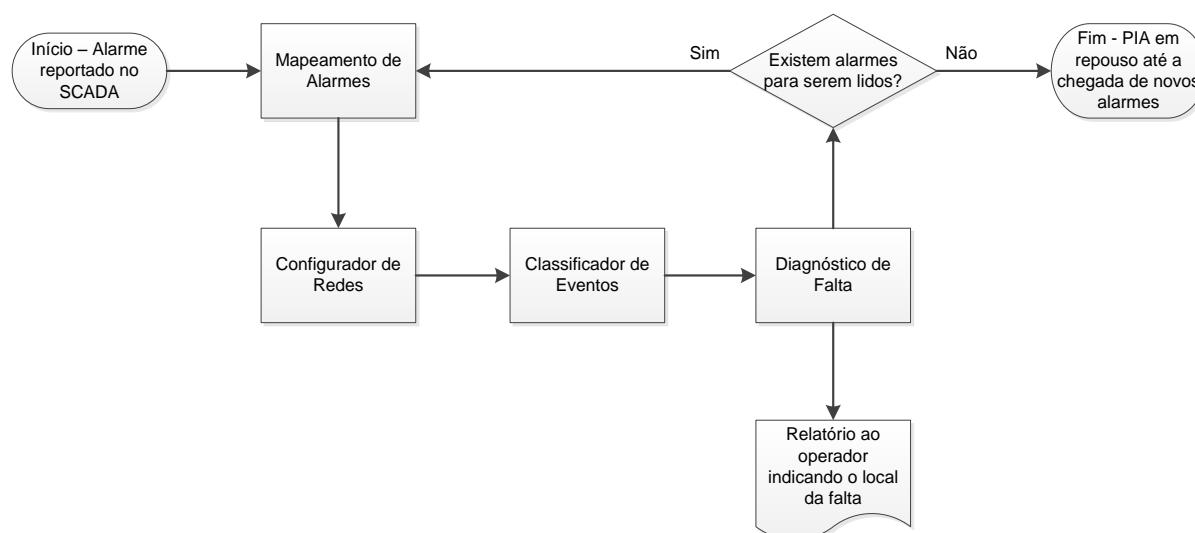


Figura 6.3 – Fluxograma simplificado do funcionamento do processador de alarmes operando em tempo real

A metodologia requer a criação de um banco de dados próprio contendo as informações dos pontos digitais supervisionados pelo SCADA. Essa nova fonte de dados deve incluir a lógica de operação de esquemas de proteção empregada no sistema de potência e informações da topologia de rede. A estrutura de dados utilizada para armazenar essas informações é descrita em detalhes no capítulo 3.

É comum utilizar os critérios de sensibilidade, seletividade, confiabilidade e velocidade para descrever as características funcionais da proteção. Contudo, o dimensionamento do sistema de proteção também está relacionado a aspectos econômicos, nível de tensão, filosofia da empresa, entre outros. Esses fatores, em conjunto com a possível ausência de documentação referente a dados do

funcionamento da proteção, evidenciam a necessidade da modelagem da operação da proteção e, conseqüentemente, cadastramento dessas informações no banco de dados do PIA. A forma como são elaborados os eventos que compõem os modelos de funcionamento da proteção dos principais componentes do sistema de potência é descrita na seção seguinte.

6.3 Modelagem da lógica de operação da proteção de equipamentos

A modelagem da lógica de operação de dispositivos de proteção envolve a definição das unidades lógicas de forma a permitir a aplicação dos métodos desenvolvidos no processador de alarmes. Os alarmes observados correspondem ao estado operacional de cada ponto digital supervisionado pelo SCADA e são representados através dos códigos 0 e 1. A interpretação desses valores depende do tipo de função que está sendo monitorada, conforme é visto abaixo:

- Relés de proteção: o valor 0 significa o relé está no estado “normal” de operação, ou seja, não atuou. O valor 1 significa que o alarme está ligado, ou seja, que a função do relé atuou.
- Dispositivos de chaveamento: estado 0 representa dispositivo fechado, ou ligado, enquanto, estado 1 representa dispositivo aberto, ou desligado.

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. O valor de estado 1 não necessariamente está atrelado ao alarme, pois poderão existir dispositivos que permaneçam ligados ou abertos por um longo período de tempo (entende-se longo período como um intervalo de tempo superior ao tempo de duração da falta). A metodologia proposta nessa dissertação faz uso das informações recebidas em tempo real, em conjunto com os registros mais recentes de pontos supervisionados do sistema para executar as rotinas do fluxograma mostrado na figura 6.3.

A partir das informações de dispositivos de proteção, o processador de alarmes inicia a análise do distúrbio efetuando classificações de eventos em cada equipamento que contenha um alarme associado presente na janela de tempo. A classificação de eventos é feita por meio do Método de Bayes e requer um banco de dados que contém a relação entre eventos e alarmes existentes. A base de dados

requer a criação de padrões de evento de acordo com a filosofia de proteção empregada em cada equipamento da rede.

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 leitura de estado. Em linhas gerais, é necessário identificar qual a característica do alarme e qual a função dele no esquema de proteção utilizado. Conforme os princípios básicos de proteção enumerados por Anderson (1999) é possível agrupar os alarmes de acordo com os seguintes critérios:

- Seletividade: refere-se à atuação da proteção estritamente dentro de sua zona de proteção. Portanto, esta restrição da proteção permite que o alarme seja classificado de duas maneiras: proteção seletiva (PS) ou proteção não-seletiva (PNS) ;
- Direcionalidade: essa característica permite que o relé opere em apenas uma direção, e está associado ao número de terminais existentes. Considerando uma linha de transmissão (LT) de dois terminais como exemplo, os alarmes poderão ser dos tipos: proteção não-seletiva em direção da subestação 1 (PDSE1) ou proteção não-seletiva em direção da subestação 2 (PDSE2);
- 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).

É importante salientar que a classificação dos alarmes existentes em um determinado equipamento não deve atender a todos os critérios descritos acima. As entradas dos padrões dependem estritamente das funções de proteção ativas e que estejam sendo monitoradas pelo SAGE/SCADA.

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 345 kV devem possuir proteção redundante, onde cada terminal da LT deve conter proteção principal e alternada composta por conjuntos de proteção independentes. A classificação de alarmes tem o objetivo de agrupar as proteções que possuam a mesma finalidade filosófica, caso das proteções redundantes, e dessa forma facilitar a montagem de padrões. Além disso, poderão existir componentes do sistema

elétrico que contém um número grande de pontos supervisionados, tornando impraticável a enumeração de todos os eventos característicos de interesse.

Para assegurar que a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) atenda ao desempenho e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede (2010), faz-se necessário que cada uma de suas instalações apresentem, individualmente, características técnicas adequadas. A manutenção das características técnicas das instalações é atendida por meio de esquemas de proteção empregados e diferem entre si por diversos motivos: tipo de equipamento, localização do equipamento, nível de tensão, filosofia empregada pela empresa responsável pela manutenção, entre outros. Tendo em mente esses requisitos, é inviável descrever todas as possibilidades de combinações de dispositivos de proteção.

Com fins didáticos, neste trabalho são modelados os esquemas de proteção empregados nos principais componentes existentes no sistema de geração e transmissão de 230 kV. Os esquemas utilizados para os testes são baseados em sistemas de proteção existentes no sistema de potência sob concessão da CEEE.

6.3.1 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão podem ser protegidas por relés de sobrecorrente, distância e diferencial de linha. Ainda, são empregadas funções auxiliares de proteção para detectar faltas durante a energização da LT (SOTF – *Switch onto Fault*) e oscilação de potência, além da teleproteção que permite o envio de comandos de disparo entre os terminais das LTs. Esquemas auxiliares podem ser modelados separadamente, fornecendo uma entrada única para a base padrão. O esquema empregado nesse trabalho pode ser visto na figura 6.4, e os pontos digitais supervisionados na linha LT1 são mostrados na tabela 6.1.

A LT1 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). Cada terminal da LT é composto de dois conjuntos de relés numéricos com funções distintas, a fim de aumentar a confiabilidade do sistema de proteção. O relé principal contém as seguintes funções ativas:

- Diferencial de linha (87L) é uma proteção seletiva que monitora a diferença de correntes que entram e saem da LT. Geralmente está

associada à proteção principal de linhas curtas e deve atuar instantaneamente;

- Sobrecorrente direcional de neutro (67N) é empregada como retaguarda na identificação de faltas no neutro;
- Lógica de chaveamento sobre falta (SOTF) é destinada às situações de fechamento do disjuntor sobre um defeito já existente, como por exemplo, um aterramento móvel esquecido conectado após manutenção. A lógica SOTF fica habilitada apenas durante intervalos de energização de LTs, e deve atuar de forma instantânea (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2012);
- Lógica de falha de disjuntor (62BF) atua quando um defeito em um disjuntor impede sua abertura completa, quando solicitado pela proteção. O 62BF monitora se a falta foi isolada dentro de um tempo pré-determinado, e caso o disjuntor principal não opere, outros disjuntores de retaguarda (local e/ou remoto) devem ser abertos (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2012);
- O religamento automático (79) tem objetivo de reduzir o tempo de indisponibilidade de LTs enviando um sinal de fechamento aos disjuntores da linha. O sucesso da tentativa de religamento é obtido quando a falta é temporária e se extinguiu durante o intervalo entre a abertura do disjuntor e o religamento do mesmo.

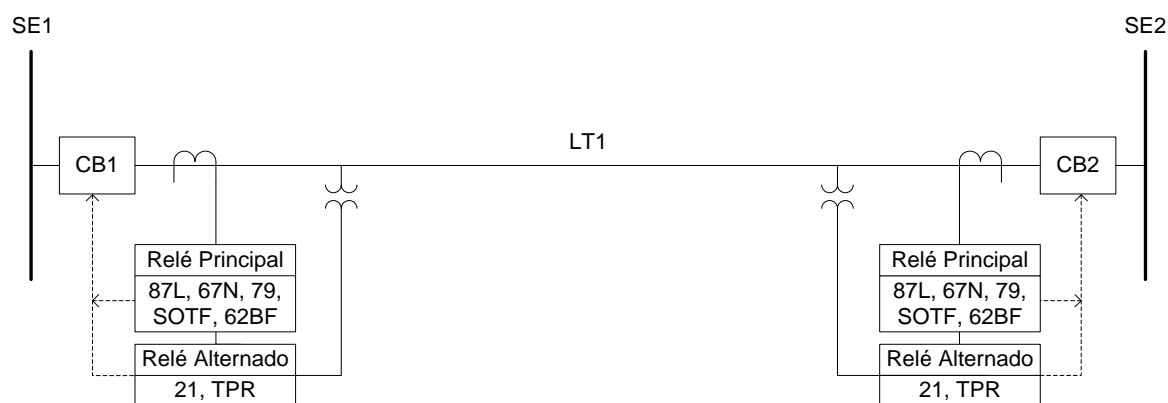


Figura 6.4 – Esquema de proteção de uma linha de transmissão de 230 kV

Fonte: Adaptado de esquemas utilizados no sistema de potência sob concessão da CEEE.

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 e, servindo como retaguarda remota para a linha adjacente e retaguarda local, no caso de falha de operação da zona 1 do 21 (ANDERSON, 1999).

As lógicas de funcionamento de teleproteção mais difundida em sistemas de potência são: transferência de disparo permissivo por subalcance (PUTT – *permissive undereach transfer trip*) e transferência de disparo permissivo por sobrealcance (POTT - *permissive overreach transfer trip*). A filosofia empregada em esquemas de teleproteção PUTT e POTT tem o objetivo de acelerar a detecção de faltas dentro da zona de proteção da linha de transmissão. Ambas as filosofias são semelhantes e se baseiam na troca de informações entre relés localizados em terminais distintos da LT, sendo que o sinal de comando enviado no PUTT é a sinalização de zona 1 do 21, enquanto no POTT, utiliza-se a sinalização de zona 2 do 21 (BLACKBURN, 1998).

Tabela 6.1 – Pontos digitais supervisionados na linha de transmissão

Alarme	ID	Descrição
a_1	LT1-SE1PDEFPON-Tmpz	LT1- SE1 -(67N)-Temporiz-N-OprPri
a_2	LT1-SE1PDIFPO	LT1- SE1 230kV-(87L)-OperPrinc
a_3	LT1-SE1PSOFPO	LT1- SE1 230kV-PrtSOTF-OperPrinc
a_4	LT1-SE1RBRFPO	LT1- SE1 230kV-(62BF)-OperPrinc
a_5	LT1-SE1RRECP---Strt	LT1- SE1 230kV-Religador(79)-Part-Pri
a_6	LT1-SE1PDISAOZ1	LT1- SE1 230kV-(21)-Z1-OperAlt
a_7	LT1-SE1PDISAOZ2	LT1- SE1 230kV-(21)-Z2-OperAlt
a_8	LT1-SE1PDISAOZ3	LT1- SE1 230kV-(21)-Z3-OperAlt
a_9	LT1-SE1PDISASZ2	LT1- SE1 230kV-(21)-Z2-PartAlt
a_{10}	LT1-SE1PDISASZ3	LT1- SE1 230kV-(21)-Z3-PartAlt
a_{11}	LT1-SE1RRECA---Strt	LT1- SE1 230kV-Religador(79)-Part-Alt
a_{12}	LT1-SE1RTPR----RX	LT1- SE1 230kV-Teleproteção-Receb
a_{13}	LT1-SE1RTPR----TX	LT1- SE1 230kV-Teleproteção-Envio
a_{14}	LT1-SE1XCBR1	LT1- SE1 230kV-DJ1:estado
a_{15}	LT1-SE2PDEFPON-Tmpz	LT1- SE2 -(67N)-Temporiz-N-OprPri

Alarme	ID	Descrição
a_{16}	LT1-SE2PLDFPO	LT1- SE2 230kV-(87L)-OperPrinc
a_{17}	LT1-SE2PSOFPO	LT1- SE2 230kV-PrtsOTF-OperPrinc
a_{18}	LT1-SE2RBRFPO	LT1- SE2 230kV-(62BF)-OperPrinc
a_{19}	LT1-SE2RRECPO	LT1- SE2 230kV-Religador(79)-OprPri
a_{20}	LT1-SE2PDISAOZ1	LT1- SE2 230kV-(21)-Z1-OperAlt
a_{21}	LT1-SE2PDISAOZ2	LT1- SE2 230kV-(21)-Z2-OperAlt
a_{22}	LT1-SE2PDISAOZ3	LT1- SE2 230kV-(21)-Z3-OperAlt
a_{23}	LT1-SE2PDISASZ2	LT1- SE2 230kV-(21)-Z2-PartAlt
a_{24}	LT1-SE2PDISASZ3	LT1- SE2 230kV-(21)-Z3-PartAlt
a_{25}	LT1-SE2RRECAO	LT1- SE2 230kV-Religador(79)-OperAlt
a_{26}	LT1-SE2RTPR----RX	LT1- SE2 230kV-Teleproteção-Receb
a_{27}	LT1-SE2RTPR----TX	LT1- SE2 230kV-Teleproteção-Envio
a_{28}	LT1-SE2XCBR2	LT1- SE2 230kV-DJ2:estado

Com base na lista de alarmes da tabela 6.1, o primeiro passo é definir a característica geral dos alarmes existentes. Essa análise é feita a seguir:

- Proteção Seletiva (PS) = $\{a_2 a_6 a_{16} a_{20}\}$
- Proteção Direcional a SE1 (PDSE1) = $\{a_{15} a_{17} a_{21} a_{22} a_{23} a_{24}\}$
- Proteção Direcional a SE2 (PDSE2) = $\{a_1 a_3 a_7 a_8 a_9 a_{10}\}$
- Falha de disjuntor (CB1 62BF) = a_4
- Falha de disjuntor (CB2 62BF) = a_{18}
- Estado do disjuntor CB1 = a_{14}
- Estado do disjuntor CB2 = a_{28}
- Teleproteção (TPR) = $\{a_9 a_{12} a_{13} a_{23} a_{26} a_{27}\}$

A partir da definição dos conjuntos de entrada, o próximo passo é a elaboração dos eventos. Os eventos contemplam nove entradas, sendo que em três delas (PS, PDSE2 e PDSE1) existe mais de um alarme associado. Qualquer alarme reportado do conjunto poder ativar a entrada em questão. Num exemplo prático, a proteção seletiva atua quando qualquer um dos alarmes a_2 , a_6 , a_{16} ou a_{20} for reportado, ou seja, se $a_6 = 1$, então PS = 1.

Outro conjunto que contém mais de um alarme associado é o conjunto de alarmes de teleproteção. Para definir se a teleproteção atuou para uma falta, uma

combinação dos alarmes de envio e recebimento de comandos deve ser identificado por meio de um algoritmo que reconheça esses padrões. O classificador baseado no Teorema de Bayes também é empregado nas análises envolvendo o disparo da proteção piloto. A lógica de funcionamento para os esquemas de teleproteção PUTT e POTT definir se a falta está dentro da zona de operação da LT é mostrada na tabela 6.2.

Quando um alarme da LT1 for reportado, o classificador monta a instância em tempo real. Em seguida, o método é aplicado utilizando a base de dados, mostrada parcialmente na tabela 6.3, para inferir qual a classificação do evento.

Tabela 6.2 – Lógica de operação do esquema de teleproteção POTT

Alarme	Descrição	# de evento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
a_{12}	Recebe (RX1)	0	1	1	0	0	1	0	1
a_9	SE1 21-2s	0	1	1	0	1	0	0	0
a_{13}	Envio (TX1)	1	0	1	0	1	0	1	0
a_{26}	Recebe (RX2)	1	0	1	0	1	0	1	0
a_{23}	SE2 21-2s	1	0	1	0	0	1	0	0
a_{27}	Envio (TX2)	0	1	1	0	0	1	0	1
Classificação (1-atua; 0-não atua)		1	1	1	0	0	0	0	0

Tabela 6.3 – Lógica parcial de funcionamento da proteção de LTs

Alarme	# de eventos																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	...	31	32	33	...	36	37	38	...	41	42	43	
PS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0
PDSE1	0	0	1	1	1	0	1	0	0	1	...	1	1	1	...	0	0	0	...	0	0	0	
PDSE2	0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	...	0	0	0	...	1	1	1	...	0	0	0	
TPR	0	1	0	1	1	1	0	0	1	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	
CB1 62BF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	0	1	0	...	0	0	0	
CB2 62BF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	1	0	...	0	0	0	...	0	0	0	
CB1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	...	0	0	0	...	1	1	0	...	0	1	0	
CB2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	...	1	1	0	...	0	0	0	...	0	0	1	
Inferido																							
Falta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	
Ext. Lado SE1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	1	1	1	...	0	0	0	...	0	0	0	
Ext. Lado SE2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	1	1	1	...	0	0	0	
Normal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	1	1	1	

Cada coluna da tabela 6.3 representa um possível funcionamento da proteção. Se considerarmos o evento 3 como exemplo: a proteção seletiva (PS) atuou corretamente, bem como as proteções de retaguarda temporizadas foram sinalizadas (PDSE1 e PDSE2). A abertura dos disjuntores CB1 e CB2 confirmam a operação esperada da proteção principal da linha LT1, cujo evento indica que a falta está localizada dentro da zona de proteção do equipamento.

6.3.2 Transformadores

Os transformadores estão sujeitos a diferentes tipos de faltas, as quais podem ser classificadas em duas classes: faltas externas e internas. Em linhas gerais, faltas externas são aquelas que ocorrem fora do transformador e que apresentam riscos ao equipamento. Podem estar associados a sobrecarga, sobretensão, subfrequência e curtos-circuitos no SEP. Por outro lado, faltas internas ocorrem dentro da zona de proteção do transformador, podendo ser classificada de duas maneiras, faltas incipientes e faltas ativas. Faltas incipientes correspondem a faltas que se desenvolvem lentamente (sobreaquecimento, sobrefluxo e sobrepressão) e podem ocasionar faltas de maior magnitude caso a causa do defeito não seja corrigida. Entre os tipos de faltas ativas existentes em transformadores, pode-se citar a ruptura de isolamento que deve ser tratada imediatamente afim evitar danos mais severos e destrutivos ao componente (ANDERSON, 1999).

O trabalho considera um esquema genérico de proteção fundamentado em filosofias da CEEE para proteger transformadores de potência de três enrolamentos 230/138/13,8 kV. O diagrama esquemático da proteção do transformador é apresentado na figura 6.5.

Dependendo da potência do transformador a ser protegido, várias filosofias de proteção podem ser empregadas, levando em consideração a importância do equipamento dentro do sistema de potência e os requisitos mínimos da proteção segundo o ONS. Se o transformador faz parte de um grande sistema, provavelmente relés mais sofisticados em termos de projeto e lógicas de proteção mais confiáveis são desejáveis (COURY, OLESKOVICZ; GIOVANI, 2007).

A proteção contra curtos-circuitos internos nos enrolamentos do transformador é feita, preferencialmente, por meio de relés diferenciais (87) e relé Buchholz, ou a gás (63T). 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 (CAMINHA, 1977).

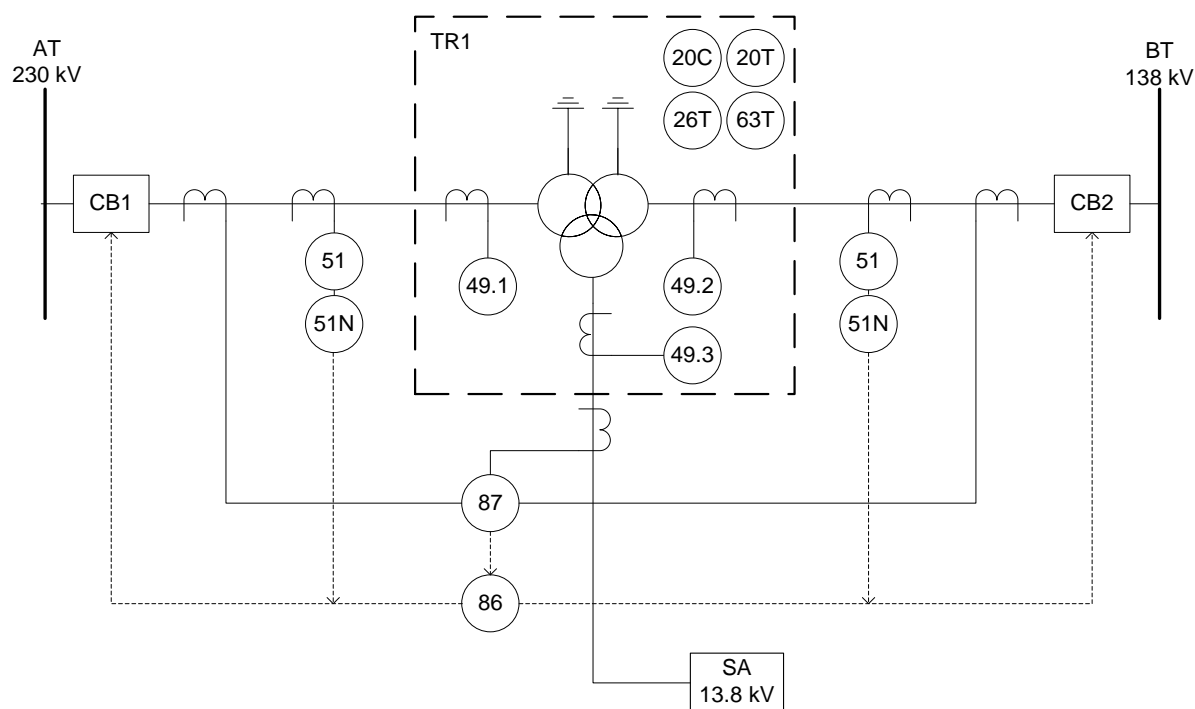


Figura 6.5 – Esquema de proteção de um transformador de três enrolamentos

Fonte: Adaptado de esquemas utilizados no sistema de potência sob concessão da CEEE.

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

- O relé de proteção térmica (26) monitora a temperatura do transformador para proteger contra sobreaquecimento;
- Proteção térmica do transformador (49) monitora o sobreaquecimento do óleo, os terminais do tanque e falhas no sistema de resfriamento. Opcionalmente, pode ser utilizado apenas como um indicador termal;
- Válvula de alívio de pressão (20/20C) atua instantaneamente caso a pressão interna do óleo atinja um valor limite de pressão de operação. Geralmente, os transformadores possuem uma saída para a evaporação do óleo, de forma a manter a sobrepresão em um valor não prejudicial ao tanque;

- 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.

A proteção de retaguarda local e remota é feita por unidades de sobrecorrente temporizada (51) de fase e de neutro e deve atuar em falhas de operação do 87 e em ocorrências de falta nas proximidades do transformador. Os relés 51 somente operam disjuntores conectados nos terminais do transformador de mesmo nível de tensão. Os alarmes correspondentes ao esquema de proteção do transformador são mostrados na tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Pontos digitais supervisionados no transformador

Alarme	ID	Descrição
a_1	TR1--PDIFPOF	TR1-Pr.diferencial(87)-Fase-OperPrinc7
a_2	TR1--PTTI-O	TR1-Pr.térmica do óleo(26)-Oper
a_3	TR1--RBLK-O	TR1-Relé bloq.(86)-Oper
a_4	TR1--YCVA-O	TR1-Valv.AlívioCDC(20C)-Oper
a_5	TR1--YPBH-O	TR1-Buchholz TR(63T)-Oper
a_6	TR1--YVAL-O	TR1-Válvula alívio sobrepr.(20)-Oper
a_7	TR1-1PTOC-OF	TR1 138kV-(51)-Fase-Oper
a_8	TR1-1PTOC-ON	TR1 138kV-Sobrec.temporiz.(51)-N-Opr
a_9	TR1-1PTTR-O	TR1 138kV-Pr.térmica do enrol.(49)-Opr
a_{10}	TR1-1XCBR2	TR1 138kV-DJ2:estado
a_{11}	TR1-2PTOC-OF	TR1 230kV-(51)-Fase-Oper
a_{12}	TR1-2PTOC-ON	TR1 230kV-Sobrec.temporiz.(51)-N-Opr
a_{13}	TR1-2PTTR-O	TR1 230kV-(49)-Oper
a_{14}	TR1-2XCBR1	TR1 230kV-DJ1:estado
a_{15}	TR1-bPTTR-O	TR1 13,8kV-(49)-Oper

Com base nas informações dispostas acima, são definidos os conjuntos de alarmes que possuam a mesma filosofia de operação. Cada evento deve ser caracterizado pelos seguintes seis alarmes:

- Proteção Principal (PP) = $\{a_1 a_2 a_4 a_5 a_6 a_9 a_{13} a_{15}\}$
- Proteção de retaguarda 138 kV (PR138) = $\{a_7 a_8\}$

- Proteção de retaguarda 230 kV (PR230) = $\{a_{11} a_{12}\}$
- Relé de bloqueio (86) = a_3
- Estado do disjuntor CB1 = a_{14}
- Estado do disjuntor CB2 = a_{10}

A lógica de proteção do transformador de três enrolamentos é apresentada na tabela 6.5. A montagem dos eventos-padrão é semelhante ao procedimento descrito na modelagem de eventos da proteção envolvendo linhas de transmissão.

