

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Coordenação de Pós-Graduação em Ciência da Computação

Uma Técnica de Análise de Causa Raiz para
Sistemas Elétricos de Potência

Natã Venâncio de Melo

Campina Grande

Agosto - 2015

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Coordenação de Pós-Graduação em Ciência da Computação

Uma Técnica de Análise de Causa Raiz para
Sistemas Elétricos de Potência

Natã Venâncio de Melo

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em
Ciência da Computação da Universidade Federal de Campina Grande -
Campus I como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau
de Mestre em Ciência da Computação.

Área de Concentração: Ciência da Computação
Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência

Jacques Philippe Sauvé
(Orientador)

Campina Grande, Paraíba, Brasil
©Natã Venâncio de Melo, 19/08/2015

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

M528t	<p>Melo, Natã Venâncio de. Uma técnica de análise de causa raiz para sistemas elétricos de potência / Natã Venâncio de Melo . – Campina Grande, 2015. 97 f. : il.</p> <p>Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2015.</p> <p>"Orientação: Prof. Jacques Philippe Sauvé". Referências.</p> <p>1. Causa Raiz. 2. Falhas . 3. Redes Elétricas. I. Sauvé, Jacques Philippe. II. Título.</p> <p>CDU 004.05(043)</p>
-------	--

"UMA TÉCNICA DE ANÁLISE DE CAUSA RAIZ PARA SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA"

NATÁ VENÂNCIO DE MELO

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 19/08/2015



JACQUES PHILIPPE SAUVÉ, Ph.D, UFCG
Orientador(a)



WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D, UFCG
Examinador(a)



JORGE CESAR ABRANTES DE FIGUEIREDO, D.Sc, UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Agradecimentos

A Deus, por iluminar a minha vida.

Aos meus pais, Conceição e Luiz, e a minha irmã, Laís, pelo apoio incondicional.

A minha igreja, por caminhar sempre comigo.

A minha namorada, Raiza, pelo carinho e compreensão.

À CAPES, pelo financiamento deste trabalho.

Ao meu orientador, Jacques, pela disponibilidade e dedicação em me orientar.

Ao meu amigo Eloi, pelo empenho e dedicação e pelas importantes contribuições.

Ao engenheiro da CHESF, Sérgio, pela disponibilidade e paciência em esclarecer as dúvidas.

Aos amigos, Delano, Izabela, Renato, Rafael e Savyo, pela amizade e companheirismo.

Aos professores, Joseana e Franklin, pelo incentivo para cursar um mestrado.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão deste trabalho.

E, em especial, aos meus tios, Severino e Batista, meus maiores incentivadores.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Objetivos da Dissertação	2
1.2	Estrutura da Dissertação	2
2	Fundamentação Teórica	4
2.1	Sistemas Elétricos de Potência	4
2.2	Perturbações, Eventos e Alarmes	6
2.3	Análise de Causa Raiz	7
2.4	Agentes Baseados em Conhecimento	8
2.5	Prolog	9
2.6	Soluções Para o Problema de Análise de Causa Raiz	10
2.6.1	Redes de Bayes	10
2.6.2	Redes Neurais Artificiais	12
2.6.3	Ontologias	12
2.6.4	Modelos de Fluxo Multinível	14
2.6.5	Regras Baseadas em Conhecimento	15
2.6.6	Outras técnicas	15
3	O Problema de Análise de Causa Raiz em Sistemas Elétricos de Potência	17
3.1	Explicação do Problema de Análise de Causa Raiz	17
3.1.1	Definição do Problema	19
3.2	Resumo da Solução	20
4	Elaboração da Solução	21
4.1	Metodologia	21

4.2	Requisitos	22
4.2.1	Requisitos Funcionais	22
4.2.2	Requisitos Não Funcionais	24
4.3	Escolha de Técnicas	25
4.4	Um Agente de Análise de Causa Raiz	26
4.5	Base de Conhecimento do Agente de Análise de Causa Raiz	29
4.5.1	Diagnósticos	30
4.5.2	Topologia	34
4.5.3	Relações de Causa e Efeito	35
5	Implementação da Solução	44
5.1	Visão Geral da Solução	44
5.2	Base de Conhecimento	46
5.2.1	Fatos	46
5.2.2	Regras de Inferência	49
5.3	Execução de Uma Análise	60
6	Avaliação	65
6.1	Satisfação dos Requisitos	65
6.2	Cenários	69
6.3	Resultados e Análise	71
6.4	Validação	71
7	Conclusão	74
7.1	Trabalhos Futuros	74
A	Ocorrências Analisadas	79
B	Cenários	81

Lista de Símbolos

ALR – Alarme

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CROL – Centro Regional de Operação de Sistema Leste

CRON – Centro Regional de Operação de Sistema Norte

CROO – Centro Regional de Operação de Sistema Oeste

CROP – Centro Regional de Operação de Sistema Centro

CROS – Centro Regional de Operação de Sistema Sul

CROO – Centro de Operação do Sistema

SAGE – Sistema Aberto de Gerência de Energia

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

SDE – Sequência de Eventos

SEP - Sistemas Elétricos de Potência

UFCG – Universidade Federal de Campina Grande

UTR – Unidade Terminal Remota

Lista de Figuras

2.1	Arquitetura de um agente baseado em conhecimento.	8
3.1	Processo simplificado da análise de causa raiz.	18
4.1	Passos da metodologia adotada.	21
4.2	Ilustração hipotética de uma árvore de propagação de falha.	23
5.1	Arquitetura do Agente de Análise de Causa Raiz.	45
5.2	Processo de construção de árvore de propagação de falha.	46
5.3	Pares de relações de causa e efeito entre diagnósticos.	64
5.4	Árvore de propagação de falha final.	64
B.1	Árvore de Propagação de Falha.	81
B.2	Árvore de Propagação de Falha.	82
B.3	Árvore de Propagação de Falha.	83
B.4	Árvore de Propagação de Falha.	84
B.5	Árvore de Propagação de Falha.	86
B.6	Árvore de Propagação de Falha.	86
B.7	Árvore de Propagação de Falha.	87
B.8	Árvore de Propagação de Falha.	87
B.9	Árvore de Propagação de Falha.	88
B.10	Árvore de Propagação de Falha.	91
B.11	Árvore de Propagação de Falha.	91
B.12	Árvore de Propagação de Falha.	92
B.13	Árvore de Propagação de Falha.	92
B.14	Árvore de Propagação de Falha.	93

B.15	Árvore de Propagação de Falha.	93
B.16	Árvore de Propagação de Falha.	93
B.17	Árvore de Propagação de Falha.	94
B.18	Árvore de Propagação de Falha.	95
B.19	Árvore de Propagação de Falha.	95
B.20	Árvore de Propagação de Falha.	97
B.21	Árvore de Propagação de Falha.	97

Lista de Tabelas

4.1	Definição do problema a ser tratado pelo agente.	27
4.2	Definição do agente de análise de causa raiz em termos de seu DASE.	27
4.3	Atributos básicos de um diagnóstico.	30
4.4	Tipos de diagnósticos e sua descrição.	31
4.5	Instantes referentes a um diagnóstico.	33
6.1	Comparação de desempenho das técnicas.	72

Lista de Códigos Fonte

5.1	Fatos referentes aos atributos básicos dos diagnósticos.	47
5.2	Fatos referentes aos instantes dos diagnósticos.	47
5.3	Fatos referentes aos tipos de diagnósticos.	48
5.4	Fatos referentes às características dos desarmes.	48
5.5	Fatos referentes às variáveis dos diagnósticos.	49
5.6	Fato relacionado a diagnóstico de blecaute.	49
5.7	Regras intermediárias de tipos de equipamentos.	50
5.8	Regras intermediárias de conexões topológicas.	50
5.9	Regra intermediária de conexão elétrica.	51
5.10	Regras intermediárias comumente utilizadas.	51
5.11	Regra: Desarme de barra - Desarme de linha de transmissão.	53
5.12	Regra: Desarme de barra - Desarme de transformador.	53
5.13	Regra: Desarme de barra com abertura de terminais remotos - Desarme de terminal de linha de transmissão por defeito externo.	54
5.14	Regra: Desarme de barra – Desarme de barra.	54
5.15	Regra: Desarme de barra - Blecaute de subestação.	55
5.16	Regra: Desarme de barra - Desarme de equipamento.	55
5.17	Regra: Desarme de linha de transmissão - Desarme de barra.	56
5.18	Regra: Desarme de linha de transmissão – Desarme de transformador.	56
5.19	Regra: Desarme de linha de transmissão – Blecaute em subestação vizinha.	57
5.20	Regra: Desarme de transformador – Desarme De transformador.	58
5.21	Regra: Blecaute de subestação – Desarme de equipamento.	58
5.22	Regra: Blecaute de subestação – Desarme de barra.	59