Tabela 6.5 – Lógica de funcionamento da proteção de transformadores

Alarme	# de eventos																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
PP	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PR138	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
PR230	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
86	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0
CB1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0
CB2	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1
Inferido																					
Falta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ext. em 230 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Ext. em 138 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
Normal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1

6.3.3 Barras

As proteções de barra são projetadas para minimizar os circuitos desligados, de forma que apenas os disjuntores associados à barra devem ser desligados. A proteção diferencial (87) é o método mais utilizado para proteger barras, e deve atuar com alta velocidade e seletividade. A atuação do diferencial é feita por meio do relé de bloqueio (86) que envia sinais de operação para todos os disjuntores conectados a barra. O esquema de proteção de barras é apresentado na figura 6.6.

Como as barras interligam as instalações e linhas de transmissão, é comum encontrar esquemas adicionais de proteção de equipamentos adjacentes que atuam na falha de operação da proteção principal. Supondo que uma falta ocorreu na linha LT1, representada na figura 6.6, e que o disjuntor CB1 não tenha sido aberto dentro

de um intervalo de tempo pré-determinado, o relé de falha de disjuntor (86BF) enviará sinais de operação para todos os disjuntores conectados a barra com o objetivo de eliminar a falta. Os alarmes que monitoram as barras são apresentados na tabela 6.6.

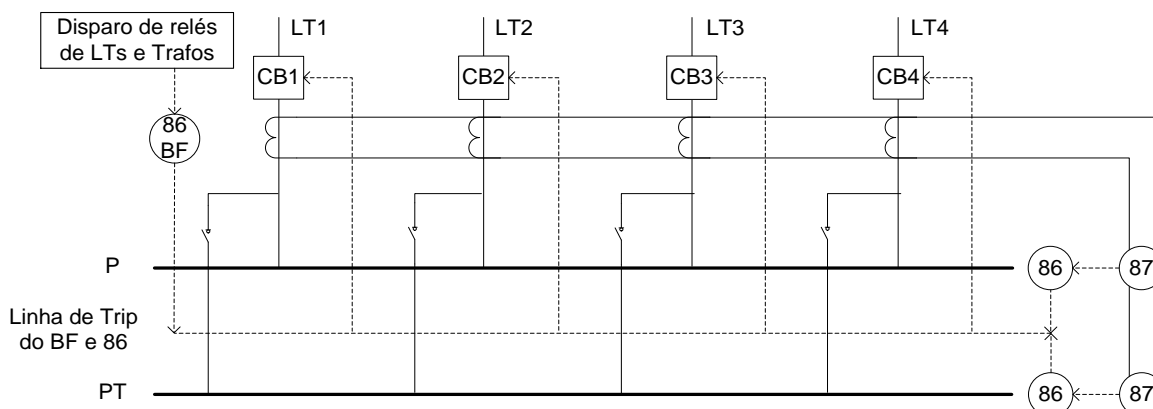


Figura 6.6 – Esquema de proteção de uma barra de 230 kV

Fonte: Adaptado de esquemas utilizados no sistema de potência sob concessão da CEEE.

Tabela 6.6 – Pontos digitais supervisionados no arranjo de barras

Alarme	ID	Descrição
a_1	P--2PDIF-O	Barra Principal 230kV-Pr.diferencial(87)-Opr
a_2	P--2RBLK-O	Barra Principal 230kV-Relé bloq.(86)-Oper
a_3	PT--2PDIF-O	Barra de Transferência 230kV-Pr.diferencial(87)-Opr
a_4	PT--2RBLK-O	Barra de Transferência 230kV-Relé bloq.(86)-Oper
a_5	LT1-RBLF-O	LT1 230kV-(86BF)-Oper
a_6	LT2-RBLF-O	LT2 230kV-(86BF)-Oper
a_7	LT3-RBLF-O	LT3 230kV-(86BF)-Oper
a_8	LT4-RBLF-O	LT4 230kV-(86BF)-Oper
a_9	LT1-2XCBR1	LT1 230kV-DJ1:estado
a_{10}	LT2-2XCBR2	LT2 230kV-DJ2:estado
a_{11}	LT3-2XCBR3	LT3 230kV-DJ3:estado
a_{12}	LT4-2XCBR4	LT4 230kV-DJ4:estado

Os alarmes com mesma filosofia são expostos a seguir:

- Relé diferencial da barra principal (P87) = a_1
- Relé de bloqueio da barra principal (P86) = a_2

- Relé diferencial da barra de transferência (PT87) = a_3
- Relé de bloqueio da barra de transferência (PT86) = a_4
- Falha de disjuntor (86BF) = $\{a_5 a_6 a_7 a_8\}$
- Estado de disjuntores (CBs) = $\{a_9 a_{10} a_{11} a_{12}\}$

A lógica de proteção é dividida pelo número de secções de barra existentes no arranjo. Como esse arranjo de barras contém duas secções: principal e de transferência, existirão duas bases de dados replicados. A tabela 6.7 mostra a lógica de funcionamento da proteção para a barra principal. Quando uma falta ocorre em uma barra, o defeito somente é isolado quando todos os disjuntores conectados a ela estiverem abertos. Portanto, a entrada lógica *status* de disjuntores somente será ativa quando todos os disjuntores forem abertos (lógica *and*).

Tabela 6.7 – Lógica de funcionamento da proteção de barras

Alarme	# de eventos									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P87	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
P86	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0
86BF	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1
CBs	1	0	1	1	0	1	0	1	0	1
Inferido										
Falta	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Normal	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Falta Externa	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1

Uma observação importante relacionada aos eventos 9 e 10 da tabela 6.7 é o fato desses eventos serem classificados como falta. A proteção utilizada em barras é seletiva e não deve enxergar faltas externas, no entanto, quando houver atuação da função contra falha de disjuntor (86BF) a análise do conjunto de alarmes reportados pode avaliar que existe um defeito no sistema não relacionado diretamente a barra. Por esse motivo, a classificação do evento é considerada como sendo falta externa.

6.3.4 Geradores síncronos

Máquinas elétricas rotativas representam a classe de equipamento mais complexo do sistema de potência e, portanto, estão sujeitas a diferentes tipos de falhas. Os enrolamentos CA (corrente alternada) estão sujeitas aos mesmos tipos de falhas em transformadores como faltas na isolação entre espiras que acarretam sobreaquecimento e danos eventuais. Máquinas síncronas podem sofrer sobretensão em virtude da própria excitação ou condições externas de carga. Por fim, diversas partes da máquina estão sujeitas a *stress* mecânicos como vibração, ressonância mecânica e outras falhas puramente mecânicas que podem retirar a máquina de operação (ANDERSON, 1999).

Uma discussão mais aprofundada do funcionamento de filosofias de proteção empregadas em geradores pode ser obtida em Reimert (2006). A figura 6.7 apresenta um possível esquema de proteção para um gerador síncrono. A tabela 6.8 mostra os pontos monitorados no equipamento.

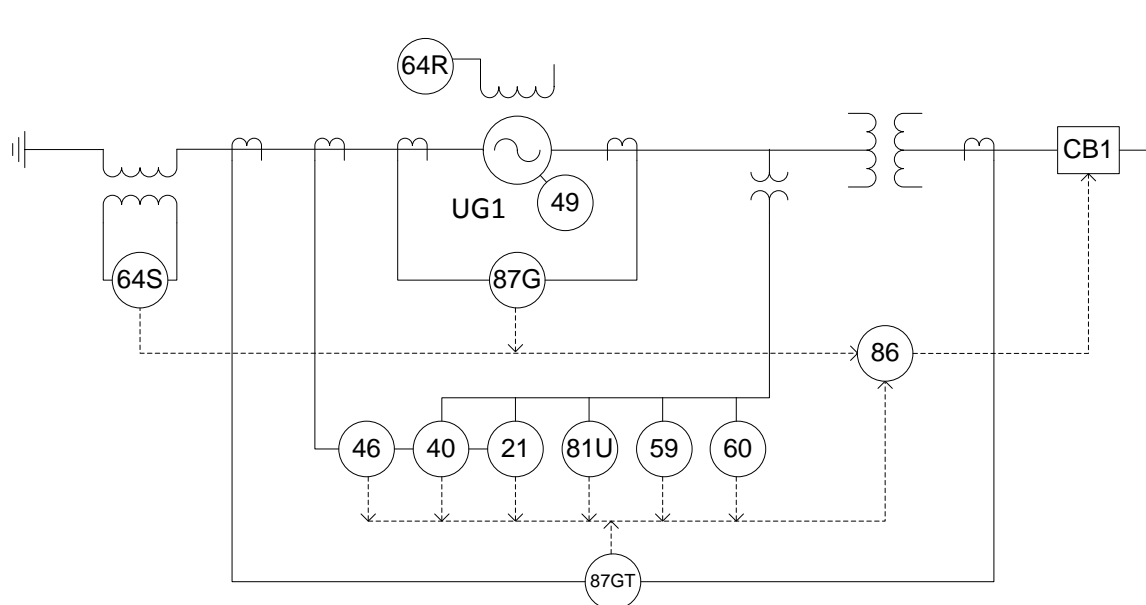


Figura 6.7 – Esquema de proteção de gerador síncrono de 13.8 kV

Fonte: Adaptado de esquemas utilizados no sistema de potência sob concessão da CEEE.

A proteção principal do gerador síncrono é realizada por meio de dois relés diferenciais (87G) e (87GT). A necessidade de duas unidades diferenciais é devido a ausência de disjuntor entre gerador e o transformador, sendo que o 87G detecta

faltas apenas no gerador, enquanto o 87GT fornece uma proteção auxiliar, identificando faltas tanto no gerador quanto no transformador. A proteção de retaguarda do gerador e sistema é feita por um relé de distância (21) conectado ao neutro do gerador (BLACKBURN, 1998).

Tabela 6.8 – Pontos digitais supervisionados no gerador síncrono

Alarme	ID	Descrição
a_1	UG1--PBLV-O	UG1 13,8kV-Desbal.tensão(60)-Oper
a_2	UG1--PDIF-OF-Genr	UG1 13,8kV-(87)-Gerador-Fase-Oper
a_3	UG1--PDIF-OF-GnTr	UG1 13,8kV-(87)-Ger/Trafo-Fase-Oper
a_4	UG1--PDIG-O	UG1 13,8kV-Pr.retág.ger.(21G)-Oper
a_5	UG1--PPEX-O	UG1 13,8kV-Prot.perda excit.(40)-Oper
a_6	UG1--PREF-O	UG1 13,8kV-Pr.terra rotor (64R)-Oper
a_7	UG1--PRPH-O	UG1 13,8kV-Pr.seq.negativa(46)-Oper
a_8	UG1--PSEF-O	UG1 13,8kV-Pr.terra estator (64S)-Opr
a_9	UG1--PTOV-O	UG1 13,8kV-Pr.sobretensão(59)-Oper
a_{10}	UG1--PTTG-O	UG1 13,8kV-Sobretemperat.ger.-Oper
a_{11}	UG1--PTUF-O	UG1 13,8kV-Pr.subfrequência(81U)-Oper
a_{12}	UG1--RBLE-O	UG1 13,8kV-Par.prot.eletr.(86E)-Oper
a_{13}	UG1--RBLM-O	UG1 13,8kV-Bl.prot.mecân.(86M)-Oper
a_{14}	UG1--XCBR1	UG1 13,8kV-Dj1:estado

Em condições de operação onde ocorre desbalanço de corrente (fase aberta, carga desbalanceada, defeitos bifásicos, etc), a proteção de retaguarda de sequencia negativa (46) deve operar. Quando o gerador pode operar em condições não controladas pelo regulador de tensão ou quando os níveis de tensão excedam valores pré-estabelecidos, os relés de subtensão (27) e sobretensão (59) deverão atuar. A proteção contra desbalanço de tensão (60) deve detectar a perda parcial ou total da tensão proveniente do transformador de potencial e bloqueando a atuação de relés alimentados por tensão (ARAÚJO et al., 2002).

O relé contra perda de excitação (40) detecta falhas no sistema de excitação empregando internamente uma relé de distância do tipo mho, ou relé de admitância, para identificar faltas internas na máquina (REIMERT, 2006).

A proteção terra-rotor (64R) tem o objetivo de prevenir o gerador de defeitos ocasionados pelo contato de enrolamentos do rotor com a terra. O relé terra-estator (64S) tem função semelhante ao 64R, operando para defeitos monofásicos no estator. Por fim, a proteção de sub/sobrefrequência opera quando ocorrer desbalanço entre geração e carga. Por exemplo, a alta demanda de carga com insuficiente geração de potência reduz a frequência da rede, ocasionando uma queda de tensão (BLACKBURN, 1998).

Os relés de bloqueio são responsáveis pela abertura dos disjuntores associados. A função 86E é energizada quando houver defeitos na parte elétrica do gerador e, a uma vez ativada, envia sinais de abertura para os disjuntores de campo (41). O relé 86M, por sua vez, retira de operação a unidade geradora através da abertura do disjuntor, acionamento do circuito hidráulico do regulador de velocidade para o fechamento do distribuídos e fechamento da comporta d'água (ARAÚJO et al., 2002).

Grande parte das proteções existentes no gerador síncrono é seletiva, resultando num baixo número de alarmes que caracterizem um evento, conforme segue:

- Proteção seletiva (PS) = $\{a_2 a_3 a_5 a_6 a_7 a_8 a_{10}\}$
- Proteção de retaguarda (PR) = $\{a_1 a_4 a_9 a_{11}\}$
- Relé de bloqueio (86) = $\{a_{12} a_{13}\}$
- Estado do disjuntor CB1 = a_{14}

A lógica de proteção do gerador síncrono é apresentada na tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Lógica de funcionamento da proteção de geradores síncronos

Alarme	# de eventos									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PS	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
PR	0	1	0	1	0	0	0	0	1	1
86	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0
CB1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	1
Inferido										
Falta	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Normal	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Falta Externa	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1

6.3.5 Banco de capacitores

O esquema utilizado para proteger bancos de capacitores é apresentado na figura 6.8. Os respectivos alarmes associados podem ser vistos na tabela 6.10.

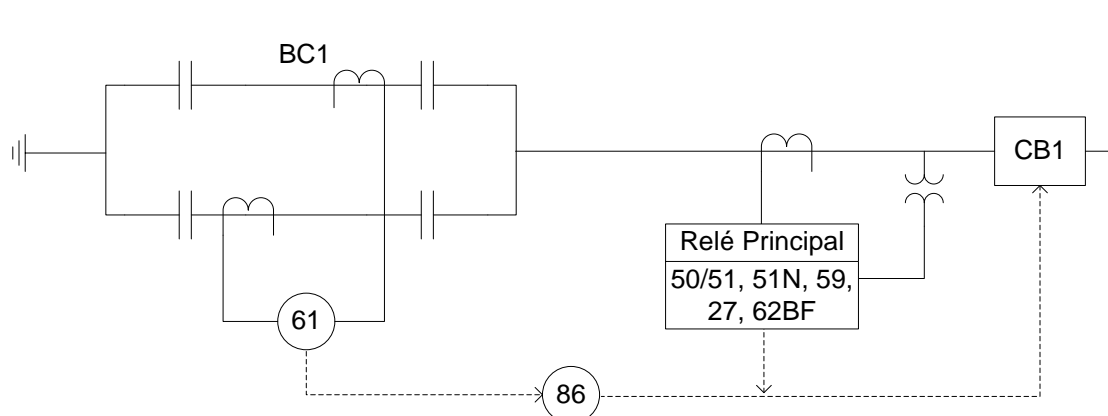


Figura 6.8 – Esquema de proteção de banco de capacitores

Fonte: Adaptado de esquemas utilizados no sistema de potência sob concessão da CEEE.

Tabela 6.10 – Pontos digitais supervisionados no banco de capacitores

Alarme	ID	Descrição
a_1	BC1--PBLC	BC1 230kV-Deseq.corrente(61)
a_2	BC1--PBLCPON-Inst	BC1 230kV-(61)-Instant-N-OperPrinc
a_3	BC1--PBLCPON-Tmpz	BC1 230kV-(61)-Temporiz-N-OperPrinc
a_4	BC1--PIOCPOF	BC1 230kV-(50)-Fase-OperPrinc
a_5	BC1--PIOCPON	BC1 230kV-(50)-N-OperPrinc
a_6	BC1--PTOCPOF	BC1 230kV-(51)-Fase-OperPrinc
a_7	BC1--PTOCPON	BC1 230kV-(51)-N-OperPrinc
a_8	BC1--PTOVPO--Inst	BC1 230kV-(59)-Instantâneo-OperPrinc
a_9	BC1--PTOVPO--Tmpz	BC1 230kV-(59)-Temporizado-OperPrinc
a_{10}	BC1--PTUVPO--Inst	BC1 230kV-(27)-Instantâneo-OperPrinc
a_{11}	BC1--PTUVPO--Tmpz	BC1 230kV-(27)-Temporizado-OperPrinc
a_{12}	BC1--RBFOP	BC1 230kV-Pr.falha DJ(50BF)-OperPrinc
a_{13}	BC1--RBLK-O	BC1 230kV-Relé bloq.(86)-Oper
a_{14}	BC1--XCBR1	BC1 13,8kV-Dj1:estado

A proteção primária de bancos de capacitores é feita pelo elo-fusível individual de cada capacitor. Como é uma proteção individual, outros capacitores poderão sofrer danificações na abertura de diversos capacitores. Para contornar esse tipo de problema, é usual empregar proteções de retaguarda com unidades de sobrecorrente de fase (50/51) e de neutro (51N) (BLACKBURN, 1998).

De acordo com Araújo et al. (2002), o defeito do elo-fusível também provoca uma circulação de corrente residual pela interligação dos neutros dos bancos de capacitores. Esta corrente pode ser detectada por um relé de desbalanço de corrente (61). Outras funções também são empregadas na proteção de banco de capacitores, como os relés de sobretensão (59) e subtensão (27) que previnem danos de sobre/sobtensões (MOXLEY; POPE; ALLEN, 2012).

Os conjuntos de alarmes com mesma filosofia de proteção é o seguinte:

- Proteção seletiva (PS) = { $a_1 a_2 a_3$ }
- Proteção não seletiva (PNS) = { $a_4 a_5 a_6 a_7$ }
- Proteção de sub/sobretensão (27/59) = { $a_8 a_9 a_{10} a_{11}$ }
- Relé de bloqueio (86) = a_{13}
- Falha de disjuntor (50BF) = a_{12}
- Estado do disjuntor CB1 = a_{14}

A lógica de proteção do banco de capacitores é apresentada na tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Lógica de funcionamento da proteção de bancos de capacitores

Alarme	# de eventos																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
PS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PNS	1	0	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
27/59	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	1	1	0
86	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50BF	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1
CB1	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
Inferido																				
Falta	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Normal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Falta Externa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1

6.3.6 Disjuntores

O disjuntor possui mecanismos de proteção própria para determinar se o mesmo está em condições normais de operação. A lógica de funcionamento da proteção do disjuntor é apresentada na tabela 6.12, e fornece uma informação adicional ao operador para determinar a origem do defeito. Os alarmes podem ser agrupados em três critérios:

- Comando manual: abertura por comando do operador;
- *Status* do disjuntor: aberto ou fechado;
- Proteção própria: indica defeito interno no disjuntor a partir das leituras de baixo nível de óleo, baixa pressão SF6, discordância de polos, etc.

Tabela 6.12 – Lógica de proteção de disjuntores

Alarme	# do Evento								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Comando Manual	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Status	0	0	1	1	0	0	1	1	1
Proteção Própria	0	1	1	0	1	0	1	0	1
Defeito	0	1	1	0	1	0	1	0	1

6.4 Modelagem da lógica de operação da proteção do SEP

A modelagem dos padrões de funcionamento da proteção no sistema de potência depende da análise local em cada componente do sistema com objetivo de identificar quais classificações são úteis para o modelo de programação inteira mista (MIP) e qual o alcance das classificações que apontam uma direção da falta. O sistema elétrico de potência, apresentado na figura 6.9, com as respectivas informações obtidas via classificador de eventos é utilizado para ilustrar o processo de modelagem da lógica de operação da proteção do sistema.

Cada seta da figura 6.9 representa um alarme pré-processado para o modelo de otimização. O classificador de eventos tem o objetivo de ativar, com base nos alarmes de relés e disjuntores, os alarmes pré-processados correspondentes. As setas apontadas para cima indicam que a falta é interna ao equipamento, enquanto que as demais representam faltas externas. O alcance das respostas de direção

depende do ajuste dos relés e da coordenação da proteção de retaguarda. No geral, as informações de direção correspondem à atuação da proteção de retaguarda em virtude da falha de dispositivos de proteção associados à proteção primária do equipamento. Nesse trabalho, foi considerado que a proteção de retaguarda atue apenas para a primeira zona de proteção adjacente.

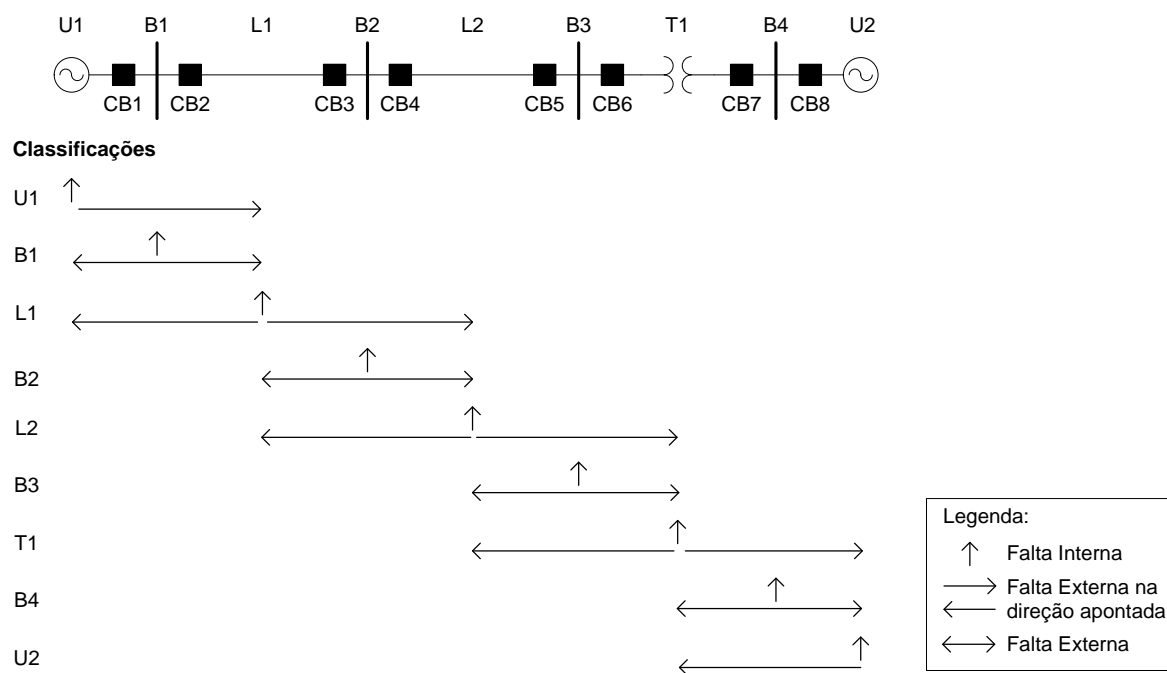


Figura 6.9 – SEP utilizado para demonstrar a modelagem dos eventos

A partir das informações indicadoras de falha, obtidas via classificador de eventos em cada equipamento do sistema em conjunto com os alarmes de estado de disjuntores, é possível criar os padrões de evento. Para facilitar a compreensão da metodologia empregada com a intenção de modelar os eventos da proteção do sistema, todas as classificações obtidas em nível de equipamento e os alarmes de estado de disjuntores serão denominados unicamente por alarmes.

Os alcances das proteções de retaguarda são fundamentados nos esquemas de proteção elaborados no capítulo anterior. Para a modelagem dos padrões, devem-se estimar os possíveis cenários de falha. A seguir, são demonstradas três possíveis formas de analisar o comportamento esperado da proteção e, assim determinar um evento padrão.

- 1) Supondo uma falta no meio da linha de transmissão com atuação correta da proteção primária, é esperado que os seguintes alarmes sejam reportados:
 - Falta em L1 (L1F);
 - Falta externa vista pelo gerador U1 (U1FE);
 - Falta externa vista pela linha L2 em direção à B2 (L2FEB2);
 - Disjuntor CB2 aberto (CB2);
 - Disjuntor CB3 aberto (CB3).
- 2) Supondo a falta no mesmo ponto do cenário 1 com falha de operação do disjuntor CB3 e atuação da proteção de retaguarda local (86BF) que abre o disjuntor CB4, tem se:
 - Falta em L1 (L1F);
 - Falta externa vista pelo gerador U1 (U1FE);
 - Falta externa vista pela linha L2 em direção à B2 (L2FEB2);
 - Falta externa à barra B2 (B2FE)
 - Disjuntor CB2 aberto (CB2);
 - Disjuntor CB4 aberto (CB4).
- 3) Supondo a falta no mesmo ponto do cenário 1 com falha de operação do disjuntor CB3 e atuação da proteção de retaguarda remota da linha L2 que, por sua vez, aciona o disjuntor CB5, tem se:
 - Falta em L1 (L1F);
 - Falta externa vista pelo gerador U1 (U1FE);
 - Falta externa vista pela linha L2 em direção à B2 (L2FEB2);
 - Disjuntor CB2 aberto (CB2);
 - Disjuntor CB4 aberto (CB5).

Como não existem outros esquemas de proteção que forneçam retaguarda para a L1 em caso de falha de operação de CB3, não existem mais cenários conhecidos e esperados de atuação da proteção que não incluam múltiplas falhas simultâneas. A tabela 6.13 apresenta os padrões de funcionamento da proteção do sistema de potência mostrado na figura 6.9.

Tabela 6.13 – Lógica de proteção do sistema de potência

Alarme	# do Evento																												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
U1F	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
U1FE	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1F	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1FE	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1F	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1FDB1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1FDB2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B2F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B2FE	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L2F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L2FDB2	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L2FDB3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
B3F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
B3FE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
T1F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
T1FDB3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
T1FDB4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
B4F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B4FE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
U2F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
U2FE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
CB1	1	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CB2	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CB3	0	0	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CB4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
CB5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0
CB6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0
CB7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1
CB8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
Secção em Falta	Gerador U1	Barra B1	Linha L1			Barra B2	Linha L2			Barra B3	Trafo T1			Gerador U2															

6.5 Considerações finais

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada no desenvolvimento de um sistema computacional voltado ao problema de estimação da secção em falta em sistemas de potência. A metodologia é dividida em quatro módulos, iniciando com o tratamento das informações adquiridas no SCADA em tempo real, organização dos dados, análise topológica e finalizando com o diagnóstico da falta, onde o operador do COS poderá ter acessos a relatórios completos do evento.

A necessidade de um banco de dados específico do processador de alarmes que contenha informações de dispositivos lógicos seccionadores e das filosofias de proteção empregadas pela empresa gestora do sistema elétrico é reportada. Posteriormente, são apresentados os modelos utilizados para armazenar a lógica de operação da proteção comumente utilizada nos principais componentes do sistema de geração e transmissão. Esses modelos contêm os padrões de evento que serão utilizados pelo classificador de eventos para gerar variáveis binárias no modelo de otimização de programação inteira mista.

7 RESULTADOS E DISCUSSÕES

7.1 Considerações gerais

O sistema utilizado para testar a metodologia proposta para o diagnóstico de faltas é baseado no sistema elétrico de potência sob concessão da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-GT), localizado no Rio Grande do Sul. O sistema teste é apresentado na figura 7.1 e é composto por 73 subestações, sendo que existem:

- 7 usinas geradoras;
- 8 subestações de 500 kV (componentes em vermelho);
- 54 subestações de 230 kV (componentes em verde);
- 4 subestações de 138 kV (componentes em azul).

Dependendo do nível de tensão, as subestações podem possuir diferentes arranjos de barra. O mais utilizado em subestações de 525 kV é o arranjo disjuntor e meio. Já, nas SEs de 230 kV, encontram-se esquemas com barra principal e de transferência. O sistema contém 14 transformadores trifásicos de 525/230 kV e 6 transformadores trifásicos de 230/138 kV, além de 24 unidades geradoras de 13,8 kV. Os transformadores localizados junto aos geradores síncronos foram desconsiderados para fins de simulação pelo fato que a proteção engloba o conjunto gerador/transformador.

O sistema é composto de 116 LTs, sendo 99 linhas de 230 kV, 12 linhas de 525 kV e 5 linhas de 138 kV. Existem ainda, 14 reatores e 5 bancos de capacitores. O sistema de potência possui um total de 343 disjuntores de 138, 230 e 525 kV, considerando apenas os disjuntores entre componentes vistos na figura 7.1 .

A concessão da CEEE-GT corresponde apenas aos sistemas de geração e transmissão de 138 e 230 kV. As subestações de 525 kV pertencem a rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob responsabilidade da Eletrosul Centrais Elétricas S.A.. O SCADA da CEEE supervisiona alguns pontos da rede da Eletrosul que podem influenciar de maneira indireta na operação do seu sistema de potência. Por esse motivo, a rede de 525 kV não foi considerada na validação da metodologia proposta.

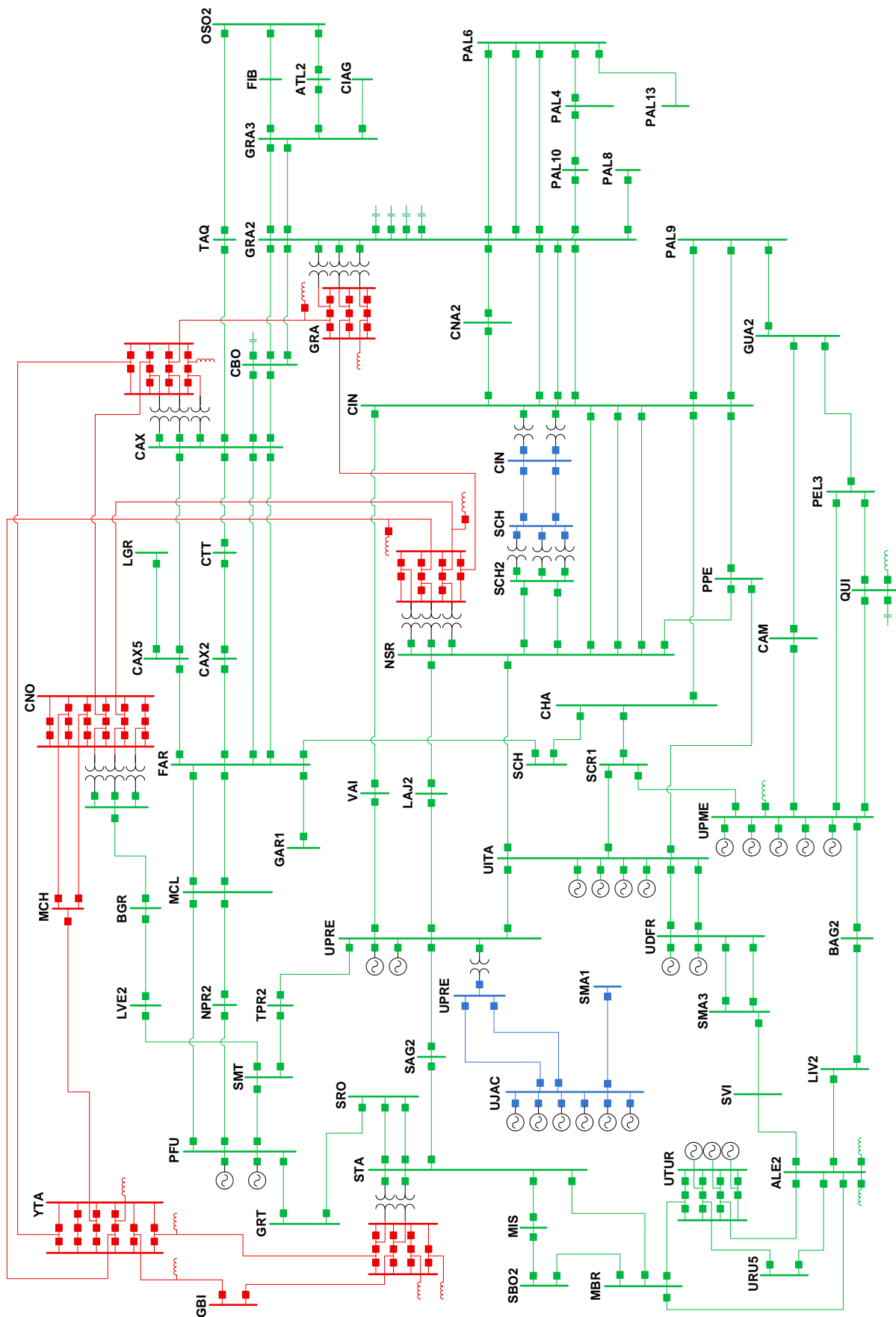


Figura 7.1 – Sistema de geração e transmissão da CEEE

Fonte: Dados da CEEE.

A modelagem do sistema teste inclui componentes de 230 kV e 138 kV. Os algoritmos desenvolvidos foram implementados em linguagem C++. As instâncias do modelo de programação inteira mista são resolvidas pelo *CPLEX*. Os resultados foram obtidos utilizando um computador Intel Core 2 Duo, 2.1 GHz, com 4 GB de memória RAM e sistema operacional Windows 7.

A subseção 7.2 corresponde à identificação de mudanças topológicas ocorridas no sistema teste com o objetivo de avaliar o funcionamento do configurador de redes. A subseção 7.3 contém as simulações de falta em diversos componentes do sistema teste para validar o processador de alarmes proposto. Por fim, são apresentadas as considerações finais do capítulo.

7.2 Desempenho do configurador de redes

Para testar o configurador de redes, é utilizada uma seção do sistema teste abrangendo mudanças topológicas na usina de Itaúba (ITA) e SEs Nova Santa Rita (NSR) e Polo Petroquímico (PPE). A disposição lógica dos elementos do sistema elétrico apresentado na figura 7.2 é utilizada como topologia inicial, de modo a exemplificar o funcionamento do configurador de redes proposto. A estrutura de dados referente ao circuito é apresentada nas tabelas 7.1 a 7.5.

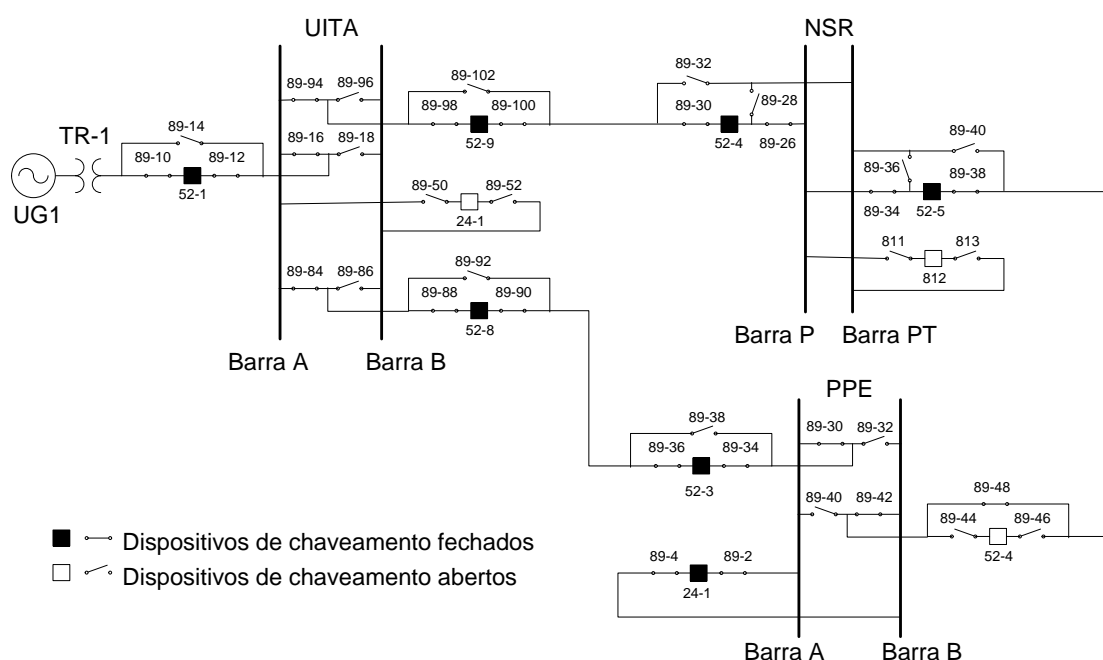


Figura 7.2 – Topologia inicial do sistema teste

Fonte: Dados da CEEE.

Tabela 7.1 – Listas de equipamentos (EQP).

índice i de vi	Equipamento	ES(vi)	estado
1	UITAbUG1	1	1
2	UITA2TR1	1 2 3 4 5	1
3	UITA2SBA	2 3 6 7 8 9 10 11 12 13	1
4	UITA2SBB	4 5 6 7 8 9 14 15 16 17	0
5	NSR-2UITA1	10 11 14 15 18 19 20 21	1
6	PPE-2UITA1	12 13 16 17 22 23 24 25	1
7	NSR-2SBP	18 19 26 27 28 29 30	1
8	NSR-2SBPT	20 21 26 27 28 31 32	0
9	NSR-2PPE-1	29 30 31 32 33 34 35 36	1
10	PPE-2SBA	22 23 33 34 37 38 39	1
11	PPE-2SBB	24 25 35 36 37 38 39	1

Tabela 7.2 – Lista de dispositivos lógicos seccionadores (DLS).

índice k de ek=(vi vj)	vi	vj	c(ek)	SDS(ek)
1	1	2	T	-
2	2	3	T	1 2 4 6
3	2	3	F	3 4
4	2	4	F	1 2 5 6
5	2	4	F	3 5
6	3	4	F	10 11
7	3	4	F	4 5
8	3	4	F	16 17
9	3	4	F	7 8 9
10	3	5	T	10 12 13 15
11	3	5	F	10 14
12	3	6	T	16 18 19 21
13	3	6	F	16 20
14	4	5	F	11 12 13 15
15	4	5	F	11 14
16	4	6	F	17 18 19 21
17	4	6	F	17 20
18	5	7	T	22 24 26
19	5	7	F	22 23 25
20	5	8	F	23 24 26
21	5	8	F	25
22	6	10	T	35 37 38 40
23	6	10	F	35 39

índice k de $ek=(vi vj)$	vi	vj	$c(ek)$	SDS(ek)
24	6	11	F	36 37 38 40
25	6	11	F	36 39
26	7	8	F	22 23
27	7	8	F	30 31
28	7	8	F	27 28 29
29	7	9	T	30 32 34
30	7	9	F	30 31 33
31	8	9	F	31 32 34
32	8	9	F	33
33	9	10	F	44 46 47 49
34	9	10	F	44 48
35	9	11	F	45 46 47 49
36	9	11	T	45 48
37	10	11	F	35 36
38	10	11	F	44 45
39	10	11	T	41 42 43

Tabela 7.3 – Lista de dispositivos de chaveamento (DDC).

índice l de dl	Dispositivo de Chaveamento	estado	ES'(dl)
1	UITATR1-2XSWI8910	f	2 4
2	UITATR1-2XSWI8912	f	2 4
3	UITATR1-2XSWI8914	a	3 5
4	UITATR1-2XSWI8916	f	2 3 7
5	UITATR1-2XSWI8918	a	4 5 7
6	UITATR1-2XCBR5201	f	2 4
7	UITAIB--2XSWI8950	a	9
8	UITAIB--2XSWI8952	a	9
9	UITAIB--2XCBR2401	a	9
10	UITANSR-1XSWI8994	f	6 10 11
11	UITANSR-1XSWI8996	a	6 14 15
12	UITANSR-1XSWI8998	f	10 14
13	UITANSR-1XSWI-100	f	10 14
14	UITANSR-1XSWI-102	a	11 15
15	UITANSR-1XCBR5209	f	10 14
16	UITAPPE-1XSWI8984	f	8 12 13
17	UITAPPE-1XSWI8986	a	8 16 17
18	UITAPPE-1XSWI8988	f	12 16
19	UITAPPE-1XSWI8990	f	12 16

índice l de dl	Dispositivo de Chaveamento	estado	ES'(dl)
20	UITAPPE-1XSWI8992	a	13 17
21	UITAPPE-1XCBR5208	f	12 16
22	NSR-UITA1XSWI8926	f	18 19 26
23	NSR-UITA1XSWI8928	a	19 20 26
24	NSR-UITA1XSWI8930	f	18 20
25	NSR-UITA1XSWI8932	a	19 21
26	NSR-UITA1XCBR5204	f	18 20
27	NSR-IB--2XSWI-811	a	28
28	NSR-IB--2XSWI-813	a	28
29	NSR-IB--2XCBR-812	a	28
30	NSR-PPE-1XSWI8934	f	27 29 30
31	NSR-PPE-1XSWI8936	a	27 30 31
32	NSR-PPE-1XSWI8938	f	29 31
33	NSR-PPE-1XSWI8940	a	30 32
34	NSR-PPE-1XCBR5205	f	29 31
35	PPE-UITA1XSWI8930	f	22 23 37
36	PPE-UITA1XSWI8932	a	24 25 37
37	PPE-UITA1XSWI8934	f	22 24
38	PPE-UITA1XSWI8936	f	22 24
39	PPE-UITA1XSWI8938	a	23 25
40	PPE-UITA1XCBR5203	f	22 24
41	PPE-IB--2XSWI8902	f	39
42	PPE-IB--2XSWI8904	f	39
43	PPE-IB--2XCBR2401	f	39
44	PPE-NSR-1XSWI8940	a	33 34 38
45	PPE-NSR-1XSWI8942	f	35 36 38
46	PPE-NSR-1XSWI8944	a	33 35
47	PPE-NSR-1XSWI8946	a	33 35
48	PPE-NSR-1XSWI8948	f	34 36
49	PPE-NSR-1XCBR5204	a	33 35

Tabela 7.4 – Lista parcial de alarmes do sistema (ALM).

índice h de ah	VS(ah)	estado	Equipamento associado	Descrição
1	PPE-UITA1PDISAOA-Zna1	0	6	PPE-LT1 UITA 230kV-(21)-Zona 1-FA-OperAlt
2	PPE-UITA1PDISASA-Zna2	0	6	PPE-LT1 UITA 230kV-(21)-Zona 2-FA-PartAlt
3	PPE-UITA1PDISAOFNZna1	0	6	PPE-LT1 UITA 230kV-(21)-Zona 1-FN-OperAlt

índice h de ah	VS(ah)	estado	Equipamento associado	Descrição
4	PPE-UITA1PDISASFZna2	0	6	PPE-LT1 UITA 230kV-(21)-Zona 2-FN-PartAlt
5	PPE-UITA1PDISAOA-Zna2	0	6	PPE-LT1 UITA 230kV-(21)-Zona 2-FA-OperAlt
:	:	:	:	:
45	UITATR1--PTTI-O	0	2	UITA-TR1-Pr.tÃ©mica do Ã³leo(26)-Oper
46	UITAUG1--PBLV-O	0	1	UITA-UG1 13,8kV-Desbal.tensÃ£o(60)-Oper
47	UITAUG1--PDIF-OA-Genr	0	1	UITA-UG1 13,8kV-(87)-Gerador-FA-Oper
48	UITAUG1--PDIF-OA-GnTr	0	1	UITA-UG1 13,8kV-(87)-Ger/Trafo-FA-Oper
49	UITAUG1--PDIF-OB-Genr	0	1	UITA-UG1 13,8kV-(87)-Gerador-FB-Oper
50	UITAUG1--PDIF-OB-GnTr	0	1	UITA-UG1 13,8kV-(87)-Ger/Trafo-FB-Oper
:	:	:	:	:
88	UITAPPE-1PDISAOF-Zna1	0	6	UITA-LT1 PPE 230kV-(21)-Zona1-Fase-OperAlt
89	UITAPPE-1PDISAOF-Zna2	0	6	UITA-LT1 PPE 230kV-(21)-Zona2-Fase-OperAlt
90	UITAPPE-1PDISAON-Zna1	0	6	UITA-LT1 PPE 230kV-(21)-Zona 1-N-OperAlt
91	UITAPPE-1PDISAON-Zna2	0	6	UITA-LT1 PPE 230kV-(21)-Zona 2-N-OperAlt
:	:	:	:	:
101	PPE-UITA1RREC-O	0	6	PPE-LT1 UITA 230kV-Religador(79)-Oper
102	UITAPPE-1RREC-O	0	6	UITA-LT1 PPE 230kV-Religador(79)-Oper
:	:	:	:	:
145	UITANSR-1PTUVAO	0	5	UITA-LT1 NSR 230kV-Pr.subtensÃ£o(27)-OprAlt
146	NSR-UITA1PDEFPON-Inst	0	5	NSR-LT1 UITA 230kV-(67)-Instant-N-OprPri
147	NSR-UITA1PDEFPON-Tmpz	0	5	NSR-LT1 UITA 230kV-(67)-Temporiz-N-OprPri
148	UITANSR-1PDEFAON-Tmpz	0	5	UITA-LT1 NSR 230kV-(67)-Temporiz-N-OperAlt
149	UITANSR-1PDEFPON-Inst	0	5	UITA-LT1 NSR 230kV-(67)-Instant-N-OprPri
:	:	:	:	:
155	PPE-NSR-1RBRFAO	0	9	PPE-LT1 NSR 230kV-(62BF)-OperAlt
156	PPE-NSR-1RPRTA---CmHt	0	9	PPE-LT1 NSR 230kV-Proteção-SaúdeComum-Alt
:	:	:	:	:
169	NSR-PPE-1PDIFAOB	0	9	NSR-LT1 PPE 230kV-(87)-FB-OperAlt
170	NSR-PPE-1PDIFAOC	0	9	NSR-LT1 PPE 230kV-(87)-FC-OperAlt
171	PPE-NSR-1PDIFAOA	0	9	PPE-LT1 NSR 230kV-(87)-FA-OperAlt
172	PPE-NSR-1PDIFAOB	0	9	PPE-LT1 NSR 230kV-(87)-FB-OperAlt
173	PPE-NSR-1PDIFAOC	0	9	PPE-LT1 NSR 230kV-(87)-FC-OperAlt
:	:	:	:	:
245	NSR-P---2PDIF-OA	0	7	NSR-Barra P 230kV-(87)-FA-Oper
246	NSR-P---2PDIF-OB	0	7	NSR-Barra P 230kV-(87)-FB-Oper
247	NSR-P---2PDIF-OC	0	7	NSR-Barra P 230kV-(87)-FC-Oper
247	NSR-P---2RBLK-O	0	7	NSR-Barra P 230kV-Relé bloq. (86) -Oper

Tabela 7.5 – Listas de equipamentos desconectados da rede (DIG).

Índice m de em	Equipamento Desligado	Diagnóstico
1	UITA2SBB	OK (Não Energizado)
2	NSR-2SBPT	OK (Não Energizado)

Para facilitar a leitura dos resultados, foi utilizada a seguinte notação para representar alarmes, disjuntores, chaves e dispositivos lógicos seccionadores (DSs):

<Sigla da Lista> <Posição correspondente do elemento>

A partir da análise do sistema, pode-se concluir:

- As barras UITA2SBB e NSR-2SBB não fazem parte da rede energizada. Logo, na estrutura EQP, o valor zero é atribuído à posição correspondente a tais elementos.
- Na lista DIG, as secções desligadas estão listadas para análise da ocorrência em nível local. A qualidade do diagnóstico depende da capacidade de avaliação do processador de alarmes. O presente trabalho tem o objetivo de selecionar os equipamentos com possibilidade de ocorrência de falta.
- Por motivo de manutenção, o disjuntor DDC₄₉ está desligado (estado = 0) e, conseqüentemente, todos os DSs associados estão abertos.
- Todo equipamento operando em nível de tensão de 230 kV requer um esquema de proteção para operar com segurança. Para manter a Linha de Transmissão (LT) NSR-2PPE-1 operando adequadamente, o arranjo de barras da SE PPE permite a substituição do DDC₄₉ pelo disjuntor interbarras DDC₄₃ através do barramento PPE-2SBB. Para possibilitar essa distribuição topológica, as chaves DDC₄₂, DDC₄₄, DDC₄₅ e DDC₄₈ são fechadas resultando na conexão dos DLS₃₆ e DLS₃₉.
- Os demais componentes da rede estão operando normalmente com seus respectivos esquemas principais de proteção. Todos os alarmes estão no estado inicial de operação (campo estado lista ALM igual a 0). Aos disjuntores e chaves seccionadoras abertos, é atribuído o valor de estado 0 na lista DDC.

A seguir são apresentados quatro ciclos de operação resultantes de mudanças topológicas representadas pelas figuras 7.3 a 7.5, com as respectivas estruturas de dados.

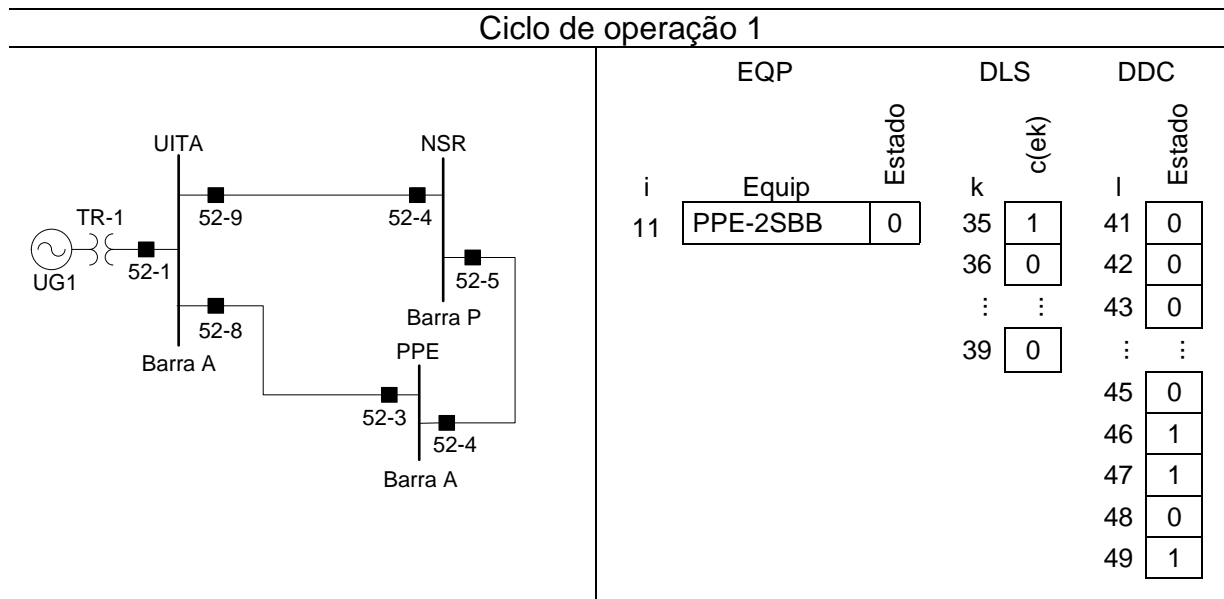


Figura 7.3 - Final da manutenção no disjuntor 52-4 da SE PPE (DDC₄₉)

A abertura dos dispositivos de chaveamento DDC₄₁, DDC₄₂, DDC₄₃ e DDC₄₅ e DDC₄₈ implicam na desconexão da barra de transferência PPE-2SBB através dos dispositivos seccionadores DLS₃₆ e DLS₃₉. O fechamento do disjuntor DDC₄₉ e das chaves seccionadoras DDC₄₆ e DDC₄₇ resulta na reenergização da LT NSR-2PPE-1 por meio do DLS₃₅, evidenciando o fim da manutenção no disjuntor 52-4. Neste cenário não há mudança topológica da rede no modelo barra-ramo. No entanto, existe uma mudança dos vértices que ligam a LT NSR-PPE-1 à barra principal da subestação PPE identificada pelo configurador de redes.

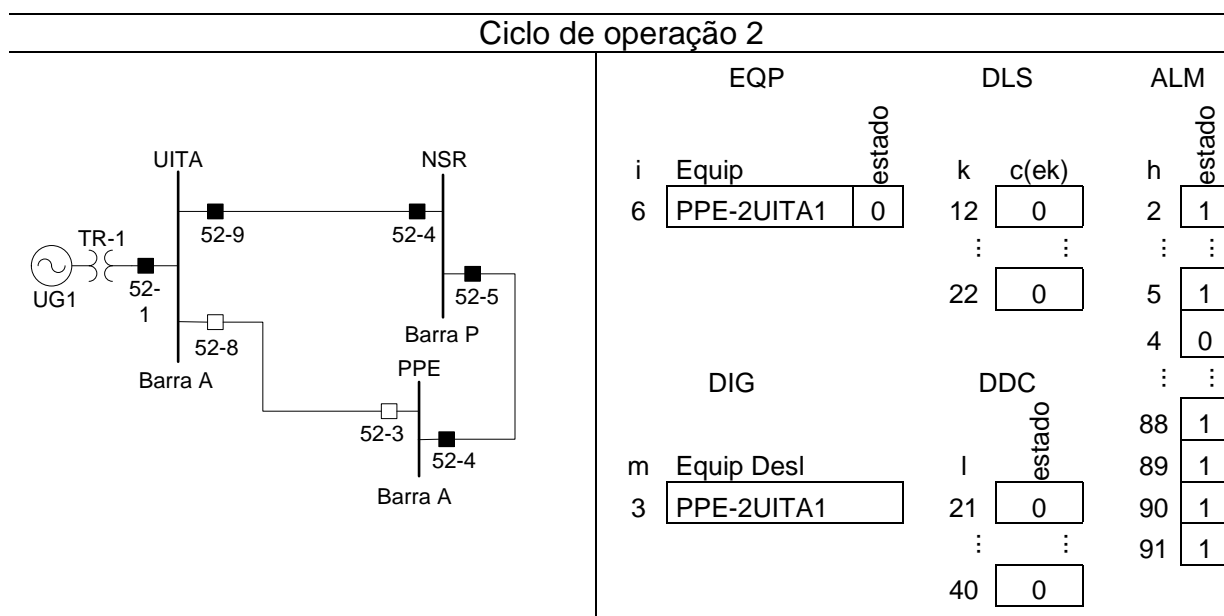


Figura 7.4 – Curto-circuito na linha de transmissão PPE-2UITA1

O recebimento dos alarmes ALM_{88} , ALM_{89} , ALM_{90} e ALM_{91} (sinalizações de operação da zona 1 do relé 21 localizado em UITA) e ALM_2 e ALM_5 (relé 21 de PPE atuando em segunda zona) indicam a atuação das proteções da linha de transmissão. De forma a isolar o equipamento de uma provável falta, os relés enviam sinais de operação para os disjuntores DDC_{21} e DDC_{40} que operam.