5.23 Regra: Blecaute de subestação – Desarme de equipamento por defeito sistêmico.	59
5.24 Regra: Blecaute parcial ou de sistema – Blecaute de subestação.	60
5.25 Diagnósticos de uma ocorrência de falha.	60
5.26 Identificadores.	61
5.27 Desarmes.	61
5.28 Instantes.	61
5.29 Equipamentos.	62
5.30 Subestações.	62
5.31 Terminais desarmados.	63
5.32 Proteções.	63
5.33 Falha de disjuntores.	63
5.34 Primeiro evento.	63
B.1 Diagnósticos da ocorrência de falha.	81
B.2 Diagnósticos da ocorrência de falha.	81
B.3 Diagnósticos da ocorrência de falha.	82
B.4 Diagnósticos da ocorrência de falha.	82
B.5 Diagnósticos da ocorrência de falha.	84
B.6 Diagnósticos da ocorrência de falha.	86
B.7 Diagnósticos da ocorrência de falha.	86
B.8 Diagnósticos da ocorrência de falha.	86
B.9 Diagnósticos da ocorrência de falha.	88
B.10 Diagnósticos da ocorrência de falha.	88
B.11 Diagnósticos da ocorrência de falha.	90
B.12 Diagnósticos da ocorrência de falha.	91
B.13 Diagnósticos da ocorrência de falha.	91
B.14 Diagnósticos da ocorrência de falha.	92
B.15 Diagnósticos da ocorrência de falha.	92
B.16 Diagnósticos da ocorrência de falha.	93
B.17 Diagnósticos da ocorrência de falha.	93
B.18 Diagnósticos da ocorrência de falha.	94

B.19 Diagnósticos da ocorrência de falha.	94
B.20 Diagnósticos da ocorrência de falha.	95
B.21 Diagnósticos da ocorrência de falha.	96

Resumo

A análise de causa raiz de ocorrências de falha é uma tarefa extremamente importante para a recomposição e estabilidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Nos Centros de Supervisão e Controle, os operadores têm o desafio de analisar centenas de alarmes e descobrir a causa raiz das falhas num período curto de tempo. Caso não sejam executadas ações emergenciais, pode ocorrer um efeito cascata na rede elétrica e, em última instância, prejuízos de diversas ordens. Surge, portanto, a necessidade de soluções que automatizem a descoberta da causa raiz de falhas. Este trabalho apresenta uma nova técnica de análise de causa raiz que oferece a geração de árvores de propagação de falha, adaptabilidade a mudanças topológicas, facilidade de adaptação a novos alarmes, tratamento à dessincronização de alarmes e meios fáceis de alterar as regras de negócio. Ela se destaca pela simplicidade de implementação, que utiliza regras de causa e efeito entre os equipamentos, e pelo bom desempenho na geração de árvores de falha. Sua validação foi realizada por especialistas da área de operação de sistemas elétricos de potência, utilizando ocorrências de falha reais decorrentes de grandes redes elétricas.

Palavras-chave: causa raiz, falhas, redes elétricas.

Abstract

The root cause analysis of fault is an extremely important task to keep the stability of the Electric Power System (EPS). In the Supervision and Control Centers, the operators have the challenge of analyzing hundreds of alarms and discover the root cause of failures in a short period of time. If actions are not performed very quickly, the fault can spread and generate a *ripple effect* in the power grid. To help the operators, it becomes necessary to develop a solution to automate the discovery of root cause of faults. This work presents a new technique of root cause analysis of fault that offers the generation of trees of fault propagation, adaptability to topological changes, facility of adaptation to new alarms, treatment to alarms desynchronization and facility to change the business rules. It shows a simple implementation that use rules of cause and effect between the equipments and a good performance in generating fault trees. The new technique was validated by engineers of the area of electric power systems with fault occurrences of big power grids.

Keywords : root cause, faults, power grids.