As aberturas dos disjuntores são identificadas pelo configurador de redes, bem como a abertura dos dispositivos lógicos DLS_{12} e DLS_{22} , resultando no desligamento da LT PPE-2UITA1. Nota-se que os DSs abertos possuem dispositivos de chaveamento fechados. Enquanto houver disjuntores ou chaves abertos, o DS correspondente permanece aberto. Por fim, a LT é armazenada na lista DIG para posterior análise de falta.

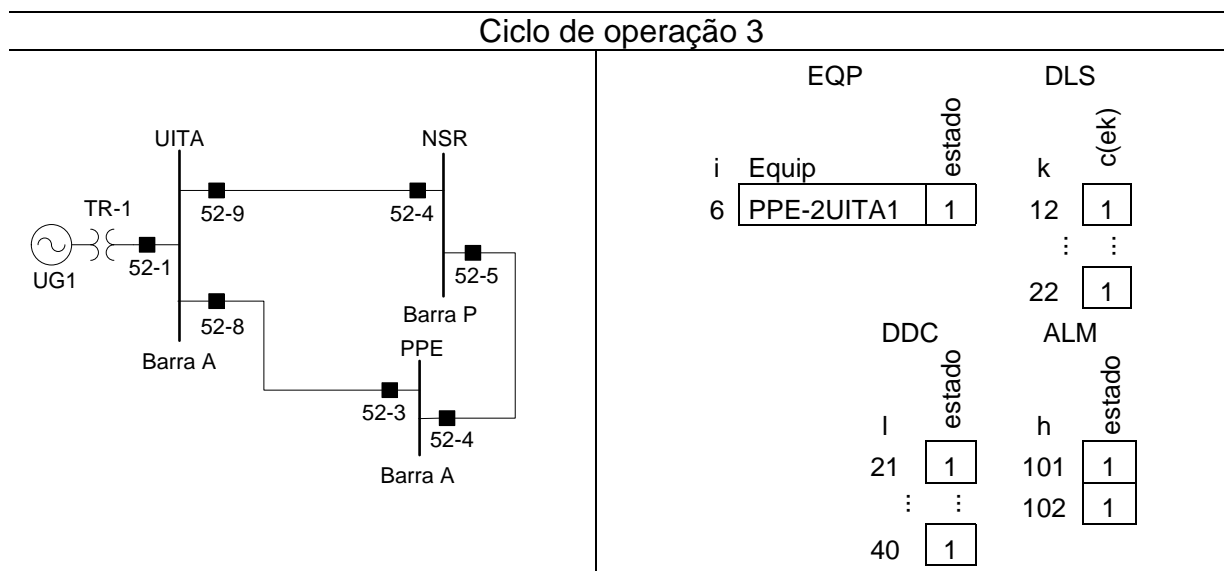


Figura 7.5 - Restabelecimento do sistema elétrico

Ao detectar o defeito na LT PPE-2UITA1, religadores operam na tentativa de reestabelecer o sistema, disparando sinais de fechamento para os disjuntores 52-3 e 52-8. Durante esse ciclo de operação, a estrutura recebe os alarmes ALM_{101} e ALM_{102} , e ativação dos dispositivos de chaveamento DDC_{21} e DDC_{40} . O sucesso no reestabelecimento é evidenciado pelo fechamento das arestas DLS_{12} e DLS_{22} , fazendo com que o sistema elétrico volte à condição normal de operação. Como não há novos equipamentos desligados nesse período, a lista DIG permanece inalterada.

Ciclo de operação 4

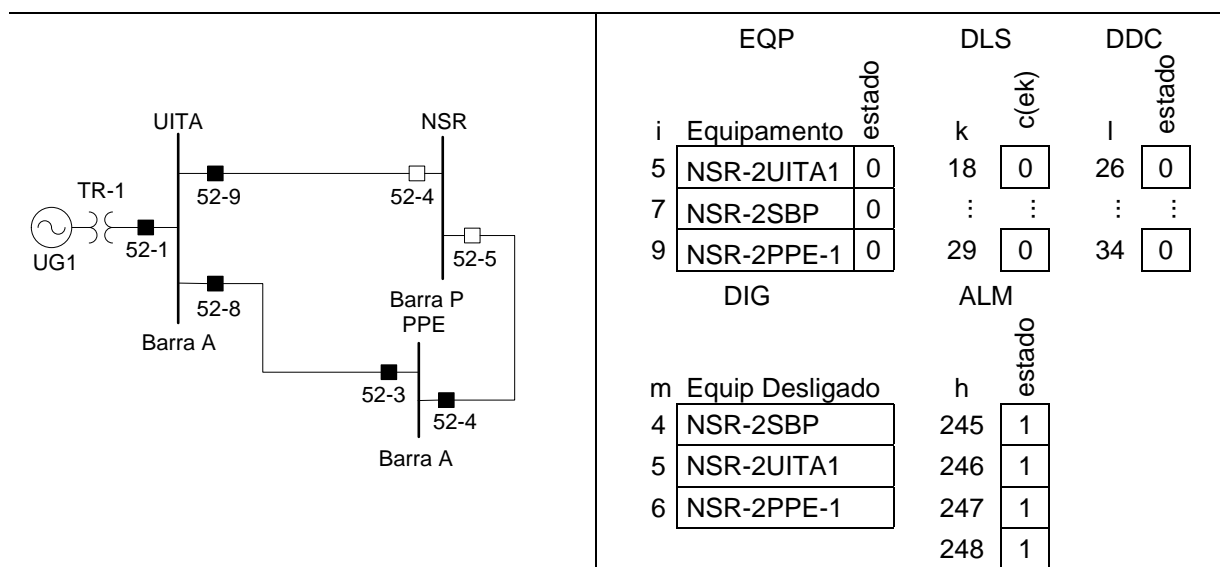


Figura 7.6 - Falta no barramento principal da SE NSR

O sinal de abertura das arestas DLS_{18} e DLS_{29} através dos elementos DDC_{26} e DDC_{34} e o recebimento dos alarmes ALM_{245} , ALM_{246} , ALM_{247} e ALM_{248} , caracterizam uma isolação do barramento principal da SE NSR. Na ocorrência de uma falta na barra P a proteção diferencial de barra atua abrindo os disjuntores da barra isolando-a do resto do sistema. Esse diagnóstico pode ser confirmado pelo processador de alarmes aplicado localmente. O procedimento para determinar uma área desligada, descrito no capítulo 3, é utilizado como critério de entrada na lista DIG das LTs NSR-2UITA1 e NSR-2PPE-1, juntamente com a barra P.

Uma vez que barramento foi limpo através da abertura dos disjuntores da barra P de NSR, as LTs NSR-2UITA1 e NSR-2PPE-1 dependem de um comando remoto do operador para que haja abertura dos disjuntores 52-9 (UITA) e 52-4 (PPE). Esse comando abre os elementos DDC_{15} e DDC_{49} , desenergizando as LTs e, em seguida, abre as arestas DLS_{10} e DLS_{35} .

7.3 Diagnóstico de faltas

Foram realizados testes com dados históricos reais da CEEE referentes a ocorrências durante o mês de janeiro de 2011. No entanto, os eventos existentes não apresentaram dificuldades para a metodologia proposta encontrar os locais de falta no SEP. Isso aconteceu primeiramente em virtude do funcionamento esperado

de ajustes de proteções e em segundo plano o fato das instâncias serem muito pequenas. Esse fato motivou a criação de faltas hipotéticas no sistema de potência da CEEE com possíveis efeitos em cascata decorrentes de falha de dispositivos de proteção, com o objetivo de criar cenários de falta desafiadores para o processador de alarmes. Para a realização de testes computacionais foram modeladas as proteções dos componentes pertencentes à secção do sistema de potência mostrada na figura 7.7.

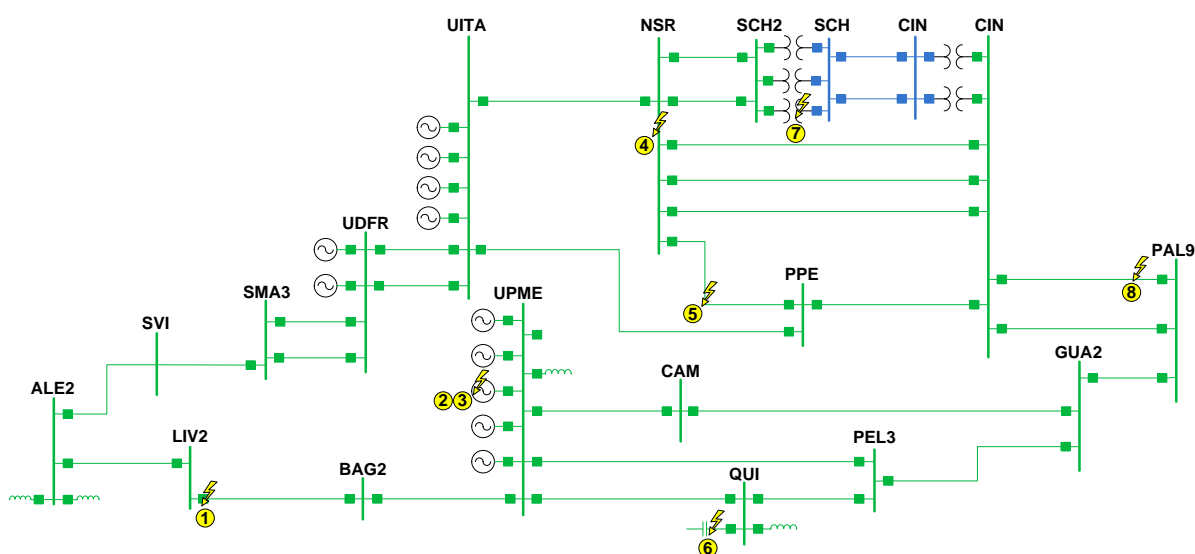


Figura 7.7 – Locais do SEP onde as faltas foram simuladas

No SEP da CEEE, foram realizadas 9 simulações de falta, descritas a seguir:

- Evento 1 – Defeito no disjuntor 52-12 da subestação Livramento 2 (LIV2);
- Evento 2 – Falta na unidade geradora UG2 da usina termelétrica de Presidente Médici (UPME);
- Evento 3 – Desligamento completo da geração da usina UPME;
- Evento 4 – Falta na barra principal NSR-2SBP da subestação Nova Santa Rita (NSR);
- Evento 5 – Falta na linha de transmissão PPE-NSR-1 de 230 kV que interliga as subestações Polo Petroquímico (PPE) e Nova Santa Rita (NSR);
- Evento 6 – Falta no banco de capacitores QUI-BC1 instalado na subestação Quinta (QUI);

- Evento 7 – Falta no transformador SCH-TR3 de 230/138 kV localizado na subestação Scharlau (SCH);
- Evento 8 – Falta na linha de transmissão CIN-PAL91 de 230 kV que interliga as subestações Cidade Industrial (CIN) e Porto Alegre 9 (PAL9);
- Evento 9 – Faltas simultâneas nas linhas de transmissão CIN-PEL31 e PPE-NSR-1.

Os estudos de caso consideram a operação correta de sistemas de operação, falhas e disparos indevidos de relés e disjuntores. A ausência de dispositivos de proteção, por motivos alheios a essa dissertação, em alguns componentes do sistema de potência, também é considerada para situações onde ocorre a falha de disjuntores. O objetivo da aplicação de falhas é simular possíveis ocorrências reais e criar situações desafiadoras para a análise do processador de alarmes.

Os resultados obtidos são relatados de uma forma organizada e sistematizada. Para cada ocorrência, os resultados são apresentados na seguinte ordem:

- Área do sistema afetada pelo distúrbio, imediatamente após a isolação da falta. As seções desconectadas do sistema podem ser identificadas na imagem pelos disjuntores abertos (quadrados brancos);
- A lista de alarmes reportados na janela de tempo, após filtragem do algoritmo. A coluna “**Componente**” corresponde aos equipamentos do sistema elétrico com alarme reportado e cujo evento local deve ser classificado. A coluna “**Proteção**” equivale a função da proteção de acordo com a norma ANSI/IEEE C37.2;
- Classificações de eventos obtidas utilizando o Método de Bayes;
- Solução obtida pela otimização com a identificação da seção em falta, dispositivos de proteção falhos e o valor da função objetivo (FO) alcançado.

O dicionário de siglas utilizadas para denominar os equipamentos, a descrição dos alarmes utilizados, os padrões de evento e as relatórios do *CPLEX* são apresentados nos apêndices. Os alarmes utilizados correspondem à filtragem de alarmes reportados em cada janela de tempo. O critério de seleção está de acordo com os modelos de propostas descritas no capítulo anterior.

7.3.1 Evento 1 - Defeito no disjuntor LIV2BAG21XCBR5212

O estudo de caso simula um defeito ocorrido no compressor de gás do disjuntor 52-12, instalado na SE Livramento 2, com alarmes reportados na tabela 7.6. A função do compressor de gás é manter o gás SF6 a alta pressão. Esse defeito deve ser tratado para garantir o desempenho do disjuntor quando acionado.

Tabela 7.6 – Alarmes reportados durante o evento 1

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
LIV2CBR5212	CB	LIV2	LIV2BAG21XCCP5212	Compressor ar
			LIV2BAG21XCPA5212Alrm	Baixa pressão do ar

Os alarmes estão associados estritamente ao disjuntor 52-12, logo a classificação de evento é executada apenas para esse dispositivo. O resultado é mostrado na tabela 7.7 e confirma o defeito. As sinalizações do evento 1 não resultaram em abertura de disjuntores e também não ativaram os analisadores de falta em nível de equipamento. Portanto, o diagnóstico de falta não é executado em virtude da ausência de uma instância para análise. Por fim, a solução do distúrbio indica que o operador deve executar ações visando a manutenção do disjuntor 52-12 no menor tempo possível.

Tabela 7.7 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
LIV2CBR5212	CB	48,33%	Defeito no disjuntor

7.3.2 Evento 2 - Falta no gerador UPMEUG2

Este caso representa o comportamento esperado da proteção para um curto-circuito entre os enrolamentos do estator da unidade geradora UG2 da usina UPME. A figura 7.8 apresenta as seções que tiveram esquemas de proteção sensibilizados em virtude da falta. Os alarmes observados são mostrados na tabela 7.8.

As tabelas 7.9 e 7.10 apresentam os resultados obtidos pelo classificador de eventos e diagnóstico de falta, respectivamente. Dois esquemas de proteção piloto de duas LTs (CAM-UPME-1 e PEL3UPME1) tiveram alarmes reportados, no entanto,

ambas não operaram. Todas as LTs classificaram o evento como falta externa em direção à usina UPME, enquanto a barra principal UPME2SBA não identificou nenhuma anormalidade. Por fim, a proteção diferencial, curta e longa, do gerador UPMEUG2 atuou corretamente, resultando na classificação de falta interna.

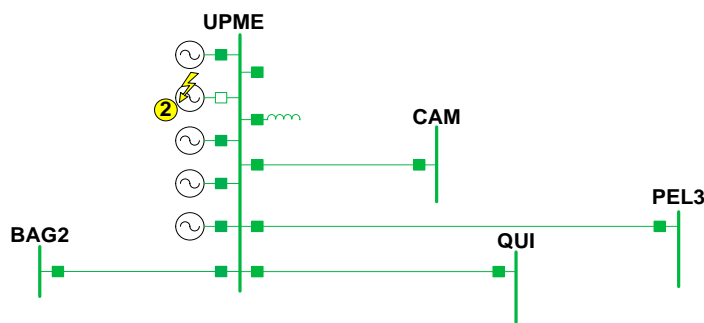


Figura 7.8 – Cenário pós-falta do evento 2

Tabela 7.8 – Alarmes reportados durante o evento 2

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
BAG2UPME1	LT	BAG2	BAG2UPME1PDISASZ3	21-3s
CAM-UPME1	LT	CAM	CAM-UPME1PDISASZ3	21-3s
		UPME	CAM-UPME1RTPR----TX	Teleproteção TX
PEL3UPME1	LT	UPME	UPME1CAM-RTPR----RX	Teleproteção RX
		PEL3	PEL3UPME1PDISASZ3	21-3s
QUI-UPME1	LT	QUI-	PEL3UPME1RTPR----TX	Teleproteção TX
		UPME	UPMEPEL3RTPR----RX	Teleproteção RX
UPME-2SBA	Barra	UPME	QUI-UPME1PDISASZ3	21-3s
UPMEUG2	Gerador	UPME	UPMETR2-2XCBR5202	52
			UPMEUG2--PDIF-OF-Genr	87G
			UPMEUG2--PDIF-OF-GnTr	87GT
			UPMEUG2--RBLE-O	86

A otimização estima a secção em falta com base nas respostas obtidas na análise local. Neste caso, o método confirmou que a falta é, de fato, na unidade geradora UPMEUG2 por meio do evento padrão 47. Ainda, o modelo identificou que houve 4 alarmes falhos: UPMEUG1 FE, UPMEUG3 FE, UPMEUG4 FE e UPMEUG5 FE, que correspondem as classificações de falta externa das demais máquinas da usina UPME.

Tabela 7.9 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
BAG2UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
CAM-UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
CAM-UPME1	Teleproteção	59,36%	Proteção Piloto não operou
PEL3UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
PEL3UPME1	Teleproteção	59,36%	Proteção Piloto não operou
QUI-UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
UPME2SBA	Barra	45,47%	Estado normal
UPMEUG2	Gerador	57,2%	Falta no gerador

Tabela 7.10 – Diagnóstico da falta do evento 2

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
BAG2UPME FD UPME	$e_{47} = 1$	46	Falta no gerador UPMEUG2
UPMECAM- FD UPME	$ve_{47} = 15$		
UPMEPEL3 FD UPME	$f_{258} = 1$		
UPMEQUI- FD UPME	$f_{262} = 1$		
UPMEUG2 F	$f_{266} = 1$		
UPMETR2-2XCBR5202	$f_{280} = 1$		

Fonte: Dados do CPLEX.

É importante salientar que a solução encontrada deve ser avaliada pelo operador para confirmar se o evento é factível ou não. Se o conjunto de alarmes relatados puder se repetir novamente com igual diagnóstico é sugerido que o evento seja adicionado à base de dados para otimizar o desempenho futuro da metodologia proposta. Essa análise deve ser realizada toda vez que houver a identificação de alarmes falso ou falhos.

7.3.3 Evento 3 - Falta no gerador UPMEUG2 resultando em desligamento completo da geração na usina UPME

Este caso é semelhante ao evento anterior, com a diferença que a falta ocorrida no gerador UPMEUG2 resulta no desligamento completo da usina UPME em virtude do afundamento de tensão decorrente de sobrecarga. A saída de uma geração pode resultar em danos elétricos aos demais equipamentos correlacionados como: perda de excitação, sobretensão nos terminais de geradores e oscilação de

potência. A figura 7.9 apresenta o cenário pós-falta e a tabela 7.11 mostra os alarmes relacionados ao distúrbio.

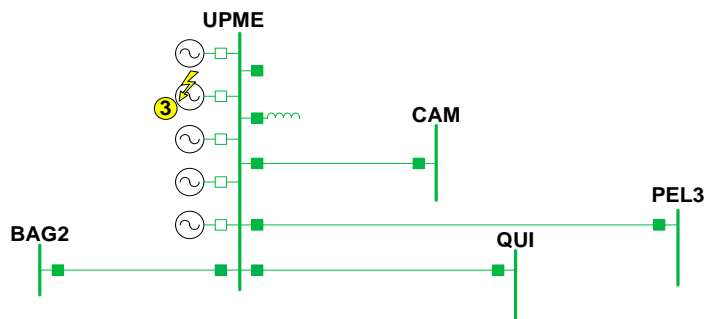


Figura 7.9 – Cenário pós-falta do evento 3

Tabela 7.11 – Alarmes reportados durante o evento 3

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
BAG2UPME1	LT	BAG2	BAG2UPME1PDISASZ3	21-3s
CAM-UPME1	LT	CAM	CAM-UPME1PDISASZ3	21-3s
			CAM-UPME1RTPR----TX	Teleproteção TX
		UPME	UPMECAM-1RTPR----RX	Teleproteção RX
PEL3UPME1	LT	PEL3	PEL3UPME1PDISASZ3	21-3s
			PEL3UPME1RTPR----TX	Teleproteção TX
		UPME	UPMEPEL3RTPR----RX	Teleproteção RX
QUI-UPME1	LT	QUI-	QUI-UPME1PDISASZ3	21-3s
UPME-2SBA	Barra	UPME	UPMETR1-2XCBR5201	52
			UPMETR2-2XCBR5202	52
			UPMETRg32XCBR5203	52
			UPMETRg42XCBR5204	52
			UPMETR7-2XCBR5209	52
UPMEUG1	Gerador	UPME	UPMETR1-2XCBR5201	52
			UPMEUG1--RBLE-O	86
			UPMEUG1--PTOV-O	59
UPMEUG2	Gerador	UPME	UPMETR2-2XCBR5202	52
			UPMEUG2--PDIF-OF-Genr	87G
			UPMEUG2--RBLE-O	86
			UPMEUG2--PDIF-OF-GnTr	87GT
UPMEUG3	Gerador	UPME	UPMETRg32XCBR5203	52
			UPMEUG3--RBLE-O	86
			UPMEUG3--PTOV-O	59

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
UPMEUG4	Gerador	UPME	UPMETRg42XCBR5204	52
			UPMEUG4--RBLE-O	86
			UPMEUG4--PDIG-O	21G
UPMEUG5	Gerador	UPME	UPMETR7-2XCBR5209	52
			UPMEUG5--RBLE-O	86
			UPMEUG5--PTOV-O	59

Os resultados obtidos pelo processador de alarmes são apresentados nas tabelas 7.12 e 7.13. Existe um total de 12 componentes suspeitos, sendo que todos os geradores de UPME, com exceção de UPMEUG2, tiveram seus eventos classificados como falta externa. Os demais equipamentos mantiveram as classificações obtidas no cenário 2.

Tabela 7.12 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
BAG2UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
CAM-UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
CAM-UPME1	Teleproteção	59,36%	Proteção Piloto não operou
PEL3UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
PEL3UPME1	Teleproteção	59,36%	Proteção Piloto não operou
QUI-UPME1	LT	39,44%	Falta na direção da usina UPME
UPME-2SBA	Barra	45,47%	Estado normal
UPMEUG1	Gerador	60,89%	Falta externa
UPMEUG2	Gerador	57,2%	Falta no gerador
UPMEUG3	Gerador	60,89%	Falta externa
UPMEUG4	Gerador	60,89%	Falta externa
UPMEUG5	Gerador	60,89%	Falta externa

A solução final indica falta em UPMEUG2 com uma valor de função objetivo inferior a encontrada no evento 2 ($28 < 46$). Isso se torna evidente em virtude dos novos alarmes reportados nas demais unidades geradoras de UPME, que possibilitaram a ativação de outros alarmes no modelo de otimização (alarmes UPMEUG1 FE, UPMEUG3 FE, UPMEUG4 FE e UPMEUG5 FE). Nesse caso, os alarmes se enquadram ao evento-padrão 49.

Tabela 7.13 – Diagnóstico da falta do evento 3

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
BAG2UPME FD UPME	$e_{49} = 1$	28	Falta no gerador UPMEUG2
UPMECAM- FD UPME	$ve_{49} = 6$		
UPMEPEL3 FD UPME	$s_{283} = 1$		
UPMEQUI- FD UPME	$f_{193} = 1$		
UPMEUG1 FE	$f_{280} = 1$		
UPMEUG2 F			
UPMEUG3 FE			
UPMEUG4 FE			
UPMEUG5 FE			
UPMETR1-2XCBR5201			
UPMETR2-2XCBR5202			
UPMETRg32XCBR5203			
UPMETRg42XCBR5204			
UPMETR7-2XCBR5209			

Fonte: Dados do CPLEX.

7.3.4 Evento 4 - Falta na barra NSR-2SBP

O presente cenário de falta envolve a barra principal NSR-2SBP da subestação Nova Santa Rita, como pode ser verificado através da secção do sistema de potência afetado, mostrado na figura 7.10, e pelo conjunto de alarmes reportados, mostrado na tabela 7.14. Este caso representa a operação do relé operacional de barra (87) e da função falha de disjuntor (86BF), em decorrência da falha de operação do disjuntor NSR-SCH21XCBR-882.

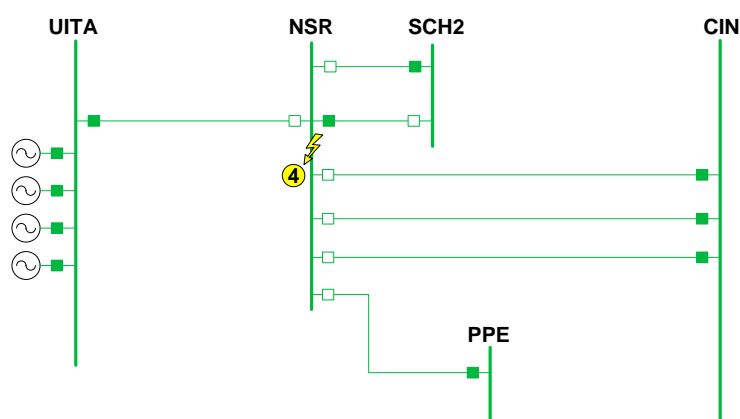


Figura 7.10 – Cenário pós-falta do evento 4

Tabela 7.14 – Alarmes reportados durante o evento 4

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
CIN-NSR-1	LT	CIN	CIN-NSR-1PDISASZ2	21-2s
			CIN-NSR-1PDISASZ3	21-3s
		NSR	NSR-CIN-1XCBR5210	52
CIN-NSR-2	LT	CIN	CIN-NSR-2PDISASZ2	21-2s
			CIN-NSR-2PDISASZ3	21-3s
		NSR	NSR-CIN-2XCBR5211	52
CIN-NSR-3	LT	CIN	CIN-NSR-3PDISASZ2	21-2s
			CIN-NSR-3PDISASZ3	21-3s
		NSR	NSR-CIN-3XCBR5212	52
NSR-2SBP	Barra	NSR	NSR-B---2PDIF-O	87
			NSR-B---2RBLK-O	86
			NSR-CIN-1XCBR5210	52
			NSR-CIN-2XCBR5211	52
			NSR-CIN-3XCBR5212	52
			NSR-PPE-1XCBR5205	52
			NSR-SCH22XCBR-872	52
			NSR-UITA1XCBR5204	52
NSR-SCH21	LT	SCH2	SCH2NSR-1PDISAOZ2	21-2t
			SCH2NSR-1PDISASZ2	21-2s
			SCH2NSR-1PDISASZ3	21-3s
			SCH2NSR-1XCBR5203	52
NSR-SCH22	LT	NSR	NSR-SCH22XCBR-872	52
		SCH2	SCH2NSR-2PDISASZ2	21-2s
PPE-NSR-1	LT	NSR	NSR-PPE-1XCBR5205	52
			PPE	PPE-NSR-1PDISASZ2
		PPE	PPE-NSR-1PDISASZ3	21-3s
SCH22SBA	Barra	SCH	SCH2NSR-1XCBR5203	52
UITANSR-1	LT	NSR	NSR-UITA1XCBR5204	52
		UITA	UITANSR-1PDISASZ2	21-2s
			UITANSR-1PDISASZ3	21-3s

Os resultados obtidos neste caso são vistos nas tabelas 7.14 e 7.16. Como se pode notar, o evento na barra NSR-2SBP é classificada como falta. Todas as linhas afetadas identificaram uma falta na direção da SE NSR.

Tabela 7.15 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
CIN-NSR-1	LT	44,8%	Falta na direção da SE NSR
CIN-NSR-2	LT	44,8%	Falta na direção da SE NSR
CIN-NSR-3	LT	44,8%	Falta na direção da SE NSR
NSR-2SBP	Barra	53,75%	Falta na barra
NSR-SCH21	LT	51,91%	Falta na direção da SE NSR
NSR-SCH22	LT	60,05%	Falta na direção da SE NSR
PPE-NSR-1	LT	44,8%	Falta na direção da SE NSR
SCH22SBA	Barra	45,97%	Estado normal
UITANSR-1	LT	44,8%	Falta na direção da SE NSR

O diagnóstico conclui que a falta ocorreu no barramento principal de NSR, com falha de operação do disjuntor NSR-SCH21XCBR-882. Também foram identificadas falhas de alarmes devido à ausência de classificações esperadas. A falha desses alarmes está relacionada a um problema de padrão que consideravam respostas adicionais que não foram ativadas nesse cenário. Cabe ao operador decidir se esse evento está correto, dentro do ponto de vista de esquema de proteção, e adicioná-lo no banco de dados do PIA.

Tabela 7.16 – Diagnóstico da falta do evento 4

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
CIN-NSR-1 FD NSR	$e_{139} = 1$	73	Falta na barra principal NSR-2SBP com falha no disjuntor NSR-SCH21XCBR-882
CIN-NSR-2 FD NSR	$ve_{139} = 15$		
CIN-NSR-3 FD NSR	$f_{115} = 1$		
NSR-2SBP F	$f_{116} = 1$		
NSR-SCH21 FD NSR	$f_{120} = 1$		
NSR-SCH22 FD NSR	$f_{121} = 1$		
PPE-NSR-1 FD NSR	$f_{123} = 1$		
UITANSR-1 FD NSR	$f_{124} = 1$		
NSR-CIN-1XCBR5210	$f_{126} = 1$		
NSR-CIN-2XCBR5211	$f_{127} = 1$		
NSR-CIN-3XCBR5212			
NSR-PPE-1XCBR5205			
NSR-SCH22XCBR-872			
NSR-UITA1XCBR5204			
SCH2NSR-1XCBR5203			

Fonte: Dados do CPLEX.

7.3.5 Evento 5 - Falta na LT PPE-NSR-1

A seguir são mostrados os resultados obtidos para a simulação de um curto-circuito monofásico em 50% da linha PPE-NSR-1 com falha de operação do disjuntor PPE-NSR-1XCBR5204, localizado na SE PPE. O esquema de proteção piloto dessa linha foi considerado desabilitado nesse caso. Houve 4 tentativas sequenciais de isolamento da falta: relé diferencial de linha (87L), zona 1 do relé de distância (21-1), proteção contra falha do disjuntor (62BF) e, por fim, proteção contra falha do disjuntor (86BF). A função 86BF fez a eliminou a falta da barra principal PPE-2SBA abrindo os disjuntores PPE-CIN-1XCBR5205 e PPE-UITA1XCBR5203. O evento é caracterizado na janela de tempo pela presença do alarme de religamento automático (79) da LT PPE-NSR-1. O cenário pós-falta e o conjunto de alarmes relatados são apresentados na figura 7.11 e tabela 7.17, respectivamente.

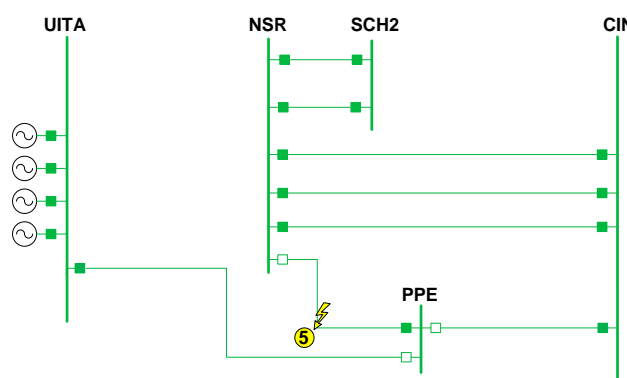


Figura 7.11 – Cenário pós-falta do evento 5

Tabela 7.17 – Alarmes reportados durante o evento 5

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
NSR-2SBA	Barra	NSR	NSR-PPE-1XCBR5205	52
NSR-CIN-1	LT	CIN	CIN-PPE-1PDISAOZ2	21-2s
			CIN-PPE-1PDISAOZ3	21-3s
NSR-CIN-2	LT	CIN	CIN-PPE-1PDISAOZ3	21-3s
NSR-CIN-3	LT	CIN	CIN-PPE-1PDISAOZ3	21-3s
SCH2NSR-1	LT	SCH2	CIN-PPE-1PDISAOZ3	21-3s
SCH2NSR-2	LT	SCH2	CIN-PPE-1PDISAOZ3	21-3s
PPE-2SBA	Barra	PPE	PPE-CIN-1XCBR5205	52
			PPE-NSR-1RBLF-O	86BF
			PPE-UITA1XCBR5203	52

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
PPE-CIN-1	LT	PPE	PPE-CIN-1XCBR5205	52
PPE-NSR-1	LT	NSR	NSR-PPE-1PDIFPO	87L
			NSR-PPE-1PDISASZ2	21-2s
			NSR-PPE-1PDISASZ3	21-3s
			NSR-PPE-1RRECP---Strt	79
			NSR-PPE-1XCBR5205	52
		PPE	PPE-NSR-1PDIFPO	87L
			PPE-NSR-1PDISAOZ1	21-1
			PPE-NSR-1PDISASZ2	21-2s
			PPE-NSR-1PDISASZ3	21-3s
			PPE-NSR-1RBRFPO	62BF
UITANSR-1	LT	UITA	UITANSR-1PDISAOZ2	21-2s
			UITANSR-1PDISAOZ3	21-3s
UITAPPE-1	LT	PPE	PPE-UITA1XCBR5203	52
		UITA	UITAPPE-1PDISASZ2	21-2s
			UITAPPE-1PDISASZ3	21-3s

Os resultados obtidos neste caso são vistos nas tabelas 7.18 e 7.19. Geralmente, linhas de transmissão em sistemas malhados devem possuir proteções de retaguarda em todos os seus terminais. Por essa razão que existem classificações que apontam a direção da falta tanto para a SE NSR quanto para a SE PPE. Como houve disparo por 86BF, a barra PPE-2SBA identificou uma falta externa. Apenas a LT PPE-NSR-1 classificou o evento como falta interna.

Tabela 7.18 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
NSR-2SBA	Barra	45,97%	Estado normal
NSR-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR
NSR-CIN-2	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR
NSR-CIN-3	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR
PPE-2SBA	Barra	60,28%	Falta externa
PPE-CIN-1	LT	36,35%	Falta na direção da SE PPE
PPE-NSR-1	LT	43,47%	Falta na LT
SCH2NSR-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR
SCH2NSR-2	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR
UITANSR-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR
UITAPPE-1	LT	44,8%	Falta na direção da SE PPE

Tabela 7.19 – Diagnóstico da falta do evento 5

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
NSR-CIN-1 FD NSR	$e_{133} = 1$	55	Falta na LT PPE-NSR-1 com falha no disjuntor PPE-NSR-1XCBR5204
NSR-CIN-2 FD NSR	$ve_{133} = 6$		
NSR-CIN-3 FD NSR	$s_{143} = 1$		
PPE-2SBA FE	$s_{147} = 1$		
PPE-CIN-1 FD PPE	$s_{152} = 1$		
PPE-NSR-1 F	$s_{238} = 1$		
SCH2NSR-1 FD NSR	$f_{120} = 1$		
SCH2NSR-2 FD NSR	$f_{126} = 1$		
UITANSR-1 FD NSR			
UITAPPE-1 FD PPE			
NSR-PPE-1XCBR5205			
PPE-CIN-1XCBR5205			
PPE-UITA1XCBR5203			

Fonte: Dados do CPLEX.

A otimização encontrou a solução ótima relacionada ao evento 133 da base dados com FO igual a 55. Esse evento-padrão corresponde a uma falta na LT PPE-NSR-1 com falha na operação no disjuntor PPE-NSR-1XCBR5204. Uma observação importante em relação à solução ótima encontrada é que 4 alarmes foram considerados falsos. Uma análise detalhada nos padrões mostra que o evento 132 também poderia ser solução, mas com um valor de FO superior.

7.3.6 Evento 6 - Falta no banco de capacitores QUI-BC1

Este caso supõe a falta em uma célula do banco de capacitores QUI-BC1. Apesar da atuação do elo-fusível do capacitor, existiu um desbalanço de corrente no neutro do banco de capacitores detectada pelo relé 61N e que disparou o relé de bloqueio 86, que por sua vez, abriu o disjuntor QUI-BC1--XCBR5219. Figura 7.12 apresenta os equipamentos afetados e a tabela 7.20 mostra os alarmes reportados.

As proteções envolvidas em banco de capacitores são relativamente simples comparadas aos esquemas utilizados pelos demais componentes do SEP, como linhas, transformadores e geradores. Por esse motivo, a análise da solução obtida é de fácil interpretação, como os dados das tabelas 7.21 e 7.22 evidenciam. O método detectou que houve uma falta no banco de capacitores com atuação do relé 61.

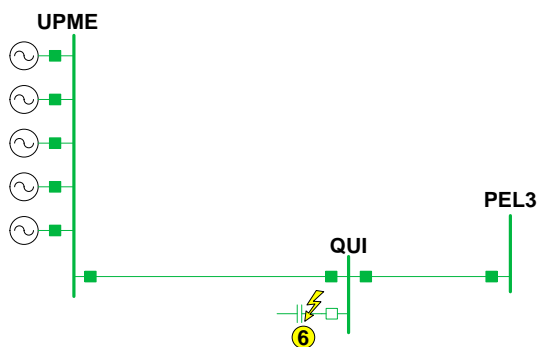


Figura 7.12 – Cenário pós-falha do evento 6

Tabela 7.20 – Alarmes reportados durante o evento 6

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
QUI-2SBA	Barra	QUI	QUI-BC1--XCBR5219	52
QUI-BC1	Banco de Capacitores	QUI	QUI-BC1--PBLC	61
			QUI-BC1--PBLCPON-Inst	61N
			QUI-BC1—RBLK-O	86
			QUI-BC1--XCBR5219	52
QUI-PEL31	LT	PEL3	PEL3QUI-1PDISASZ3	21-3s
UPMEQUI-1	LT	UPME	UPMEQUI-1PDISASZ3	21-3s

Tabela 7.21 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
QUI-2SBA	Barra	45,97%	Estado normal
QUI-BC1	Banco de Capacitores	46,96%	Falta no banco de capacitores
QUI-PEL31	LT	39,44%	Falta na direção da SE QUI
UPMEQUI-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE QUI

Tabela 7.22 – Diagnóstico da falta do evento 6

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
QUI-BC1 F	$e_{263} = 1$	10	Falta no banco de capacitores QUI-BC1
QUI-PEL31 FD QUI	$ve_{263} = 3$		
UPMEQUI-1 FD QUI	$f_{158} = 1$		
QUI-BC1--XCBR5219			

Fonte: Dados do CPLEX.

7.3.7 Evento 7 - Falta no transformador SCH-TR3

Este caso representa o desligamento em cascata de componentes em nível de tensão de 138 kV situadas nas subestações Scharlau (SCH) e Cidade Industrial (CIN). Esse grande desligamento está relacionada a uma falta no transformador de três enrolamentos SCH-TR3 de 230/138/13,8 kV, cuja proteção diferencial (87T) atuou corretamente, no entanto, o disjuntor SCH-TF3-1XCBR5239 falhou na abertura. Em decorrência a esse defeito, o relé auxiliar 86BF abriu todos os disjuntores associadas à barra principal SCH-1SBP, tirando de operação outros dois transformadores de potência e duas LTs de 138 KV. Por fim, houve sobrecarga em dois transformadores localizados na SE CIN, com operação dos relés de sobrecorrente temporizado (51). O cenário pós-falta e o conjunto de alarmes relatados são mostrados na figura 7.13 e tabela 7.23, respectivamente.

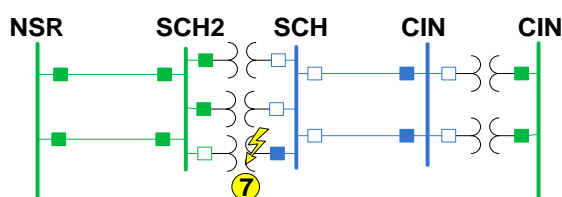


Figura 7.13 – Cenário pós-falta do evento 7

Tabela 7.23 – Alarmes reportados durante o evento 7

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
CIN-1SBA	Barra	CIN	CIN-AT1-1XCBR5213	52
			CIN-AT2-1XCBR5218	52
CIN-AT1	Transformador	CIN	CIN-AT1-1PTOC-OF	51
			CIN-AT1-1XCBR5213	52
CIN-AT2	Transformador	CIN	CIN-AT2-1PTOC-OF	51
			CIN-AT2-1XCBR5218	52
NSR-SCH21	LT	NSR	NSR-SCH21PDISASZ3	21-3s
NSR-SCH22	LT	NSR	NSR-SCH22PDISASZ3	21-3s
SCH-1SBP	Barra	SCH	SCH-CIN-1XCBR5233	52
			SCH-CIN-2XCBR5234	52
			SCH-TF1-1XCBR5241	52
			SCH-TF2-1XCBR5240	52
			SCH-TF3-1RBLF-O	86BF

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
SCH22SBP	Barra	SCH2	SCH2TF3-2XCBR5206	52
SCH-CIN-1	LT	CIN	CIN-SCH-1PDISASZ3	21-3s
		SCH	SCH-CIN-1XCBR5233	52
SCH-CIN-2	LT	SCH	SCH-CIN-2XCBR5234	52
		CIN	CIN-SCH-2PDISASZ3	21-3s
SCH-TR1	Transformador	SCH	SCH-TF1-1XCBR5241	52
SCH-TR2	Transformador	SCH	SCH-TF2-1XCBR5240	52
SCH-TR3	Transformador	SCH	SCH-TF3-1XCBR5239	52
			SCH-TF3--PDIFPOF	87T
			SCH-TF3--RBLK-O	86
		SCH2	SCH2TF3-2XCBR5206	52

Os resultados obtidos são apresentados nas tabelas 7.24 e 7.25.

Tabela 7.24 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
CIN-1SBA	Barra	45,97%	Estado normal
CIN-AT1	Transformador	42,48%	Falta externa em 138 kV
CIN-AT2	Transformador	42,48%	Falta externa em 138 kV
NSR-SCH21	LT	39,44%	Falta na direção da SE SCH2
NSR-SCH22	LT	39,44%	Falta na direção da SE SCH2
SCH-1SBP	Barra	60,28%	Falta externa
SCH22SBP	Barra	45,97%	Estado normal
SCH-CIN-1	LT	60,05%	Falta na direção da SE SCH
SCH-CIN-2	LT	60,05%	Falta na direção da SE SCH
SCH-TR1	Transformador	45,62%	Estado normal
SCH-TR2	Transformador	45,62%	Estado norma
SCH-TR3	Transformador	46,91%	Falta no transformador

Das classificações obtidas em nível de equipamento, apenas o transformador SCH-TR3 apontou falta interna. As linhas interligando NSR e SCH2 detectaram falta na direção da SE SCH2, enquanto os transformadores de CIN indicam uma falta no barramento de 138 kV. Apesar da abertura dos disjuntores localizados no barramento de 138 kV da subestação Scharlau (SCH), os transformadores SCH-TR1 e SCH-TR2 não detectaram quaisquer anormalidade na rede, pelo motivo que seus relés não terem sido disparados.

Tabela 7.25 – Diagnóstico da falta do evento 7

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
CIN-AT1 FD 138 kV	$e_{236} = 1$	73	Falta no transformador SCH-TR3 com falha no disjuntor SCH-TF3-1XCBR5239
CIN-AT2 FD 138 kV	$ve_{236} = 12$		
NSR-SCH21 FD SCH2	$s_{35} = 1$		
NSR-SCH22 FD SCH2	$s_{38} = 1$		
SCH-1SBP FE	$s_{83} = 1$		
SCH-CIN-1 FD SCH	$s_{85} = 1$		
SCH-CIN-2 FD SCH	$f_{181} = 1$		
SCH-TR3 F	$f_{182} = 1$		
CIN-AT1-1XCBR5213	$f_{185} = 1$		
CIN-AT2-1XCBR5218	$f_{186} = 1$		
SCH-CIN-1XCBR5233			
SCH-CIN-2XCBR5234			
SCH-TF1-1XCBR5241			
SCH-TF2-1XCBR5240			
SCH2TF3-2XCBR5206			

Fonte: Dados do CPLEX.

A solução ótima do modelo de otimização estima a secção SCH-TR3 em falta com FO igual a 73. Os alarmes falsos foram identificados em virtude da sobrecarga decorrente da falta e não corresponde ao evento encontrado no ótimo (evento 73). Apesar de não serem considerados nesse trabalho, esquemas operacionais de alívio de carga podem ser levados em consideração no levantamento de dados para elaboração de padrões de funcionamento da proteção.

7.3.8 Evento 8 - Falta na LT CIN-PEL31

Neste caso é simulada uma falta bifásica em 50% da linha CIN-PAL91 com atuação do esquema de transferência de disparo de sobrealcance permissivo (POTT) e com posterior oscilação de potência. Em decorrência da oscilação, o relé 21-1 da linha paralela, CIN-PAL92, operou indevidamente. O cenário pós-falta e o conjunto de alarmes reportados são apresentados na figura 7.14 e tabela 7.26, respectivamente.

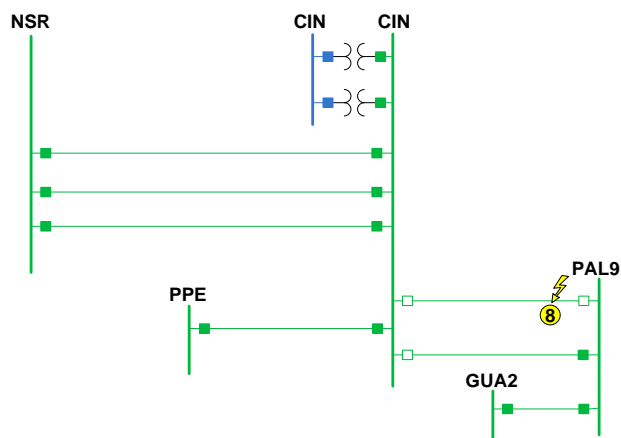


Figura 7.14 – Cenário pós-falta do evento 8

Tabela 7.26 – Alarmes reportados durante o evento 8

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção		
CHA-CIN-1	LT	CHA	CHA-CIN-1PDISASZ3	21-3s		
CNA2CIN-1	LT	CNA2	CNA2CIN-1PDISASZ3	21-3s		
CIN-2SBA	Barra	CIN	CIN-PAL91XCBR5227	52		
			CIN-PAL92XCBR5230	52		
CIN-PAL91	LT	CIN	CIN-PAL91PDISASZ2	21-2s		
			CIN-PAL91PDISASZ3	21-3s		
			CIN-PAL91RTPR---TX	Teleproteção TX		
			CIN-PAL91RTPR---RX	Teleproteção RX		
			CIN-PAL91XCBR5227	52		
				PAL9	PAL9CIN-1PDISAOZ1	21-1
					PAL9CIN-1PDISASZ2	21-2s
					PAL9CIN-1PDISASZ3	21-3s
					PAL9CIN-1RTPR---TX	Teleproteção TX
					PAL9CIN-1RTPR---RX	Teleproteção RX
			PAL9CIN-1XCBR5201	52		
CIN-PAL92	LT	CIN	CIN-PAL92PDISASZ2	21-2s		
			CIN-PAL92PDISASZ3	21-3s		
			CIN-PAL92PDISAOZ1	21-1		
			CIN-PAL92XCBR5230	52		
GUA2PAL91	LT	GUA2	GUA2PAL91PDISASZ2	21-2s		
			GUA2PAL91PDISASZ3	21-3s		
GRA2CIN-2	LT	GRA2	GRA2CIN-2PDISASZ3	21-3s		
GRA2CIN-3	LT	GRA2	GRA2CIN-3PDISASZ3	21-3s		
GRA2CIN-4	LT	GRA2	GRA2CIN-4PDISASZ3	21-3s		
NSR-CIN-1	LT	NSR	NSR-CIN-1PDISASZ3	21-3s		

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
NSR-CIN-2	LT	NSR	NSR-CIN-2PDISASZ3	21-3s
NSR-CIN-3	LT	NSR	NSR-CIN-3PDISASZ3	21-3s
PAL92SBA	Barra	PAL9	PAL9CIN-1XCBR5201	52
PPE-CIN-1	LT	PPE	PPE-CIN-1PDISASZ3	21-3s
VAI-CIN-1	LT	VAI	VAI-CIN-1PDISASZ3	21-3s

Os resultados obtidos são apresentados nas tabelas 7.27 e 7.28. Devido aos alarmes de envio (TX) e recebimento (RX) em ambos os terminais da linha CIN-PAL91, somados com as sinalizações de alarmes permissivos, 21-2s, o classificador pode concluir com uma probabilidade de 99,45% que a proteção piloto operou. A SE Cidade Industrial (CIN) é uma das maiores subestações da CEEE, tendo 12 circuitos de 230 KV, e por esse motivo que existem tantos equipamentos afetados pela falta na LT CIN-PAL91.

Tabela 7.27 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
CHA-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
CIN-2SBA	Barra	45,97%	Estado normal
CIN-PAL91	LT	49,89%	Falta na LT
CIN-PAL91	Teleproteção	99,45%	Proteção Piloto operou
CIN-PAL92	LT	38,44%	Falta na LT
CNA2CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
GRA2CIN-2	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
GRA2CIN-3	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
GRA2CIN-4	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
GUA2PAL91	LT	39,44%	Falta na direção da SE PAL9
NSR-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
NSR-CIN-2	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
NSR-CIN-3	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
PAL92SBA	Barra	45,97%	Estado normal
PPE-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN
VAI-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN

A oscilação de potência resultou na abertura do disjuntor 52-30 da LT paralela CIN-PAL92. Os esquemas de proteção utilizados nessa dissertação não consideram a presença do relé de bloqueio por oscilação de potência (68), logo, o classificador

não consegue identificar esse tipo de problema. Neste caso, o método de Bayes para a linha CIN-PAL92 identificou uma falta interna com uma probabilidade de 38,44 %.

Tabela 7.28 – Diagnóstico da falta do evento 8

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
CHA-CIN-2 FD CIN	$e_{293} = 1$	55	Falta na LT CIN-PAL91
CIN-PAL91 F	$ve_{293} = 12$		
CIN-PAL92 F	$s_{69} = 1$		
CNA2CIN-2 FD CIN	$s_{72} = 1$		
GRA2CIN-2 FD CIN	$f_{34} = 1$		
GRA2CIN-3 FD CIN	$f_{37} = 1$		
GRA2CIN-4 FD CIN	$f_{70} = 1$		
GUA2PAL91 FD PAL9	$f_{71} = 1$		
NSR-CIN-1 FD CIN			
NSR-CIN-2 FD CIN			
NSR-CIN-3 FD CIN			
PPE-CIN-1 FD CIN			
VAI-CIN-2 FD CIN			
CIN-PAL91XCBR5227			
CIN-PAL92XCBR5230			
PAL9CIN-1XCBR5201			

Fonte: Dados do CPLEX.

A resolução do modelo MIP correspondente ao sistema acima estimou a LT CIN-PAL91 como sendo local da origem da falta. A solução também identificou que o disjuntor CIN-PAL92XCBR5230 atuou indevidamente em virtude da oscilação de potência. A classificação de falta dada à LT CIN-PAL62 foi considerada falsa na solução ótima encontrada. Esse resultado confirma a necessidade da aplicação do modelo MIP para estimar a secção em falta, pois detecta o mau funcionamento do Método de Bayes.

7.3.9 Evento 9 - Falhas simultâneas na LTs PEL3CIN-2 e PPE-NSR-1

Este caso supõe a ocorrência das faltas simultâneas nos pontos correspondentes aos eventos 5 e 8, mas sem operações indevidas da proteção. Falhas simultâneas dificultam a interpretação de operadores e dos processadores

inteligentes de alarmes, em razão do surgimento de diversas soluções conflitantes e que não foram consideradas nos padrões de funcionamento da proteção. A secção do sistema pós-falta e o conjunto de alarmes reportados são apresentados na figura 7.15 e tabela 7.29, respectivamente.

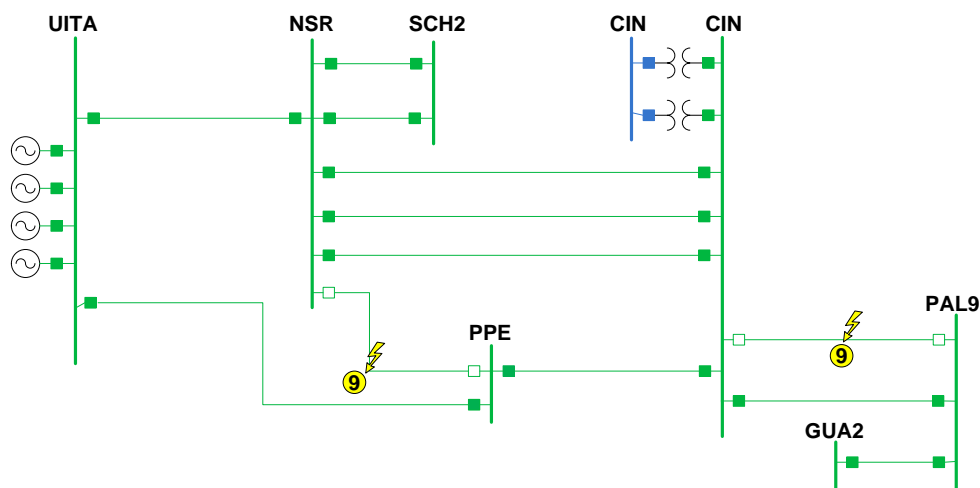


Figura 7.15 – Cenário pós-falta do evento 9

Os resultados obtidos são mostrados nas tabelas 7.30 e 7.31. Todas as linhas que interligam as subestações NSR e CIN obtiveram classificações conflitantes por estarem fisicamente entre as duas faltas.