Capítulo 1

Introdução

Nos Centros de Supervisão e Controle de Sistemas Elétricos de Potência, comumente, os operadores se deparam com uma grande variedade de informações, tais como, os alarmes decorrentes da monitoração dos equipamentos da rede elétrica. Diante de falhas, os operadores necessitam identificar o equipamento no qual a falha foi originada, isto é, a causa raiz do problema.

Durante grandes perturbações, a quantidade de informações a ser analisada aumenta potencialmente. Registro de grandes ocorrências chegam a apresentar avalanches de dezenas de milhares de alarmes em poucos segundos. O tempo de análise pode levar vários minutos, o que retarda a realização de ações corretivas e, conseqüentemente, aumenta o tempo de indisponibilidade dos equipamentos e linhas de transmissão, podendo acarretar uma diminuição significativa na receita auferida pela empresa, assim como causar prejuízos socioeconômicos. Portanto, identificar rapidamente os equipamentos relacionados com a perturbação e, principalmente, a causa raiz da ocorrência (processo dirigido por evidências que, no mínimo, revela causas obscuras sobre eventos adversos passados), é essencial para reduzir o tempo de recomposição e melhoria na imagem da empresa.

Em alguns centros de supervisão e controle de sistema de potência do Brasil, os operadores utilizam um sistema de tratamento inteligente de alarmes denominado *Smart Alarms*. O seu objetivo é gerar diagnósticos de ocorrências de falha provenientes da rede elétrica, como também realizar a análise de causa raiz de falhas. Contudo, ele carece de melhorias no que diz respeito à análise de causa raiz. Nesse contexto, o fator principal que motivou o desenvolvimento deste trabalho foi o baixo desempenho na descoberta de causa raiz.

Neste capítulo, são apresentados os objetivos desta dissertação (Seção 1.1) e de que modo ela está estruturada (Seção 1.2).

1.1 Objetivos da Dissertação

O objetivo desta dissertação consistiu na elaboração de uma solução para tratar o problema de análise de causa raiz no contexto de sistemas elétricos de potência a partir dos diagnósticos gerados pelo *Smart Alarms*.

De acordo com os especialistas envolvidos neste trabalho, para uma técnica de análise de causa raiz ser eficiente deve satisfazer os seguintes requisitos essenciais: geração de árvore de propagação de falha (com uma taxa de acerto superior a 95% na identificação de descoberta de causa raiz), adaptabilidade a mudanças topológicas, tratamento da dessincronização de sinalização de alarmes e flexibilidade de adaptação a novos tipos de alarmes.

A nova técnica foi validada por meio de cenários reais de ocorrências de falha. Na avaliação realizada neste trabalho, acertou completamente 90.5% dos cenários. Um percentual de 78% a mais quando comparada à taxa de acerto da única solução concorrente. A solução que implementa a nova técnica foi implantada em um módulo do *Smart Alarms* e está em fase de testes, sendo utilizada por alguns centros de operação de sistemas elétricos de potência, desde o mês de novembro de 2014.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em sete capítulos. No Capítulo 1, é apresentada a introdução do trabalho.

No Capítulo 2, é apresentada uma breve descrição dos principais temas relacionados ao problema de análise de causa raiz no contexto de sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 3, é apresentado o problema abordado, um resumo da solução proposta neste trabalho e outras soluções encontradas na literatura.

No Capítulo 4, é apresentada a solução proposta, incluindo a metodologia utilizada no trabalho, os requisitos funcionais e não funcionais e a técnica utilizada na solução.

No Capítulo 5, é apresentada a implementação da solução proposta.

No Capítulo 6, é apresentada a avaliação da solução, incluindo os cenários utilizados, os resultados obtidos e de que forma a solução contemplou os requisitos exigidos.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões e as propostas de trabalhos futuros.

Este trabalho ainda possui alguns apêndices sobre as ocorrências de falha analisadas para a validação da nova solução.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Neste capítulo, são apresentados conceitos básicos da área de sistemas elétricos de potência necessários à compreensão deste trabalho. É discorrido brevemente sobre Sistemas Elétricos de Potência – SEP, Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados – SCADA, Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – SAGE e *Smart Alarms* (Seção 2.1). São apresentados alguns conceitos importantes relacionados à ocorrências de falha: perturbações, eventos e alarmes (Seção 2.2). Também são apresentados dois conceitos relacionados ao tratamento de falhas em sistemas elétricos de potência: o diagnóstico de falhas e a análise de causa raiz (Seção 2.3). São apresentados os conceitos básicos sobre agentes baseados em conhecimento (Seção 2.4) e Prolog (Seção 2.5). Por fim, são explicadas as vantagens e desvantagens das principais técnicas utilizadas nas soluções atuais para o problema de análise de causa raiz (Seção 2.6).