Tabela 7.29 – Alarmes reportados durante o evento 9

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
CHA-CIN-1	LT	CHA	CHA-CIN-1PDISASZ3	21-3s
CNA2CIN-1	LT	CNA2	CNA2CIN-1PDISASZ3	21-3s
CIN-2SBA	Barra	CIN	CIN-PAL91XCBR5227	52
CIN-PAL91	LT	CIN	CIN-PAL91PDIFPO	87L
			CIN-PAL91PDISASZ2	21-2s
			CIN-PAL91PDISASZ3	21-3s
			CIN-PAL91XCBR5227	52
	PAL9	PAL9	PAL9CIN-1PDIFPO	87L
			PAL9CIN-1PDISASZ2	21-2s
			PAL9CIN-1PDISASZ3	21-3s
			PAL9CIN-1XCBR5201	52
GRA2CIN-2	LT	GRA2	GRA2CIN-2PDISASZ3	21-3s
GRA2CIN-3	LT	GRA2	GRA2CIN-3PDISASZ3	21-3s

Componente	Tipo	SE	Alarme	Proteção
GRA2CIN-4	LT	GRA2	GRA2CIN-4PDISASZ3	21-3s
GUA2PAL91	LT	GUA2	GUA2PAL91PDISASZ2	21-2s
			GUA2PAL91PDISASZ3	21-3s
NSR-2SBA	Barra	NSR	NSR-PPE-1XCBR5205	52
NSR-CIN-1	LT	CIN	CIN-PPE-1PDISASZ3	21-3s
		NSR	NSR-CIN-1PDISASZ3	21-3s
NSR-CIN-2	LT	CIN	CIN-NSR-2PDISASZ3	21-3s
		NSR	NSR-CIN-2PDISASZ3	21-3s
NSR-CIN-3	LT	CIN	CIN-NSR-3PDISASZ3	21-3s
		NSR	NSR-CIN-3PDISASZ3	21-3s
PAL92SBA	Barra	PAL9	PAL9CIN-1XCBR5201	52
PPE-2SBA	Barra	PPE	PPE-NSR-1XCBR5204	52
PPE-NSR-1	LT	NSR	NSR-PPE-1PDIFPO	87L
			NSR-PPE-1PDISASZ2	21-2s
			NSR-PPE-1PDISASZ3	21-3s
			NSR-PPE-1XCBR5205	52
		PPE	PPE-NSR-1PDIFPO	87L
			PPE-NSR-1PDISASZ2	21-2s
			PPE-NSR-1PDISASZ3	21-3s
			PPE-NSR-1XCBR5204	52
UITANSR-1	LT	UITA	UITANSR-1PDISASZ3	21-3s
UITAPPE-1	LT	UITA	UITAPPE-1PDISASZ2	21-2s
			UITAPPE-1PDISASZ3	21-3s
VAI-CIN-1	LT	VAI	VAI-CIN-1PDISASZ3	21-3s

A resolução do modelo MIP identificou corretamente os dois pontos de falta do sistema, com função objetivo igual a 110. Nessa instância, é possível analisar o funcionamento da restrição de hierarquização dos eventos escolhidos como solução ótima da instância. O evento 293, que corresponde à falta na LT CIN-PAL91, teve custo total de 15, enquanto o evento 129, falta na LT PPE-NSR-1, teve custo total de 18.

Mesmo que a metodologia tivesse errado no diagnóstico, conforme mostrado na tabela 7.31, ou em outras palavras, a ocorrência corresponde a apenas um ponto de falta, os resultados indicam que existe uma probabilidade maior da falta estar presente na linha CIN-PAL91 que na LT PPE-NSR-1. Essa resposta do modelo pretende dar alternativas ao operador em casos onde *software* não apresente

desempenho satisfatório, aumentando a confiabilidade da ferramenta computacional, e também serve como orientação ao operador para escalonar tarefas prioritárias no intuito de reestabelecer o sistema de potência.

Tabela 7.30 – Resultados obtidos na análise em nível de equipamento

Componente	Tipo	Probabilidade	Classificação
CHA-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN.
CIN-2SBA	Barra	45,97%	Estado normal.
CIN-PAL91	LT	49,54%	Falta na LT.
CNA2CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN.
GRA2CIN-2	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN.
GRA2CIN-3	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN.
GRA2CIN-4	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN.
GUA2PAL91	LT	39,44%	Falta na direção da SE PAL9.
NSR-2SBA	Barra	45,97%	Estado normal.
NSR-CIN-1	LT	14,49%	Falta na direção da SE NSR.
		14,49%	Falta na direção da SE CIN.
NSR-CIN-2	LT	14,49%	Falta na direção da SE NSR.
		14,49%	Falta na direção da SE CIN.
NSR-CIN-3	LT	14,49%	Falta na direção da SE NSR.
		14,49%	Falta na direção da SE CIN.
PAL92SBA	Barra	45,97%	Estado normal.
PPE-2SBA	Barra	45,97%	Estado normal.
PPE-NSR-1	LT	49,54%	Falta na LT.
UITANSR-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE NSR.
UITAPPE-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE PPE.
VAI-CIN-1	LT	39,44%	Falta na direção da SE CIN.

Tabela 7.31 – Diagnóstico da falta do evento 9

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
CHA-CIN-1 FD CIN	$e_{129} = 1$	110	Falta nas LTs CIN-PAL91 e PPE-NSR-1
CIN-PAL91 F	$e_{293} = 1$		
CNA2CIN-1 FD CIN	$ve_{129} = 18$		
CNA2CIN-1 FD CIN	$ve_{293} = 15$		
GRA2CIN-2 FD CIN	$s_{63} = 1$		
GRA2CIN-3 FD CIN	$f_{34} = 1$		
GRA2CIN-4 FD CIN	$f_{37} = 1$		
NSR-CIN-1 FD CIN	$f_{70} = 1$		

Instância	Solução ótima	FO	Diagnóstico
NSR-CIN-1 FD NSR	$f_{71} = 1$		
NSR-CIN-2 FD CIN	$f_{115} = 1$		
NSR-CIN-2 FD NSR	$f_{120} = 1$		
NSR-CIN-3 FD CIN	$f_{126} = 1$		
NSR-CIN-3 FD NSR	$f_{145} = 1$		
PPE-NSR-1 F	$f_{146} = 1$		
UITANSR-1 FD NSR	$f_{168} = 1$		
UITAPPE-1 FD PPE	$f_{172} = 1$		
VAI-CIN-1 FD CIN			
CIN-PAL91XCBR5227			
NSR-PPE-1XCBR5205			
PAL9CIN-1XCBR5201			
PPE-NSR-1XCBR5204			

Fonte: Dados do CPLEX.

7.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados alguns resultados experimentais relacionados à aplicação do processador de alarmes em parte do sistema de geração e transmissão da CEEE. Os testes foram divididos em duas etapas:

- A primeira etapa visa testar o desempenho do configurador de redes através de modificações topológicas resultantes de ações de manobra e proteção. Os testes realizados comprovam a eficiência e a robustez do configurador proposto, tendo em vista a coerência dos resultados obtidos;
- Na segunda etapa foram simulados nove cenários de falta em diferentes componentes de 138 e 230 kV para validar a metodologia proposta. Os resultados obtidos mostram que a metodologia em dois níveis distintos de processamento, Método de Bayes em nível de equipamento e modelo de programação inteira mista para o diagnóstico de faltas, possui desempenho satisfatório, inclusive em cenários com múltiplas faltas e atuações indevidas de dispositivos de proteção.

Em resumo, a metodologia desenvolvida é capaz de organizar os alarmes reportados em tempo real, atualizar a topologia da rede, classificar eventos para os equipamentos envolvidos ou afetados pela falta e estimar a secção em falta e quais os dispositivos de proteção que estão com mau funcionamento.

8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

8.1 Conclusões

Este trabalho apresentou uma nova metodologia para o tratamento de alarmes provenientes do SCADA com o objetivo de estimar a secção em falta em sistemas elétricos de potência. O processador de alarme proposto inclui os requisitos fundamentais para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para aplicação em centros de controle e operação do sistema (COS) a fim de auxiliar os operadores na tomada de decisão durante contingências.

A metodologia proposta é dividida em quatro módulos distintos: filtro de alarmes, configurador de redes, classificador de eventos e diagnóstico de faltas. Os módulos estão interconectados entre si, com início a partir do filtro de alarmes. O primeiro módulo é responsável pelo tratamento e interpretação das sinalizações de alarme em tempo real com intuito de determinar quais os equipamentos afetados pelo distúrbio. O configurador de redes tem o objetivo de identificar as mudanças topológicas na rede e a secção do sistema que foi desligada em virtude da falta.

O terceiro módulo analisa o conjunto de alarmes associados a cada equipamento do sistema a fim de classificar o tipo de falta. O método utilizado para a classificação é baseado no Teorema de Bayes e emprega dados heurísticos para emular o comportamento esperado de sinalizações de alarme. As classificações obtidas são empregadas pelo modelo de programação inteira mista (MIP), juntamente com as informações de estado de disjuntores, para determinar qual a secção do sistema de potência está em falta.

Para testar e validar o processador de alarmes proposto é empregada uma secção do sistema de geração e transmissão sob concessão da CEEE. A inserção de informações na estrutura de dados é feita por meio da identificação das mudanças topológicas e pela variação do estado de pontos digitais supervisionados. Nove cenários de falta foram considerados durante os testes computacionais. Os resultados mostram que diagnósticos corretos foram obtidos mesmo em casos em que existam falhas de operação de relés e disjuntores. A partir dos resultados pôde-se confirmar a robustez e a aplicabilidade da metodologia proposta.

8.2 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros na área, são apresentadas as seguintes sugestões:

- Efetuar estudos comparativos da metodologia proposta com outras técnicas encontradas na literatura;
- Testar a confiabilidade e desempenho do processador de alarme durante o monitorando *online* de sequências de evento do SCADA com resposta em tempo real;
- Desenvolver algoritmos que automatizem a modelagem de esquemas de proteção em nível de equipamento e a elaboração de padrões de evento;
- Empregar a metodologia proposta em conjunto com dados obtidos por registradores digitais de perturbação (RDPs), com intuito de automatizar o processo de análise de faltas;
- Incluir rotinas que detectem esquemas de alívio de carga, oscilação de potência e saturação de transformadores;
- Incorporar ao processador de alarmes as informações de procedimentos de manobra visando o reestabelecimento automático do sistema de potência.
- Empregar outros tipos de informações disponibilizadas em COSs para melhorar o desempenho do PIA como dados obtidos de localizadores de falta e RDPs.

REFERÊNCIAS

- ALTIPARMAK, F. et al. A Genetic Algorithm Approach For Multi-Objective Optimization Of Supply Chain Networks. **Computer & Industrial Engineering**, v. 51, p. 196-215, 2006.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. 1. ed. Nova York: McGraw-Hill, 1999. 1307 p.
- ARAÚJO, C. A. S. et al. **Proteção de Sistemas Elétricos**. Rio de Janeiro: Interciência: Light, 2002. 258 p.
- BABNIK, T.; GUBINA, F. Fast Transformer Fault Classification by Means of Recorded Protection Signals. **2001 IEEE Power Tech Proceedings**, v. 3, 2001
- 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, mar. 2011.
- BLACKBURN, J. L. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 2. ed. Nova York: MARCEL DEKKER, INC., 1998, 538 p.
- BLUM, C.; ROLI, A. Metaheuristics in Combinatorial Optimization: Overview and Conceptual Comparison. **ACM Computing Surveys (CSUR)**, v. 33, n. 3, p. 268-308, set. 2003.
- BONDY, J. A.; MURTH, U. S. R. **Graph Theory with Applications**. Londres: Macmillan, 1976. 264 p.
- BOSCH, R.; TRICK, M. A. **Integer Programming, Search Methodologies: Introductory Tutorials in Optimization and Decision Support Techniques**, E.K. Burke and G. Kendall (eds.). Nova York: Springer, 2005. cap. 3, p. 69-95.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977. 211 p.
- CAPRARA, A.; TOTH, P.; FISCHETTI, M. Algorithms for the Set Covering Problem. **Annals of Operations Research**, v. 98, p. 353-371, 2000.
- CARDOSO Jr., G. **Estimação da Seção em Falta em Sistemas Elétricos de Potência via Redes Neurais e Sistemas Especialistas Realizada em Nível de Centro de Controle**. 2003. 162 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.
- CARDOSO Jr., G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Application of Neural-Network Modules to Electric Power System Fault Section Estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 3, p. 1034–1041, jul. 2004.

- CARDOSO Jr., G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Identifying the Primary Fault Section after Contingencies in Bulk Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1335–1342, jul. 2008.
- CHEN, W. Fault Section Estimation Using Fuzzy Matrix-Based Reasoning Methods, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.26, n. 1, p. 205–213, jan. 2011.
- CHEN, W. H.; TSAI, S. H.; LIN, H. I. Fault Section Estimation for Power Networks Using Logic Cause-Effect Models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 2, p. 963–971, abr. 2011.
- CHVÁTAL, V. **Linear Programming**. Nova York: W.H. Freeman, 1983.
- COSTA NETO, P. L. O. **Estatística**. 3. ed., São Paulo: Editora Blücher, 2002. 266 p.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessadores Inteligentes**. São Carlos: EESC-USP, 2007. 378 p.
- DAVIDSON, E. M. 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, mai. 2006.
- DELBEM, A. C. B. et al. Node-depth Encoding for Evolutionary Algorithms Applied to Network Design. **Genetic and Evolutionary Computation Conference**, 2004.
- DEO, N. **Graph Theory with Applications to Engineering and Computer Science**. Londres: Prentice Hall, 1974. 491 p.
- DIJK, H. E. AI-based Techniques for Alarm Processing. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 14, n. 2/3, abr./jun. 1992.
- ELAMIN, I.; AL-UMAIR, R. Fault Section Estimation in Power Systems. **Intelligent System Application to Power Systems**, Budapeste, jun. 2001.
- EPRI - Electric Power Research Institute. **Human Factors Review of Electric Power Dispatch Control Centers**, v. 1-6, EL-1960, Palo Alto, CA, 1960.
- FONSECA, W. A. S. et al. Simultaneous Fault Section Estimation and Protective Device Failure Detection Using Percentage Values of the Protective Devices Alarms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 170-180, fev. 2013.
- FRITZEN, P. C. **Estimação da Seção em Falta e Processamento de Alarmes em Sistemas de Potência utilizando um Sistema Híbrido Fundamentado na Heurística Construtiva e na Programação Inteira**. 2012. 143 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2012.
- FRITZEN, P. C. et al. 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, set. 2012.

FU, S. et al. An Expert System for On-Line Diagnosis of System Faults and Emergency Control to Prevent a Blackout. **IFAC Control of Power Plants and Power Systems – SIPOWER'95**, p. 303-308, 1995.

GLOVER, F. Future Paths for Integer Programming and Links to Artificial Intelligence. **Computers and Operations Research**, v. 5, p. 553-549, 1986.

GNEDENKO, B. V. **A Teoria da Probabilidade**. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda., 2008. 692 p.

GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. **Otimização Combinatória e Programação Linear: Modelos e Algoritmos**. 2. ed., Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. 518 p.

GUAN, Y.; KEZUNOVIC, M. Implementing Intelligent Techniques for the Advanced Alarm Processing. **15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems**, p. 1–6, 2009.

GUO, W. 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, jul. 2010.

GUO, W. et al. An Analytic Model-Based Approach for Power System Alarm Processing Employing Temporal Constraint Network. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2435–2447, out. 2010.

HE, Z. et al. Fault Section Estimation in Power Systems Based on Improved Optimization Model and Binary Particle Swarm Optimization. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, p. 1–8, 2009.

HOSSACK, J. A. et al. A Multiagent Architecture for Protection Engineering Diagnostic Assistance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 639–647, mai. 2003.

HUANG, S. J.; LIU, X. Z. Application of Artificial Bee Colony-Based Optimization for Fault Section Estimation in Power Systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 44, n. 1, p. 210–218, jan. 2013.

JUNG, J. et al. Multiple Hypotheses and Their Credibility in On-Line. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 2, p. 225–230, abr. 2001.

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

- LEÃO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fault Section Estimation in Electric Power Systems Using an Optimization Immune Algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 11, p. 1341–1352, nov. 2010.
- LIN, X. 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, jul. 2011.
- LINDEROTH, J.; LODI, A. MILP Software. **Encyclopedia for Operations Research and Management Science, Wiley**, p. 3239-3248, 2011.
- LUO, X.; KEZUNOVIC, M. Implementing Fuzzy Reasoning Petri-Nets for Fault Section Estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 676–685, abr. 2008.
- MALHEIRO, N. et al. On-Line Fault Diagnosis with Incomplete Information in a Power Transmission Network. **Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems**, p. 169–174, nov. 2005.
- MEINDL, B.; TEMPL, M. Analysis of commercial and free and open source solvers for linear optimization problems. **Essnet Project on Common Tools and Harmonized Methodologies for SDC in the ESS**, p. 1-13, mar. 2012.
- 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. **15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems**, p. 1–6, 2009.
- MOXLEY, R.; POPE, J.; ALLEN, J. Proteção de Banco de Capacitores de Alta Tensão para Configurações Simples e Complexas. **Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers**, p. 1-7, 2012.
- MU, J. et al. An Online Intelligent Alarm-Processing System Based on Abductive Reasoning Network. **Power and Energy Society General Meeting, IEEE**, p. 1–5, jul. 2012.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 2.6. Estabelece os requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. **Procedimentos de Rede**, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 16 set. 2010, revisão 1.1, p. 1-22.
- PENG, Y.; REGGIA, J. A. Plausibility of Diagnostic Hypotheses: The Nature of Simplicity. **Proceedings of the 5th National Conference on AI (AAAI-86)**, p. 140-145, 1986.
- PIERETI, S. A. R. et al. Tracking Network Topology Processor Using Node-depth Representation. **IEEE Power Tech**, p. 143-148, 2007.
- PIRES, S. S. **Descoberta de Causa-raiz em Ocorrências de Sistemas Elétricos**. 2010. 89 p. Dissertação (Mestrado em Ciências da Computação), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2010.

- REIMERT, D. **Protective Relaying for Power Generations Systems**. Boca Raton: CRC Press. 2006. 573p.
- 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.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Tutorial de Diagramas Lógicos de Esquemas de Proteção e Controle**. Campinas, 2012.
- SÖRENSEN, K. Metaheuristics – The Exposed Metaphors Considered Harmful. **Matheuristics – 4th International Workshop on Model-Based Metaheuristics**, set. 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, mai. 2008.
- SILVA, A. P. A.; LIMA, A. C. S.; SOUZA, S. M. Fault Location on Transmission Lines using Complex-domain Neural Networks. **Electric Power Systems Research**, v. 43, n. 1, p. 720–727, jul. 2012.
- UMETANI, S.; YAGIURA, M. Relaxation Heuristics for the Set Covering Problem. **Journal of the Operations Research – Society of Japan**, v. 50, n. 4, p. 350-375, jun. 2007.
- UNGRAD, H.; WINKLER, W.; WISZNIEWSKI, A. **Protection Techniques in Electrical Energy Systems**. Nova York: Marcel Dekker, 1995. 387 p.
- WEI, L. et al. An Online Intelligent Alarm-Processing System for Digital Substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1615–1624, jul. 2011.
- WEN, F.; CHANG, C. S. A Tabu Search Approach to Fault Section Estimation in Power Systems. **Electric Power Systems Research**, v. 40, n.1, p. 63–73, jul. 1997.
- WEN, F.; CHANG, C. S.; SRINIVASAN, D. Alarm Processing in Power Systems Using a Genetic Algorithm. **IEEE International Conference on Evolutionary Computation**, p. 27–32, 1995.
- WEN, F.; HAN, Z., Fault Section Estimation In Power Systems Using A Genetic Algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 34, n. 3, p. 165-172, fev. 1995.
- WOLSEY, L. A. **Integer Programming**. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1998. 264 p.
- YONGLI, Z. et al. An AI-Based Automatic Power Network Topology Processor. **Electric Power Systems Research**, v. 61, n. 1, p. 57–65, nov. 2002.
- YONGLI, Z.; LIMIN, H.; JINLING, L. Bayesian Networks-Based Approach for Power Systems Fault Diagnosis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 21, n. 2, p. 634–639, abr. 2006.

APÊNDICES

APÊNDICE A - Lista de alarmes do sistema parcial de potência da CEEE

Índice	Alarme	Descrição do alarme
1	ALE2 F	Falta na barra ALE2SBA
2	ALE2 FE	Falta externa à barra ALE2SBA
3	ALE2 RB1 FE	Falta externa ao reator ALE2RB1
4	ALE2 RB2 FE	Falta externa ao reator ALE2RB2
5	ALE2LIV2 F	Falta na LT ALE2LIV21
6	ALE2LIV2 FD ALE2	Falta vista pela LT ALE2LIV21 na direção da SE ALE2
7	ALE2LIV2 FD LIV2	Falta vista pela LT ALE2LIV21 na direção da SE LIV2
8	ALE2LIV21XCBR5206	Disjuntor 52-06 da SE ALE2
9	ALE2MBR-1XCBR5201	Disjuntor 52-11 da SE ALE2
10	ALE2RB1--XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE ALE2
11	ALE2RB2--XCBR5204	Disjuntor 52-04 da SE ALE2
12	ALE2SVI F	Falta na LT ALE2SVI-1
13	ALE2SVI FD SVI	Falta vista pela LT ALE2SVI-1 na direção da SE SVI
14	ALE2SVI-1XCBR5205	Disjuntor 52-05 da SE ALE2
15	ALE2URU5 FD ALE2	Falta vista pela LT ALE2URU51 na direção da SE ALE2
16	ALE2URU51XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE ALE2
17	ALE2UTUR1XCBR5214	Disjuntor 52-14 da SE ALE2
18	BAG2 FE	Falta externa à barra BAG2SBA
19	BAG2 F	Falta na barra BAG2SBA
20	BAG2LIV21XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE BAD2
21	BAG2UPME F	Falta na LT BAG2UPME1
22	BAG2UPME FD BAG2	Falta vista pela LT BAG2UPME1 na direção da SE BAG2
23	BAG2UPME FD UPME	Falta vista pela LT BAG2UPME1 na direção da usina UPME
24	BAG2UPME1XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE BAG2
25	CAM F	Falta na barra CAM-2SBA
26	CAM FE	Falta externa à barra CAM-2SBA
27	CAMGUA2 F	Falta na LT CAM-GUA21
28	CAMGUA2 FD CAM	Falta vista pela LT CAM-GUA21 na direção da SE CAM
29	CAMGUA2 FD GUA2	Falta vista pela LT CAM-GUA21 na direção da SE GUA2
30	CAM-GUA21XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SECAM
31	CAM-UPME1XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE CAM
32	CHA-CIN-1XCBR-732	Disjuntor 52-732 da SE CHA
33	CIN TR1 F	Falta no transformador CIN-TR1
34	CIN TR1 FD 230kV	Falta vista pelo transformador CIN-TR1 na direção do barramento de 230 kV
35	CIN TR1 FD 138KV	Falta vista pelo transformador CIN-TR1 na direção do barramento de 138 kV
36	CIN TR2 F	Falta no transformador CIN-TR2
37	CIN TR2 FD 230kV	Falta vista pelo transformador CIN-TR2 na direção do barramento de 230 kV
38	CIN TR2 FD 138KV	Falta vista pelo transformador CIN-TR2 na direção do barramento de 138 kV

Índice	Alarme	Descrição do alarme
39	CIN138 F	Falta na barra CIN-1SBA
40	CIN138 FE	Falta externa à barra CIN-1SBA
41	CIN230 F	Falta na barra CIN-2SBA
42	CIN230 FE	Falta externa à barra CIN-2SBA
43	CINCHA FD CIN	Falta vista pela LT CIN-CHA-1 na direção da SE CIN
44	CIN-CHA-1XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE CIN
45	CINCNA2 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-CNA22 na direção da SE CIN
46	CIN-CNA21XCBR5210	Disjuntor 52-10 da SE CIN
47	CINGRA22 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-GRA22 na direção da SE CIN
48	CIN-GRA22XCBR5209	Disjuntor 52-09 da SE CIN
49	CINGRA23 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-GRA23 na direção da SE CIN
50	CIN-GRA23XCBR5207	Disjuntor 52-07 da SE CIN
51	CINGRA24 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-GRA24 na direção da SE CIN
52	CIN-GRA24XCBR5231	Disjuntor 52-31 da SE CIN
53	CINNSR1 F	Falta na LT CIN-NSR-1
54	CINNSR1 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-NSR-1 na direção da SE CIN
55	CINNSR1 FD NSR	Falta vista pela LT CIN-NSR-1 na direção da SE NSR
56	CIN-NSR-1XCBR5229	Disjuntor 52-29 da SE CIN
57	CINNSR2 F	Falta na LT CIN-NSR-2
58	CINNSR2 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-NSR-2 na direção da SE CIN
59	CINNSR2 FD NSR	Falta vista pela LT CIN-NSR-2 na direção da SE NSR
60	CIN-NSR-2XCBR5225	Disjuntor 52-25 da SE CIN
61	CINNSR3 F	Falta na LT CIN-NSR-3
62	CINNSR3 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-NSR-3 na direção da SE CIN
63	CINNSR3 FD NSR	Falta vista pela LT CIN-NSR-3 na direção da SE NSR
64	CIN-NSR-3XCBR5208	Disjuntor 52-08 da SE CIN
65	CINPAL91 F	Falta na LT CIN-PAL91
66	CINPAL91 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-PAL91 na direção da SE CIN
67	CINPAL91 FD PAL9	Falta vista pela LT CIN-PAL91 na direção da SE PAL9
68	CIN-PAL91XCBR5227	Disjuntor 52-27 da SE CIN
69	CINPAL92 F	Falta na LT CIN-PAL92
70	CINPAL92 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-PAL92 na direção da SE CIN
71	CINPAL92 FD PAL9	Falta vista pela LT CIN-PAL92 na direção da SE PAL9
72	CIN-PAL92XCBR5230	Disjuntor 52-30 da SE CIN
73	CIN-PPE-1XCBR5226	Disjuntor 52-26 da SE CIN
74	CIN-SCH-1 F	Falta na LT CIN-SCH-1
75	CIN-SCH-1 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-SCH-1 na direção da SE CIN
76	CIN-SCH-1 FD SCH	Falta vista pela LT CIN-SCH-1 na direção da SE SCH
77	CIN-SCH-1XCBR5216	Disjuntor 52-16 da SE CIN
78	CIN-SCH-2 F	Falta na LT CIN-SCH-2
79	CIN-SCH-2 FD CIN	Falta vista pela LT CIN-SCH-2 na direção da SE CIN
80	CIN-SCH-2 FD SCH	Falta vista pela LT CIN-SCH-2 na direção da SE SCH
81	CIN-SCH-2XCBR5217	Disjuntor 52-17 da SE CIN
82	CIN-AT1-2XCBR5204	Disjuntor 52-04 da SE CIN
83	CIN-AT1-1XCBR5213	Disjuntor 52-13 da SE CIN

Índice	Alarme	Descrição do alarme
84	CIN-AT2-2XCBR5205	Disjuntor 52-05 da SE CIN
85	CIN-AT2-1XCBR5218	Disjuntor 52-18 da SE CIN
86	CINVAI FD CIN	Falta vista pela LT CIN-VAI1 na direção da SE CIN
87	CIN-VAI-1XCBR5206	Disjuntor 52-06 da SE CIN
88	CNA2CIN-1XCBR5204	Disjuntor 52-04 da SE CNA2
89	GRA2CIN-2XCBR5206	Disjuntor 52-06 da SE GRA2
90	GRA2CIN-3XCBR5207	Disjuntor 52-07 da SE GRA2
91	GRA2CIN-4XCBR5208	Disjuntor 52-08 da SE GRA2
92	GUA2 F	Falta na barra GUA22SBA
93	GUA2 FE	Falta externa à barra GUA22SBA
94	GUA2CAM-1XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE GUA2
95	GUA2PAL6 FD PAL9	Falta vista pela LT GUA2PAL61 na direção da SE PAL9
96	GUA2PAL9 F	Falta na LT GUA2PAL61
97	GUA2PAL9 FD GUA2	Falta vista pela LT GUA2PAL61 na direção da SE GUA2
98	GUA2PAL91XCBR5205	Disjuntor 52-05 da SE GUA2
99	GUA2PEL31XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE GUA2
100	LAJ2NSR-1XCBR5216	Disjuntor 52-16 da SE LAJ2
101	LIV2 F	Falta na barra LIV22SBA
102	LIV2 FE	Falta externa à barra LIV22SBA
103	LIV2ALE21XCBR5211	Disjuntor 52-11 da SE LIV2
104	LIV2BAG2 F	Falta na LT LIV2BAG21
105	LIV2BAG2 FD BAG2	Falta vista pela LT LIV2BAG21 na direção da SE BAG2
106	LIV2BAG2 FS LIV2	Falta vista pela LT LIV2BAG21 na direção da SE LIV2
107	LIV2BAG21XCBR5212	Disjuntor 52-12 da SE LIV2
108	MBRALE2 FD ALE2	Falta vista pela LT MBR-ALE21 na direção da SE ALE2
109	MBR-ALE21XCBR5216	Disjuntor 52-16 da SE MBR
110	NSR230 F	Falta na barra NSR-2SBA
111	NSR230 FE	Falta externa à barra NSR-2SBA
112	NSR-CIN-1XCBR5210	Disjuntor 52-10 da SE NSR
113	NSR-CIN-2XCBR5211	Disjuntor 52-11 da SE NSR
114	NSR-CIN-3XCBR5212	Disjuntor 52-12 da SE NSR
115	NSRLAJ2 FD NSR	Falta vista pela LT NSR-LAJ21 na direção da SE NSR
116	NSR-LAJ21XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE NSR
117	NSR-PPE-1XCBR5205	Disjuntor 52-05 da SE NSR
118	NSR-SCH21XCBR-882	Disjuntor 52-882 da SE NSR
119	NSR-SCH22XCBR-872	Disjuntor 52-872 da SE NSR
120	NSRTF2 FD 230kV	Falta vista pelo transformador NSR-TF2 na direção do barramento de 230 kV
121	NSR-TF2-2XCBR-762	Disjuntor 52-762 da SE NSR
122	NSR-TF2-5XCBR1032	Disjuntor 52-1032 da SE NSR
123	NSRTF3 FD 230kV	Falta vista pelo transformador NSR-TF3 na direção do barramento de 230 kV
124	NSR-TF3-2XCBR-792	Disjuntor 52-792 da SE NSR
125	NSR-TF3-5XCBR1052	Disjuntor 52-1052 da SE NSR
126	NSRTF4 FD 230kV	Falta vista pelo transformador NSR-TF4 na direção do barramento de 230 kV

Índice	Alarme	Descrição do alarme
127	NSR-TF4-2XCBR-842	Disjuntor 52-842 da SE NSR
128	NSR-TF4-5XCBR1072	Disjuntor 52-1072 da SE NSR
129	NSR-UITA1XCBR5204	Disjuntor 52-04 da SE NSR
130	PAL9 FE	Falta externa à barra PAL92SBA
131	PAL9CIN-1XCBR5201	Disjuntor 52-01 da SE PAL9
132	PAL9CIN-2XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE PAL9
133	PAL9GUA2-1XCBR5226	Disjuntor 52-26 da SE PAL9
134	PEL3 F	Falta na barra PEL32SBA
135	PEL3 FE	Falta externa à barra PEL32SBA
136	PEL3GUA2 F	Falta na LT PEL3GUA21
137	PEL3GUA2 FD PEL3	Falta vista pela LT PEL3GUA21 na direção da SE PEL3
138	PEL3GUA2 FD GUA2	Falta vista pela LT PEL3GUA21 na direção da SE GUA2
139	PEL3GUA21XCBR5205	Disjuntor 52-05 da SE PEL3
140	PEL3QUI-1XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE PEL3
141	PEL3UPME1XCBR5201	Disjuntor 52-01 da SE PEL3
142	PPE F	Falta na barra PPE-2SBA
143	PPE FE	Falta externa à barra PPE-2SBA
144	PPECIN F	Falta na LT PPE-CIN-1
145	PPECIN FD CIN	Falta vista pela LT PPE-CIN-1 na direção da SE CIN
146	PPECIN FD PPE	Falta vista pela LT PPE-CIN-1 na direção da SE PPE
147	PPE-CIN-1XCBR5205	Disjuntor 52-05 da SE PPE
148	PPENSR F	Falta na LT PPE-NSR-1
149	PPENSR FD NSR	Falta vista pela LT PPE-NSR-1 na direção da SE NSR
150	PPENSR FD PPE	Falta vista pela LT PPE-NSR-1 na direção da SE PPE
151	PPE-NSR-1XCBR5204	Disjuntor 52-04 da SE PPE
152	PPE-UITA1XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE PPE
153	QUI BC1 FE	Falta externa ao banco de capacitores QUI-BC1
154	QUI BC1 F	Falta no banco de capacitores QUI-BC1
155	QUI F	Falta na barra QUI-2SBA
156	QUI FE	Falta externa à barra QUI-2SBA
157	QUI RB1 F	Falta no reator QUI-RB1
158	QUI RB1 FE	Falta externa ao reator QUI-RB1
159	QUIPEL3 F	Falta na LT QUI-PEL31
160	QUIPEL3 FD PEL3	Falta vista pela LT QUI-PEL31 na direção da SE PEL3
161	QUIPEL3 FD QUI	Falta vista pela LT QUI-PEL31 na direção da SE QUI
162	QUI-PEL31XCBR5216	Disjuntor 52-16 da SE QUI
163	QUI-UPME1XCBR5201	Disjuntor 52-01 da SE QUI
164	SCH138 F	Falta na barra SCH-1SBA
165	SCH138 FE	Falta externa à barra SCH-1SBA
166	SCH2 FE	Falta externa à barra SCH-2SBA
167	SCH2NSR1 F	Falta na LT SCH2NSR-1
168	SCH2NSR1 FD NSR	Falta vista pela LT SCH2NSR-1 na direção da SE NSR
169	SCH2NSR1 FD SCH2	Falta vista pela LT SCH2NSR-1 na direção da SE SCH2
170	SCH2NSR-1XCBR5203	Disjuntor 52-03 da SE SCH2
171	SCH2NSR2 F	Falta na LT SCH2NSR-2

Índice	Alarme	Descrição do alarme
172	SCH2NSR2 FD NSR	Falta vista pela LT SCH2NSR-2 na direção da SE NSR
173	SCH2NSR2 FD SCH2	Falta vista pela LT SCH2NSR-2 na direção da SE SCH2
174	SCH2NSR-2XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE SCH2
175	SCH2TF1-2XCBR5208	Disjuntor 52-08 da SE SCH2
176	SCH2TF2-2XCBR5207	Disjuntor 52-07 da SE SCH2
177	SCH2TF3-2XCBR5206	Disjuntor 52-06 da SE SCH2
178	SCH-CIN-1XCBR5233	Disjuntor 52-33 da SE SCH
179	SCH-CIN-2XCBR5234	Disjuntor 52-34 da SE SCH
180	SCHTF1 F	Falta no transformador SCH-TF1
181	SCHTF1 FD 138kV	Falta vista pelo transformador SCH-TF1 na direção do barramento de 138 kV
182	SCHTF1 FD 230kV	Falta vista pelo transformadorSCH-TF1 na direção do barramento de 230 kV
183	SCH-TF1-1XCBR5241	Disjuntor 52-41 da SE SCH
184	SCHTF2 F	Falta no transformador SCH-TF2
185	SCHTF2 FD 138kV	Falta vista pelo transformador SCH-TF2 na direção do barramento de 138 kV
186	SCHTF2 FD 230kV	Falta vista pelo transformadorSCH-TF2 na direção do barramento de 230 kV
187	SCH-TF2-1XCBR5240	Disjuntor 52-40 da SE SCH
188	SCHTF3 F	Falta no transformador SCH-TF3
189	SCHTF3 FD 138kV	Falta vista pelo transformador SCH-TF3 na direção do barramento de 138 kV
190	SCHTF3 FD 230kV	Falta vista pelo transformadorSCH-TF3 na direção do barramento de 230 kV
191	SCH-TF3-1XCBR5239	Disjuntor 52-39 da SE SCH
192	SCR1UITA1XCBR5222	Disjuntor 52-22 da SE SCR
193	SCR1UPME1XCBR5225	Disjuntor 52-25 da SE SCR
194	SMA3 F	Falta na barra SMA32SBA
195	SMA3 FE	Falta externa à barra SMA32SBA
196	SMA3SVI-1XCBR5202	Disjuntor 52-02 da SE SMA3
197	SMA3UDFR1 F	Falta na LT SMA3UDFR1
198	SMA3UDFR1 FD SMA3	Falta vista pela LT SMA3UDFR1 na direção da SE SMA3
199	SMA3UDFR1 FD UDFR	Falta vista pela LT SMA3UDFR1 na direção da usina UDFR
200	SMA3UDFR1XCBR5201	Disjuntor 52-01 da SE SMA3
201	SMA3UDFR2 F	Falta na LT SMA3UDFR2
202	SMA3UDFR2 FD SMA3	Falta vista pela LT SMA3UDFR2 na direção da SESMA3
203	SMA3UDFR2 FD UDFR	Falta vista pela LT SMA3UDFR2 na direção da usina UDFR
204	SMA3UDFR2XCBR5210	Disjuntor 52-10 da SE SMA3
205	SVI F	Falta na barra SVI-2SBA
206	SVISMA3 F	Falta externa à barra SVI-2SBA
207	SVISMA3 FD SVI	Falta vista pela LT SVI-SMA31 na direção da SE SVI
208	UDFR F	Falta na barra UDFR2SBA
209	UDFR FE	Falta externa à barra UDFR2SBA
210	UDFR UG1 F	Falta na gerador UDFRUG1
211	UDFR UG1 FE	Falta externa ao gerador UDFRUG1
212	UDFR UG2 F	Falta na gerador UDFRUG2
213	UDFR UG2 FE	Falta externa ao gerador UDFRUG2

Índice	Alarme	Descrição do alarme
214	UDFRSMA31XCBR5204	Disjuntor 52-04 da usina UDFR
215	UDFRSMA32XCBR5206	Disjuntor 52-06 da usina UDFR
216	UDFRTR1-2XCBR5201	Disjuntor 52-01 da usina UDFR
217	UDFRTR2-2XCBR5202	Disjuntor 52-02 da usina UDFR
218	UDFRUITA1 F	Falta na LT UDFRUITA1
219	UDFRUITA1 FD UDFR	Falta vista pela LT UDFRUITA1 na direção da usina UDFR
220	UDFRUITA1 FD UITA	Falta vista pela LT UDFRUITA1 na direção da usina UITA
221	UDFRUITA1XCBR5203	Disjuntor 52-03 da usina UDFR
222	UDFRUITA2 F	Falta na LT UDFRUITA2
223	UDFRUITA2 FD UDFR	Falta vista pela LT UDFRUITA2 na direção da usina UDFR
224	UDFRUITA2 FD UITA	Falta vista pela LT UDFRUITA2 na direção da usina UITA
225	UDFRUITA2XCBR5205	Disjuntor 52-05 da usina UDFR
226	UITA F	Falta na barra UITA2SBA
227	UITA FE	Falta externa à barra UITA2SBA
228	UITA UG1 F	Falta na gerador UITAUG1
229	UITA UG1 FE	Falta externa ao gerador UITAUG1
230	UITA UG2 F	Falta na gerador UITAUG2
231	UITA UG2 FE	Falta externa ao gerador UITAUG2
232	UITA UG3 F	Falta na gerador UITAUG3
233	UITA UG3 FE	Falta externa ao gerador UITAUG3
234	UITA UG4 F	Falta na gerador UITAUG4
235	UITA UG4 FE	Falta externa ao gerador UITAUG4
236	UITANSR F	Falta na LT UDFRNSR-1
237	UITANSR FD UITA	Falta vista pela LT UDFRNSR-1 na direção da usina UITA
238	UITANSR FD NSR	Falta vista pela LT UDFRNSR-1 na direção da SE NSR
239	UITANSR-1XCBR5209	Disjuntor 52-09 da usina UITA
240	UITAPPE F	Falta na LT UDFRPPE-1
241	UITAPPE FD PPE	Falta vista pela LT UDFRPPE-1 na direção da SE PPE
242	UITAPPE FD UITA	Falta vista pela LT UDFRPPE-1 na direção da usina UITA
243	UITAPPE-1XCBR5208	Disjuntor 52-08 da usina UITA
244	UITASCR1 FD UITA	Falta vista pela LT UDFRSCR-1 na direção da usina UITA
245	UITASCR11XCBR5207	Disjuntor 52-07 da usina UITA
246	UITATR1-2XCBR5201	Disjuntor 52-01 da usina UITA
247	UITATR2-2XCBR5202	Disjuntor 52-02 da usina UITA
248	UITATR3-2XCBR5203	Disjuntor 52-03 da usina UITA
249	UITATR4-2XCBR5204	Disjuntor 52-04 da usina UITA
250	UITAUDFR1XCBR5205	Disjuntor 52-05 da usina UITA
251	UITAUDFR2XCBR5206	Disjuntor 52-06 da usina UITA
252	UITAUPRE FD UITA	Falta vista pela LT UITAUPRE1 na direção da usina UITA
253	UITAUPRE1XCBR5210	Disjuntor 52-10 da usina UITA
254	UPME F	Falta na barra UPME2SBA
255	UPME FE	Falta externa à barra UPME2SBA
256	UPME RB1 FE	Falta externa ao reator UPMERB1
257	UPME UG1 F	Falta na gerador UPMEUG1
258	UPME UG1 FE	Falta externa ao gerador UPMEUG1

Índice	Alarme	Descrição do alarme
259	UPME UG2 F	Falta na gerador UPMEUG2
260	UPME UG2 FE	Falta externa ao gerador UPMEUG2
261	UPME UG3 F	Falta na gerador UPMEUG3
262	UPME UG3 FE	Falta externa ao gerador UPMEUG3
263	UPME UG4 F	Falta na gerador UPMEUG4
264	UPME UG4 FE	Falta externa ao gerador UPMEUG4
265	UPME UG5 F	Falta na gerador UPMEUG5
266	UPME UG5 FE	Falta externa ao gerador UPMEUG5
267	UPMEBAG21XCBR5212	Disjuntor 52-12 da usina UPME
268	UPMECAM F	Falta NA LT UPMECAM-1
269	UPMECAM FD CAM	Falta vista pela LT UPMECAM-1 na direção da SE CAM
270	UPMECAM FD UPME	Falta vista pela LT UPMECAM-1 na direção da usina UPME
271	UPMECAM-1XCBR5211	Disjuntor 52-11 da usina UPME
272	UPMEPEL3 F	Falta na LT UPMEPEL31
273	UPMEPEL3 FD PEL3	Falta vista pela LT UPMEPEL31 na direção da SE PEL3
274	UPMEPEL3 FD UPME	Falta vista pela LT UPMEPEL31 na direção da usina UPME
275	UPMEPEL31XCBR5210	Disjuntor 52-10 da usina UPME
276	UPMEQUI F	Falta na LT UPMEQUI-1
277	UPMEQUI FD QUI	Falta vista pela LT UPMEQUI-1 na direção da SE QUI
278	UPMEQUI FD UPME	Falta vista pela LT UPMEQUI-1 na direção da usina UPME
279	UPMEQUI-1XCBR5205	Disjuntor 52-05 da usina UPME
280	UPMESCR1 FD UPME	Falta vista pela LT UPMESCR-1 na direção da usina UPME
281	UPMESCR11XCBR5237	Disjuntor 52-37 da usina UPME
282	UPMETR1-2XCBR5201	Disjuntor 52-01 da usina UPME
283	UPMETR2-2XCBR5202	Disjuntor 52-02 da usina UPME
284	UPMETR7-2XCBR5209	Disjuntor 52-09 da usina UPME
285	UPMETRg32XCBR5203	Disjuntor 52-03 da usina UPME
286	UPMETRg42XCBR5204	Disjuntor 52-04 da usina UPME
287	UPREUITA1XCBR5212	Disjuntor 52-12 da usina UPRE
288	URU5ALE21XCBR5204	Disjuntor 52-04 da SE URU5
289	UTURALE2 FD ALE2	Falta vista pela LT UPMEALE21 na direção da SE ALE2
290	UTURALE21XCBR5206	Disjuntor 52-06 da usina UTUR
291	VAI-CIN-1XCBR5201	Disjuntor 52-01 da SE VAI

APÊNDICE B - Padrões de evento utilizados para os testes

<Evento> {Alarmes}

-
- <1> {1, 3, 4, 6, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 108, 289},
 - <2> {1, 3, 4, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 103, 108, 289},
 - <3> {1, 3, 4, 6, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 108, 109, 289},
 - <4> {1, 3, 4, 6, 9, 10, 11, 15, 16, 17, 108, 196, 289},
 - <5> {1, 3, 4, 6, 9, 10, 11, 14, 15, 17, 108, 288, 289},
 - <6> {1, 3, 4, 6, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 108, 289, 290},
 - <7> {5, 8, 15, 103, 106, 108, 289},
 - <8> {5, 8, 15, 102, 104, 106, 108, 289},
 - <9> {5, 8, 15, 20, 106, 108, 289},
 - <10> {2, 5, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 103, 106, 108, 289},
 - <11> {5, 10, 11, 15, 103, 106, 108, 109, 197, 288, 289, 290},
 - <12> {7, 101, 103, 106, 107},
 - <13> {7, 8, 101, 106, 107},
 - <14> {7, 20, 101, 103, 106},
 - <15> {7, 20, 22, 104, 107},
 - <16> {7, 20, 22, 102, 103, 104},
 - <17> {7, 8, 20, 22, 104},
 - <18> {7, 18, 22, 24, 104, 107},
 - <19> {7, 22, 104, 107, 267},
 - <20> {19, 20, 22, 24, 105},
 - <21> {19, 22, 24, 105, 107},
 - <22> {19, 20, 22, 105, 267},
 - <23> {21, 24, 105, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 274, 278, 280},
 - <24> {18, 20, 21, 24, 105, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 274, 278, 280},
 - <25> {21, 24, 105, 107, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 274, 278, 280},
 - <26> {21, 24, 105, 255, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <27> {21, 24, 31, 105, 141, 163, 193, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <28> {23, 255, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <29> {23, 24, 254, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <30> {23, 31, 254, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <31> {23, 141, 254, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <32> {23, 163, 254, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <33> {23, 193, 254, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <34> {23, 28, 31, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 268, 271, 274, 278, 280},
 - <35> {23, 28, 31, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 268, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <36> {23, 24, 28, 31, 141, 163, 193, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 268, 274, 278, 280, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <37> {23, 26, 28, 30, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 268, 271, 274, 278, 280},
 - <38> {23, 28, 94, 256, 258, 260, 262, 264, 266, 268, 271, 274, 278, 280},
 - <39> {23, 137, 141, 160, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 272, 275, 278, 280},
 - <40> {23, 135, 137, 139, 140, 160, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 272, 275, 278, 280},
 - <41> {23, 137, 141, 160, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 272, 275, 278, 280},
 - <42> {23, 137, 141, 160, 255, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 272, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <43> {23, 137, 141, 160, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 272, 278, 280, 282, 283, 284, 285, 286},
 - <44> {23, 257, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 282},

- <45> {23, 255, 257, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 283, 284, 285, 286},
- <46> {23, 193, 257, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 283, 284, 285, 286},
- <47> {23, 258, 259, 262, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 283},
- <48> {23, 255, 258, 259, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 284, 285, 286},
- <49> {23, 193, 258, 259, 262, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 282, 284, 285, 286},
- <50> {23, 258, 260, 261, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 284},
- <51> {23, 255, 258, 260, 261, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 285, 286},
- <52> {23, 193, 258, 260, 261, 264, 266, 270, 274, 278, 280, 282, 283, 285, 286},
- <53> {23, 258, 260, 262, 263, 266, 270, 274, 278, 280, 285},
- <54> {23, 255, 258, 260, 262, 263, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 286},
- <55> {23, 193, 258, 260, 262, 263, 266, 270, 274, 278, 280, 282, 283, 284, 286},
- <56> {23, 258, 260, 262, 264, 265, 270, 274, 278, 280, 286},
- <57> {23, 255, 258, 260, 262, 264, 265, 267, 270, 271, 274, 275, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285},
- <58> {23, 193, 258, 260, 262, 264, 265, 270, 274, 278, 280, 282, 283, 284, 285},
- <59> {13, 205, 207},
- <60> {13, 14, 196, 205, 207},
- <61> {3, 4, 12, 14, 207},
- <62> {2, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 108, 207, 289},
- <63> {3, 4, 10, 11, 12, 15, 108, 207, 290},
- <64> {196, 198, 202, 206},
- <65> {195, 198, 200, 202, 204, 206},
- <66> {198, 202, 214, 215},
- <67> {194, 196, 198, 200, 202, 203},
- <68> {194, 198, 200, 202, 203},
- <69> {194, 198, 202, 214, 215},
- <70> {197, 200, 202, 203, 211, 213, 219, 223},
- <71> {195, 196, 197, 202, 203, 204, 211, 213, 219, 223},
- <72> {197, 202, 203, 211, 213, 215, 219, 223},
- <73> {197, 200, 202, 203, 209, 211, 213, 215, 216, 217, 219, 221, 223, 225},
- <74> {197, 200, 202, 203, 211, 213, 215, 216, 217, 219, 223, 250, 251},
- <75> {198, 199, 201, 204, 211, 213, 219, 223},
- <76> {195, 196, 198, 199, 200, 201, 211, 213, 219, 223},
- <77> {198, 199, 201, 211, 213, 214, 219, 223},
- <78> {198, 199, 201, 204, 209, 211, 213, 214, 216, 217, 219, 221, 223, 225},
- <79> {198, 199, 201, 204, 211, 213, 216, 217, 219, 223, 250, 251},
- <80> {199, 203, 208, 211, 213, 214, 215, 216, 217, 219, 221, 223, 225},
- <81> {199, 200, 203, 208, 211, 213, 216, 217, 219, 221, 223, 225},
- <82> {199, 203, 204, 208, 211, 213, 214, 216, 217, 219, 221, 223, 225},
- <83> {199, 203, 208, 211, 213, 214, 215, 216, 217, 219, 223, 225, 250},
- <84> {199, 203, 208, 211, 213, 214, 215, 216, 217, 219, 221, 223, 251},
- <85> {199, 210, 213, 216, 219, 223},
- <86> {199, 203, 209, 210, 213, 214, 215, 217, 219, 221, 223, 224},
- <87> {199, 200, 203, 204, 210, 213, 217, 219, 223, 250, 251},
- <88> {199, 203, 211, 212, 217, 219, 223},
- <89> {199, 203, 209, 211, 212, 214, 215, 216, 219, 223, 224},
- <90> {199, 200, 203, 211, 212, 216, 219, 223, 250, 251},
- <91> {199, 203, 211, 213, 218, 221, 223, 224, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 250, 252},
- <92> {199, 203, 209, 211, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 223, 224, 225, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 250, 252},
- <93> {199, 200, 203, 204, 211, 213, 216, 217, 218, 223, 224, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 250, 251, 252},
- <94> {199, 203, 211, 213, 218, 221, 223, 224, 227, 229, 231, 233, 235, 237, 238, 241, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 251, 252, 253},
- <95> {129, 192, 199, 203, 211, 213, 218, 223, 224, 225, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 246, 247, 248, 249, 252, 287},

- <96> {199, 203, 211, 213, 219, 220, 222, 225, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 251, 252},
<97> {199, 203, 209, 211, 213, 214, 215, 216, 217, 219, 220, 221, 222, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 251, 252},
<98> {199, 200, 203, 204, 211, 213, 216, 217, 219, 220, 222, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 250, 251, 252},
<99> {199, 203, 211, 213, 219, 220, 222, 225, 227, 229, 231, 233, 235, 237, 238, 241, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 252, 253},
<100> {129, 192, 199, 203, 211, 213, 219, 220, 221, 222, 225, 229, 231, 233, 235, 237, 241, 244, 246, 247, 248, 249, 252, 287},
<101> {220, 224, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253},
<102> {220, 221, 224, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 251, 252, 253},
<103> {220, 224, 225, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 252, 253},
<104> {220, 224, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253},
<105> {192, 220, 224, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253},
<106> {220, 224, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253},
<107> {220, 224, 226, 229, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 287},
<108> {220, 224, 228, 231, 233, 235, 237, 242, 244, 246, 252},
<109> {220, 221, 224, 227, 228, 231, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 247, 248, 249, 252, 253},
<110> {129, 152, 192, 220, 221, 224, 225, 228, 231, 233, 235, 237, 242, 244, 247, 248, 249, 252, 287},
<111> {220, 224, 229, 230, 233, 235, 237, 242, 244, 247, 252},
<112> {220, 221, 224, 227, 229, 230, 233, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 248, 249, 252, 253},
<113> {129, 152, 192, 220, 221, 224, 225, 229, 230, 233, 235, 237, 242, 244, 246, 248, 249, 252, 287},
<114> {220, 224, 229, 231, 232, 235, 237, 242, 244, 248, 252},
<115> {220, 221, 224, 227, 229, 231, 232, 235, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 249, 252, 253},
<116> {129, 152, 192, 220, 221, 224, 225, 229, 231, 232, 235, 237, 242, 244, 246, 247, 249, 252, 287},
<117> {220, 224, 229, 231, 233, 234, 237, 242, 244, 249, 252},
<118> {220, 221, 224, 227, 229, 231, 233, 234, 237, 239, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 252, 253},
<119> {129, 152, 192, 220, 221, 224, 225, 229, 231, 233, 234, 237, 242, 244, 246, 247, 248, 252, 287},
<120> {146, 150, 152, 229, 231, 233, 235, 240, 243},
<121> {146, 150, 152, 227, 229, 231, 233, 235, 239, 240, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 253},
<122> {146, 150, 152, 192, 221, 229, 231, 233, 235, 240, 246, 247, 248, 249, 287},
<123> {146, 147, 150, 151, 229, 231, 233, 235, 240, 243},
<124> {117, 146, 150, 229, 231, 233, 235, 240, 243},
<125> {142, 146, 147, 150, 151, 152, 241},
<126> {142, 146, 147, 150, 151, 241, 243},
<127> {142, 146, 147, 150, 152, 241},
<128> {73, 142, 146, 151, 152, 241},
<129> {55, 59, 115, 117, 120, 126, 146, 148, 151, 168, 238, 241},
<130> {55, 59, 63, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 124, 126, 127, 129, 146, 148, 151, 168, 172, 238, 241},
<131> {55, 56, 59, 60, 63, 64, 100, 115, 120, 121, 124, 126, 127, 146, 148, 151, 168, 170, 172, 174, 238, 239, 241},
<132> {55, 59, 63, 115, 117, 120, 126, 146, 148, 168, 172, 238, 241},
<133> {55, 59, 63, 117, 120, 126, 146, 148, 168, 172, 241},