2.1 Sistemas Elétricos de Potência

Os Sistemas Elétricos de Potência – SEPs – compreendem os processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Eles são formados por equipamentos como geradores, transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, reatores, capacitores, entre outros, que operam de maneira coordenada com a finalidade de fornecer energia elétrica sob determinados padrões de qualidade, segurança e custos. As redes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são gerenciadas pelos centros de supervisão e controle (ou pelos centros de operação, como também são conhecidos) do SEP. Os centros de supervisão e controle exigem a participação de pessoal técnico especializado e abrangem várias áreas

de conhecimento, por exemplo: operação – os operadores são responsáveis pela condução, observação, ações emergenciais na recomposição do sistema, manutenção de segurança da operação, etc; análise de ocorrência – os operadores são responsáveis por análises posteriores às ocorrências com a finalidade de determinar as causas exatas de falhas (Von Meier, 2006).

A supervisão dos sistemas elétricos de potência é realizada por meio do *Supervisory Control and Data Acquisition* (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados) – SCADA. Ele é responsável pela supervisão, operação e controle à distância de sistemas elétricos de potência, processando informações elétricas, físicas e mecânicas provenientes de sensores da rede elétrica e as disponibilizando aos centros de supervisão e controle. As funções tradicionais desempenhadas pelo SCADA consiste na coleta e fornecimento de dados e medições de dispositivos (aquisição de dados), no controle remoto de dispositivos (controle supervísório), no bloqueio de dispositivos impedindo operações não autorizadas (*tagging*) e na notificação sobre eventos não planejados e condições anormais (alarmes). Um sistema SCADA é representado por uma estação-mestre que permite o controle e a monitoração dos sistemas elétricos de potência por meio da comunicação com as Unidades Terminais Remotas – UTRs. As UTRs são equipamentos responsáveis pela aquisição de informações físicas e analógicas e recebimento de comandos de controle (MILLER, 1994).

O Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – SAGE – é um sistema do tipo SCADA para controle e supervisão do processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O SAGE foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL, sendo utilizado por diversas empresas do setor elétrico. Dentre os serviços desempenhados pelo SAGE estão: alarmes e eventos (relacionado ao processamento e armazenamento de alarmes e eventos oriundos do sistema elétrico), comunicação de dados (relacionado à coleta e distribuição de informações referentes ao sistema elétrico) e aquisição de dados e controle supervísório (relacionado à obtenção, processamento e armazenamento dos registros de dados provenientes da rede elétrica e ao transporte de atuações em equipamentos remotos especificadas pelo operador do sistema) (Silva et al., 1998).

Um sistema que processa os dados enviados pelo SAGE é o *Smart Alarms*. Ele é responsável pelo tratamento de eventos e diagnóstico de falhas. Nele está implantada uma técnica híbrida de correlação de eventos que combina raciocínio baseado em regras e ra-

ciocínio baseado em modelos. A correlação de eventos consiste na interpretação conceitual de múltiplos eventos, resultando na atribuição de um novo significado aos eventos originais. Os principais objetivos da correlação de eventos consistem na detecção e diagnóstico de falhas (função relacionada a identificar a causa raiz dos alarmes), filtragem de eventos (função relacionada a reportar os eventos realmente importantes e suprimir as redundâncias) e ajuste de performance (as degradações de performance são diminuídas devido ao isolamento das causas das falhas) (Neto, 2004; Duarte, 2003).

2.2 Perturbações, Eventos e Alarmes

Uma perturbação consiste em qualquer anormalidade caracterizada por desligamentos forçados de um ou mais componentes, seja por desligamentos automáticos de disjuntores ou de religadores, seja pela fusão de elos fusíveis ou desligamentos manuais em emergência. Um desligamento consiste no ato de abertura de um ou mais dispositivos que interligam circuitos de potência, interrompendo a continuidade elétrica através de um equipamento. Já um desligamento forçado consiste no ato de retirada de um equipamento de serviço em condição não programada. Para evitar que o equipamento seja danificado ou até mesmo que ocorra outros danos no sistema elétrico, é necessário que o equipamento seja desligado. Outros casos de desligamentos forçados decorrem de causas acidentais, quando o equipamento é retirado de serviço, involuntariamente ou indevidamente.