- <134> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 238},
- <135> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 151, 168, 172, 238},
- <136> {55, 57, 59, 63, 110, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 238},
- <137> {55, 59, 60, 63, 110, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 238},
- <138> {55, 59, 63, 64, 110, 112, 113, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 238},
- <139> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 170, 172, 238},
- <140> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 174, 238},
- <141> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 149, 168, 172, 238, 239},
- <142> {55, 59, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 122, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 238},
- <143> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 125, 126, 127, 129, 149, 168, 172, 238},
- <144> {55, 59, 63, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 128, 129, 149, 168, 172, 238},
- <145> {55, 59, 63, 100, 110, 112, 113, 114, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 168, 172, 238},
- <146> {55, 59, 63, 115, 120, 123, 126, 129, 149, 168, 172, 220, 224, 229, 231, 233, 235, 236, 239, 242, 244, 252},
- <147> {55, 59, 63, 115, 120, 123, 126, 129, 149, 168, 172, 220, 224, 227, 229, 231, 233, 235, 236, 242, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253},
- <148> {55, 59, 63, 115, 120, 123, 126, 129, 149, 152, 168, 172, 192, 220, 221, 224, 225, 229, 231, 233, 235, 236, 242, 244, 246, 247, 248, 249, 252, 287},
- <149> {55, 59, 63, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 149, 168, 172, 220, 224, 229, 231, 233, 235, 236, 239, 242, 244, 252},
- <150> {55, 56, 59, 60, 63, 64, 100, 115, 120, 122, 123, 125, 126, 128, 149, 151, 168, 170, 172, 174, 229, 231, 233, 235, 236, 252},
- <151> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 56, 58, 59, 62, 63, 66, 70, 86, 112, 115, 120, 123, 126, 145, 149, 168, 238},
- <152> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 56, 58, 59, 62, 63, 66, 70, 86, 111, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 145, 149, 168, 172, 238},
- <153> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 56, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 66, 70, 86, 100, 115, 120, 122, 123, 125, 126, 128, 145, 149, 168, 170, 172, 174, 238, 239},
- <154> {34, 37, 42, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 66, 70, 73, 82, 84, 86, 87, 88, 112, 115, 120, 123, 126, 145, 149, 168, 172, 238},
- <155> {32, 34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 53, 58, 59, 62, 63, 66, 70, 83, 86, 89, 90, 112, 113, 114, 120, 123, 126, 131, 132, 145, 168, 172, 238, 291},
- <156> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 57, 60, 62, 63, 66, 70, 86, 113, 115, 120, 123, 126, 145, 149, 168, 238},
- <157> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 57, 60, 62, 63, 66, 70, 86, 111, 112, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 145, 149, 168, 172, 238},
- <158> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 56, 57, 60, 62, 63, 64, 66, 70, 86, 100, 115, 120, 122, 123, 125, 126, 128, 145, 149, 168, 170, 172, 174, 238, 239},
- <159> {34, 37, 42, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 64, 66, 70, 73, 82, 84, 86, 87, 88, 113, 115, 120, 123, 126, 145, 149, 168, 172, 238},
- <160> {32, 34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 57, 62, 63, 66, 70, 83, 86, 89, 90, 112, 113, 114, 120, 123, 126, 131, 132, 145, 168, 172, 238, 291},
- <161> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 58, 59, 61, 64, 66, 70, 86, 114, 115, 120, 123, 126, 145, 149, 168, 238},
- <162> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 58, 59, 61, 64, 66, 70, 86, 111, 112, 113, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 145, 149, 168, 172, 238},
- <163> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 56, 58, 59, 60, 61, 64, 66, 70, 86, 100, 115, 120, 122, 123, 125, 126, 128, 145, 149, 168, 170, 172, 174, 238, 239},

- <164> {34, 37, 42, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 55, 56, 58, 59, 60, 61, 66, 70, 73, 82, 84, 86, 87, 88, 114, 115, 120, 123, 126, 145, 149, 168, 172, 238},
- <165> {32, 34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 55, 58, 59, 61, 66, 70, 83, 86, 89, 90, 112, 113, 114, 120, 123, 126, 131, 132, 145, 168, 172, 238, 291},
- <166> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 145},
- <167> {32, 34, 37, 41, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 145},
- <168> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 145},
- <169> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 89, 145},
- <170> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 90, 145},
- <171> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 91, 145},
- <172> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 112, 145},
- <173> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 113, 145},
- <174> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 114, 145},
- <175> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 131, 145},
- <176> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 73, 82, 84, 86, 87, 132, 145},
- <177> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 82, 84, 86, 87, 145},
- <178> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 83, 84, 86, 87, 145},
- <179> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 85, 86, 87, 145},
- <180> {34, 37, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 82, 84, 86, 145, 291},
- <181> {35, 38, 39, 75, 77, 79, 81, 83, 85},
- <182> {35, 38, 39, 75, 79, 81, 83, 85, 178},
- <183> {35, 38, 39, 75, 77, 79, 83, 85, 179},
- <184> {35, 38, 39, 75, 77, 79, 81, 85},
- <185> {35, 38, 75, 77, 79, 81, 82, 83, 84},
- <186> {33, 37, 38, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 79, 82, 83, 86, 145},
- <187> {33, 37, 38, 40, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 77, 79, 81, 82, 85, 86, 145},
- <188> {33, 37, 38, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 79, 82, 85, 86, 145, 178},
- <189> {33, 37, 38, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 75, 79, 83, 84, 86, 87, 145},
- <190> {32, 33, 37, 38, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 79, 83, 84, 86, 88, 89, 90, 91, 112, 113, 114, 131, 132, 145, 147, 291},
- <191> {34, 35, 36, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 79, 84, 85, 86, 145},
- <192> {34, 35, 36, 40, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 77, 79, 81, 83, 84, 86, 145},
- <193> {34, 35, 36, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 79, 83, 84, 86, 145, 178},
- <194> {34, 35, 36, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 73, 75, 79, 82, 85, 86, 87, 145},
- <195> {32, 34, 35, 36, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 75, 79, 82, 85, 86, 88, 89, 90, 91, 112, 113, 114, 131, 132, 145, 147, 291},
- <196> {76, 80, 164, 178, 179, 181, 183, 185, 187, 189, 191},
- <197> {76, 80, 164, 175, 178, 179, 181, 185, 187, 189, 191},
- <198> {76, 80, 164, 176, 178, 179, 181, 183, 185, 189, 191},
- <199> {76, 80, 164, 177, 178, 179, 181, 183, 185, 187, 189},
- <200> {76, 77, 80, 164, 179, 181, 183, 185, 187, 189, 191},
- <201> {76, 80, 81, 164, 178, 181, 183, 185, 187, 189, 191},
- <202> {35, 38, 74, 77, 79, 80, 178, 181, 185, 189},

- <203> {35, 38, 74, 77, 79, 80, 164, 179, 181, 183, 185, 187, 189, 191},
<204> {35, 38, 74, 77, 79, 80, 81, 181, 183, 185, 187, 189},
<205> {35, 38, 40, 74, 79, 80, 81, 83, 85, 178, 181, 185, 189},
<206> {35, 38, 74, 79, 80, 83, 85, 178, 179, 181, 185, 189},
<207> {35, 38, 74, 77, 79, 80, 178, 181, 185, 189},
<208> {35, 38, 74, 77, 79, 80, 164, 179, 181, 183, 185, 187, 189, 191},
<209> {35, 38, 74, 77, 79, 80, 81, 181, 183, 185, 187, 189},
<210> {35, 38, 40, 74, 79, 80, 81, 83, 85, 178, 181, 185, 189},
<211> {35, 38, 74, 79, 80, 83, 85, 178, 179, 181, 185, 189},
<212> {35, 38, 75, 76, 78, 81, 179, 181, 185, 189},
<213> {35, 38, 75, 76, 78, 81, 164, 178, 181, 183, 185, 187, 189, 191},
<214> {35, 38, 75, 76, 77, 78, 81, 181, 183, 185, 187, 189},
<215> {35, 38, 40, 75, 76, 77, 78, 83, 85, 179, 181, 185, 189},
<216> {35, 38, 75, 76, 78, 83, 85, 178, 179, 181, 185, 189},
<217> {175, 176, 177, 182, 186, 190},
<218> {118, 175, 176, 177, 182, 186, 190},
<219> {119, 175, 176, 177, 182, 186, 190},
<220> {176, 177, 182, 183, 186, 190},
<221> {175, 177, 182, 186, 187, 190},
<222> {175, 176, 182, 186, 190, 191},
<223> {76, 80, 169, 173, 175, 180, 183, 185, 186, 189, 190},
<224> {76, 80, 166, 169, 170, 173, 176, 177, 180, 183, 185, 186, 189, 190},
<225> {76, 80, 118, 119, 169, 173, 176, 177, 180, 183, 185, 186, 189, 190},
<226> {76, 80, 165, 169, 173, 175, 178, 179, 180, 185, 186, 187, 189, 190, 191},
<227> {76, 77, 80, 81, 169, 173, 175, 180, 185, 186, 187, 189, 190, 191},
<228> {76, 80, 169, 173, 176, 181, 182, 184, 187, 189, 190},
<229> {76, 80, 166, 169, 170, 173, 175, 177, 181, 182, 184, 187, 189, 190},
<230> {76, 80, 118, 119, 169, 173, 175, 177, 181, 182, 184, 187, 189, 190},
<231> {76, 80, 165, 169, 173, 176, 178, 179, 181, 182, 183, 184, 189, 190, 191},
<232> {76, 77, 80, 81, 169, 173, 176, 181, 182, 183, 184, 189, 190, 191},
<233> {76, 80, 169, 173, 177, 181, 182, 185, 186, 188, 191},
<234> {76, 80, 166, 169, 170, 173, 175, 176, 181, 182, 185, 186, 188, 191},
<235> {76, 80, 118, 119, 169, 173, 175, 176, 181, 182, 185, 186, 188, 191},
<236> {76, 80, 165, 169, 173, 177, 178, 179, 181, 182, 183, 185, 186, 187, 188},
<237> {76, 77, 80, 81, 169, 173, 177, 181, 182, 183, 185, 186, 187, 188},
<238> {55, 59, 63, 115, 118, 120, 123, 126, 149, 167, 170, 172, 173, 182, 186, 190, 238},
<239> {55, 59, 63, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 119, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 167, 170, 172, 173, 182, 186, 190, 238},
<240> {55, 56, 59, 60, 63, 100, 115, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 149, 151, 167, 170, 172, 173, 174, 182, 186, 190, 238, 239},
<241> {55, 59, 63, 115, 118, 120, 123, 126, 149, 166, 167, 172, 173, 174, 182, 183, 186, 187, 190, 191, 238},
<242> {55, 59, 63, 115, 118, 119, 120, 123, 126, 167, 172, 173, 182, 183, 186, 187, 190, 191, 238},
<243> {55, 59, 63, 115, 119, 120, 123, 126, 149, 168, 169, 171, 174, 182, 186, 190, 238},
<244> {55, 59, 63, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 129, 149, 168, 169, 171, 174, 182, 186, 190, 238},
<245> {55, 56, 59, 60, 63, 100, 115, 120, 121, 123, 124, 126, 127, 149, 151, 168, 169, 170, 171, 174, 182, 186, 190, 238, 239},
<246> {55, 59, 63, 115, 119, 120, 123, 126, 149, 166, 168, 169, 170, 171, 182, 183, 186, 187, 190, 191, 238},
<247> {55, 59, 63, 115, 118, 119, 120, 123, 126, 168, 169, 171, 182, 183, 186, 187, 190, 191, 238},
<248> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 73, 86, 144, 147, 150, 241},
<249> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 73, 86, 143, 144, 150, 151, 152, 241},
<250> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 73, 86, 117, 144, 150, 241, 243},
<251> {34, 37, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 68, 70, 72, 82, 84, 86, 87, 144, 147, 150, 241},
<252> {32, 34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 70, 82, 84, 86, 88, 89, 90, 91, 112, 113, 114, 131, 132, 144, 147, 241, 291},
<253> {25, 28, 30, 31, 269},
<254> {25, 28, 30, 269, 271},

- <255> {25, 28, 31, 94},
<256> {134, 137, 139, 140, 141, 160, 273},
<257> {99, 134, 137, 140, 141, 160, 273},
<258> {134, 137, 139, 141, 160, 162, 273},
<259> {134, 137, 139, 140, 160, 273, 275},
<260> {153, 155, 158, 161, 162, 163, 277},
<261> {140, 153, 155, 158, 161, 163, 277},
<262> {153, 155, 158, 161, 162, 277, 279},
<263> {154, 158, 161, 277},
<264> {153, 157, 161, 277},
<265> {23, 153, 158, 161, 163, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 276, 279, 280},
<266> {23, 153, 158, 161, 163, 258, 260, 262, 264, 266, 267, 270, 271, 274, 275, 276, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286},
<267> {23, 24, 31, 141, 153, 158, 161, 163, 193, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 276, 280, 282, 283, 284, 285, 286},
<268> {23, 153, 156, 158, 161, 162, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 276, 279, 280},
<269> {23, 140, 153, 158, 161, 258, 260, 262, 264, 266, 270, 274, 276, 279, 280},
<270> {27, 30, 94, 97, 138, 269},
<271> {26, 27, 31, 94, 97, 138, 269},
<272> {27, 94, 97, 138, 269, 271},
<273> {27, 30, 93, 97, 98, 99, 138, 269},
<274> {27, 30, 97, 133, 138, 139, 269},
<275> {29, 97, 99, 136, 139, 160, 273},
<276> {29, 97, 99, 135, 136, 140, 141, 160, 273},
<277> {29, 97, 99, 136, 160, 162, 273, 275},
<278> {29, 93, 94, 97, 98, 136, 139, 160, 273},
<279> {29, 30, 97, 133, 136, 139, 160, 273},
<280> {29, 92, 94, 97, 98, 99, 138},
<281> {29, 30, 92, 97, 98, 99, 138},
<282> {29, 92, 94, 97, 99, 133, 138},
<283> {29, 92, 94, 97, 98, 138, 139},
<284> {29, 67, 71, 96, 98, 133, 138},
<285> {29, 67, 71, 93, 94, 96, 99, 133, 138},
<286> {29, 30, 67, 71, 96, 133, 138, 139},
<287> {29, 67, 71, 96, 98, 130, 131, 132, 138},
<288> {29, 67, 68, 71, 72, 96, 98, 138},
<289> {67, 71, 95, 131, 132, 133},
<290> {67, 68, 71, 95, 132, 133},
<291> {67, 71, 72, 95, 131, 133},
<292> {67, 71, 95, 98, 131, 132},
<293> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 65, 68, 70, 71, 86, 95, 131, 145},
<294> {34, 37, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 65, 70, 71, 72, 73, 82, 84, 86, 87, 95, 131, 145},
<295> {32, 34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 65, 70, 71, 82, 84, 86, 88, 89, 90, 91, 95, 112, 113, 114, 131, 132, 145, 147, 291},
<296> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 65, 68, 70, 71, 86, 95, 130, 132, 133, 145},
<297> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 65, 68, 70, 71, 72, 86, 95, 98, 145},
<298> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 67, 69, 72, 86, 95, 132, 145},
<299> {34, 37, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64, 66, 67, 68, 69, 73, 82, 84, 86, 87, 95, 132, 145},
<300> {32, 34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 67, 69, 82, 84, 86, 88, 89, 90, 91, 95, 112, 113, 114, 131, 132, 145, 147, 291},
<301> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 67, 69, 72, 86, 95, 130, 131, 132, 133, 145},
<302> {34, 37, 43, 45, 47, 49, 51, 54, 58, 62, 66, 67, 68, 69, 72, 86, 95, 98, 145},
<303> {137, 140, 153, 158, 159, 162, 273, 277},
<304> {137, 140, 153, 156, 158, 159, 163, 273, 277},
<305> {137, 140, 153, 158, 159, 273, 277, 279},
<306> {135, 137, 139, 141, 153, 158, 159, 162, 273, 277},
<307> {99, 137, 153, 158, 159, 162, 273, 275, 277}.

APÊNDICE C - Diagnóstico de eventos-padrão

Diagnóstico	Eventos
Falta em ALE2	1, 2, 3, 4, 5, 6
Falta em ALE2LIV2	7, 8, 9, 10, 11
Falta em LIV2	12, 13, 14
Falta em LIV2BAG2	15, 16, 17, 18, 19
Falta em BAG2	20, 21, 22
Falta em BAG2UPME	23, 24, 25, 26, 27
Falta em UPME	28, 29, 30, 31, 32, 33
Falta em UPMECAM-	34, 35, 36, 37, 38
falta em UPMEPEL3	39, 40, 41, 42, 43
Falta em UPME UG1	44, 45, 46
Falta em UPME UG2	47, 48, 49
Falta em UPME UG3	50, 51, 52
Falta em UPME UG4	53, 54, 55
Falta em UPME UG5	56, 57, 58
Falta em SVI	59, 60
Falta em ALE2SVI	61, 62, 63
Falta em SVI-SMA3	64, 65, 66
Falta em SMA3	67, 68, 69
Falta em SMA3UDFR1	70, 71, 72, 73, 74
Falta em SMA3UDFR2	75, 76, 77, 78, 79
Falta em UDFR	80, 81, 82, 83, 84
Falta em UDFR UG1	85, 86, 87
Falta em UDFR UG2	88, 89, 90
Falta em UDFRUITA1	91, 92, 93, 94, 95
Falta em UDFRUITA2	96, 97, 98, 99, 100
Falta em UITA	101, 102, 103, 104, 105, 106, 107
Falta em UITA UG1	108, 109, 110
Falta em UITA UG2	111, 112, 113
Falta em UITA UG3	114, 115, 116
Falta em UITA UG4	117, 118, 119
Falta em UITAPPE	120, 121, 122, 123, 124
Falta em PPE	125, 126, 127, 128
Falta em PPE-NSR-	129, 130, 131, 132, 133
Falta em NSR-230	134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145
Falta em UITANSR-	146, 147, 148, 149, 150
Falta em CIN-NSR-1	151, 152, 153, 154, 155
Falta em CIN-NSR-2	156, 157, 158, 159, 160
Falta em CIN-NSR-3	161, 162, 163, 164, 165
Falta em CIN230	166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180
Falta em CIN138	181, 182, 183, 184, 185
Falta em CIN TR1	186, 187, 188, 189, 190
Falta em CIN TR2	191, 192, 193, 194, 195
Falta em SCH138	196, 197, 198, 199, 200, 201

Diagnóstico	Eventos
Falta em CIN-SCH-1	202, 203, 204, 205, 206
Falta em CIN-SCH-2	207, 208, 209, 210, 211
Falta em CIN-SCH-2	212, 213, 214, 215, 216
Falta em SCH2	217, 218, 219, 220, 221, 222
Falta em SCH TF1	223, 224, 225, 226, 227
Falta em SCH TF2	228, 229, 230, 231, 232
Falta em SCH TF3	233, 234, 235, 236, 237
Falta em SCH2NSR-1	238, 239, 240, 241, 242
Falta em SCH2NSR-2	243, 244, 245, 246, 247
Falta em PPE-CIN	248, 249, 250, 251, 252
Falta em CAM	253, 254, 255
Falta em PEL3	256, 257, 258, 259
Falta em QUI	260, 261, 262
Falta BC1	263
Falta RB1	264
Falta em UPMEQUI-	265, 266, 267, 268, 269
Falta em CAM-GUA2	270, 271, 272, 273, 274
Falta em PEL3GUA2	275, 276, 277, 278, 279
Falta em GUA2	280, 281, 282, 283
Falta em GUA2PAL9	284, 285, 286, 287, 288
Falta em PAL9	289, 290, 291, 292
Falta em CIN-PAL91	293, 294, 295, 296, 297
Falta em CIN-PAL92	298, 299, 300, 301, 302
Falta em QUI-PEL3	303, 304, 305, 306, 307

APÊNDICE D - Relatórios do CPLEX para as simulações de falta**Evento 2**

Nodes				Cuts/			
Node	Left	Objective	Inf	Best Integer	Best Bound	ItCnt	Gap
*	0+	0		54.0000		11	---
*	0	0	integral	46.0001	46.0001	11	0.00%

Elapsed real time = 0.39 sec. (tree size = 0.00 MB, solutions = 2)

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.08

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.08 sec.

MIP - Integer optimal solution: Objective = 4.6000050000e+001

Solution time = 0.05 sec. Iterations = 11 Nodes = 0

Deterministic time = 9.41 ticks (204.59 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name Solution Value

e#47 1.000000

ve#47 15.000000

f#258 1.000000

f#262 1.000000

f#264 1.000000

f#266 1.000000

f#280 1.000000

All other variables matching '*' are 0

Evento 3

Nodes				Cuts/			
Node	Left	Objective	Inf	Best Integer	Best Bound	ItCnt	Gap
*	0+	0		126.0000		7	---
*	0	0	integral	28.0000	28.0000	7	0.00%

Elapsed real time = 0.06 sec. (tree size = 0.00 MB, solutions = 2)

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.02

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.02 sec.

MIP - Integer optimal solution: Objective = 2.8000020000e+001

Solution time = 0.08 sec. Iterations = 7 Nodes = 0

Deterministic time = 7.34 ticks (94.07 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name Solution Value

e#49 1.000000

ve#49 6.000000

s#283 1.000000

f#193 1.000000
 f#280 1.000000
 All other variables matching '*' are 0.

Evento 4

Nodes		Cuts/					
Node	Left	Objective	Inf	Best Integer	Best Bound	ItCnt	Gap
*	0+	0		135.0000		19	---
*	0	0	integral	0	73.0001	73.0001	19 0.00%

Elapsed real time = 0.05 sec. (tree size = 0.00 MB, solutions = 2)

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.02

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.02 sec.

MIP - Integer optimal solution: Objective = 7.3000080000e+001

Solution time = 0.05 sec. Iterations = 19 Nodes = 0

Deterministic time = 13.81 ticks (293.73 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name	Solution Value
e#139	1.000000
ve#139	24.000000
f#115	1.000000
f#116	1.000000
f#120	1.000000
f#121	1.000000
f#123	1.000000
f#124	1.000000
f#126	1.000000
f#127	1.000000

All other variables matching '*' are 0.

Evento 5

Nodes		Cuts/					
Node	Left	Objective	Inf	Best Integer	Best Bound	ItCnt	Gap
*	0+	0		117.0000		10	---
	0	0	55.0000	6	117.0000	55.0000	10 52.99%
*	0+	0		55.0000	55.0000	10	0.00%

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.03

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.03 sec.

Solution pool: 2 solutions saved.

MIP - Integer optimal, tolerance (0.0001/1e-006): Objective = 5.5000020000e+001

Current MIP best bound = 5.5000015000e+001 (gap = 5e-006, 0.00%)

Solution time = 0.06 sec. Iterations = 10 Nodes = 0 (1)

Deterministic time = 15.93 ticks (252.79 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name	Solution Value
e#133	1.000000
ve#133	6.000000
s#143	1.000000
s#147	1.000000
s#152	1.000000
s#238	1.000000
f#120	1.000000
f#126	1.000000

All other variables matching '*' are 0.

Evento 6

Nodes		Objective	lInf	Best Integer	Cuts/		ItCnt	Gap
Node	Left				Best Bound			
*	0+	0		27.0000		2	---	
*	0	0	integral	0	10.0000	10.0000	2	0.00%

Elapsed real time = 0.05 sec. (tree size = 0.00 MB, solutions = 2)

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.02

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.02 sec.

Solution pool: 2 solutions saved.

MIP - Integer optimal solution: Objective = 1.0000010000e+001

Solution time = 0.06 sec. Iterations = 2 Nodes = 0

Deterministic time = 4.77 ticks (76.94 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name	Solution Value
e#263	1.000000
ve#263	3.000000
f#158	1.000000

All other variables matching '*' are 0.

Evento 7

Nodes		Objective	lInf	Best Integer	Cuts/		ItCnt	Gap
Node	Left				Best Bound			
*	0+	0		135.0000		13	---	
*	0	0	integral	0	73.0000	73.0000	13	0.00%

Elapsed real time = 0.03 sec. (tree size = 0.00 MB, solutions = 2)

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.00

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.00 sec.

Solution pool: 2 solutions saved.

MIP - Integer optimal solution: Objective = 7.3000040000e+001
 Solution time = 0.05 sec. Iterations = 13 Nodes = 0
 Deterministic time = 11.84 ticks (251.83 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name	Solution Value
e#236	1.000000
ve#236	12.000000
s#35	1.000000
s#38	1.000000
s#83	1.000000
s#85	1.000000
f#181	1.000000
f#182	1.000000
f#185	1.000000
f#186	1.000000

All other variables matching '*' are 0.

Evento 8

Nodes		Objective	lInf	Best Integer	Cuts/ Best Bound	ItCnt	Gap
Node	Left						
*	0+ 0			144.0000		57	---
	0 0	2.0000	13	144.0000	2.0000	57	98.61%
	0 0	11.0000	16	144.0000	Cuts: 25	80	92.36%
*	0+ 0			64.0001	11.0000	80	82.81%
	0 0	29.0001	51	64.0001	Cuts: 18	186	54.69%
*	0+ 0			55.0000	29.0001	304	47.27%
	0 0	cutoff		55.0000	29.0001	304	47.27%

Elapsed real time = 0.20 sec. (tree size = 0.00 MB, solutions = 3)

Implied bound cuts applied: 9

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.19

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.08

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.27 sec.

Solution pool: 3 solutions saved.

MIP - Integer optimal solution: Objective = 5.5000040000e+001
 Solution time = 0.30 sec. Iterations = 304 Nodes = 0
 Deterministic time = 31.79 ticks (107.03 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name	Solution Value
e#293	1.000000
ve#293	12.000000
s#69	1.000000
s#72	1.000000
f#34	1.000000
f#37	1.000000
f#70	1.000000
f#71	1.000000

All other variables matching '*' are 0.

Evento 9

Nodes		Objective	Inf	Best Integer	Cuts/ Best Bound	ItCnt	Gap
Node	Left						
*	0+	0		189.0000		32	---
	0	110.0001	12	189.0000	110.0001	32	41.80%
*	0+	0		110.0001	110.0001	32	0.00%

Root node processing (before b&c):

Real time = 0.01

Parallel b&c, 4 threads:

Real time = 0.00

Sync time (average) = 0.00

Wait time (average) = 0.00

Total (root+branch&cut) = 0.01 sec.

Solution pool: 2 solutions saved.

MIP - Integer optimal, tolerance (0.0001/1e-006): Objective = 1.1000011000e+002

Current MIP best bound = 1.1000007000e+002 (gap = 4e-005, 0.00%)

Solution time = 0.06 sec. Iterations = 32 Nodes = 0 (1)

Deterministic time = 23.33 ticks (376.28 ticks/sec)

Incumbent solution

Variable Name	Solution Value
e#129	1.000000
e#293	1.000000
ve#129	18.000000
ve#293	15.000000
s#63	1.000000
f#34	1.000000
f#37	1.000000
f#70	1.000000
f#71	1.000000
f#115	1.000000
f#120	1.000000
f#126	1.000000
f#145	1.000000
f#146	1.000000
f#168	1.000000
f#172	1.000000

All other variables matching '*' are 0.