Na ocorrência de perturbações, normalmente, são gerados eventos e alarmes. Um evento representa uma ocorrência em um dado momento e, normalmente, está associado ao equipamento no qual ele ocorreu. Um alarme é um evento associado a um estado anormal da rede, ou seja, um comportamento da rede ou de um de seus equipamentos que difere do esperado. Esse desvio de comportamento pode ser atribuído a falhas de *hardware* ou *software*, a erros humanos, erros de projeto ou a uma combinação de todos eles. A estrutura de um evento emitido pelo SAGE é definida pelas seguintes características: equipamento em que o evento ocorreu, descrição resumida sobre o evento, nema – código da proteção associada ao evento, mnemônico – código do evento e instante em que o evento foi sinalizado (Duarte, 2003).

2.3 Análise de Causa Raiz

O diagnóstico de falhas é um estágio no processo de gerência de falhas que consiste em identificar a causa raiz de ocorrências de falha a partir dos alarmes gerados na rede elétrica (Cardoso Jr and Rolim, 2004). A identificação da causa raiz está inserida em um processo denominado de análise de causa raiz. Esse processo destinado a identificação da causa inicial de uma sequência de eventos correlacionados – eventos que fazem parte de uma mesma ocorrência de falha. Normalmente, uma ocorrência é composta por eventos primários, chamados de eventos iniciais ou causas raiz, e eventos secundários, que são decorrentes dos eventos primários (Duarte, 2003).

O resultado da análise de causa raiz fornece informações que facilitam a compreensão de como a falha se propagou na rede elétrica. Dessa forma, não basta apenas identificar a causa raiz, é necessário descrever fielmente como a falha se propagou na rede elétrica gerando as demais. Portanto, o objetivo dessa análise consiste em identificar a causa raiz da falha, seja ela representada por um equipamento ou um blecaute, como também quais os equipamentos ou subestações da rede elétrica foram afetados pela falha.

Em síntese, a análise de causa raiz consiste em identificar o que aconteceu (causa raiz) e como aconteceu (propagação). Segundo os especialistas que participaram do desenvolvimento da nova técnica e os trabalhos de Larsson (2013), Weidl et al. (2005), Velasco (2012) e Abele et al. (2013), para garantir a sua eficiência, uma técnica de análise de causa raiz deve satisfazer ao menos os requisitos fundamentais, descritos a seguir:

- Deve gerar árvores de propagação de falha em que a sua raiz representa a causa raiz da falha;
- Deve ser adaptável a mudanças topológicas;
- Deve prover meios fáceis para alterar as regras de negócio;
- Deve ser eficiente: com uma complexidade aceitável para grandes ocorrências.

2.4 Agentes Baseados em Conhecimento

Um agente pode ser entendido como tudo o que pode ser visto como *percebendo* um ambiente e *agindo* sobre ele, logo, conhece o seu mundo e raciocina sobre suas possíveis ações. Agentes que raciocinam ou agentes racionais são os que executam ações corretas em busca de seus objetivos. A racionalidade do agente está associada aos seguintes fatores: medida de desempenho, isto é, o grau de sucesso do agente, a sequência de percepções do agente sobre o ambiente, o conhecimento prévio do agente sobre o ambiente e as ações que o agente é capaz de executar. Russell (1995) define um agente racional ideal da seguinte forma: *Para cada possível seqüência de percepções, um agente racional ideal deve realizar a ação que maximize sua medida de desempenho, com base em evidências providas pela seqüência de percepções e qualquer conhecimento prévio interno do agente.*

Um agente baseado em conhecimento possui dois componentes principais: a base de conhecimento, que consiste em um conjunto de sentenças escritas em uma linguagem de representação do conhecimento e representa asserções sobre alguma área do conhecimento, e a máquina de inferência, por meio da qual o agente oferece meios de adicionar novas sentenças e realizar consultas a sua base de conhecimento, além de inferir novos fatos ou hipóteses intermediárias. Na Figura 2.1, é ilustrado um exemplo de arquitetura de agentes baseados em conhecimento.

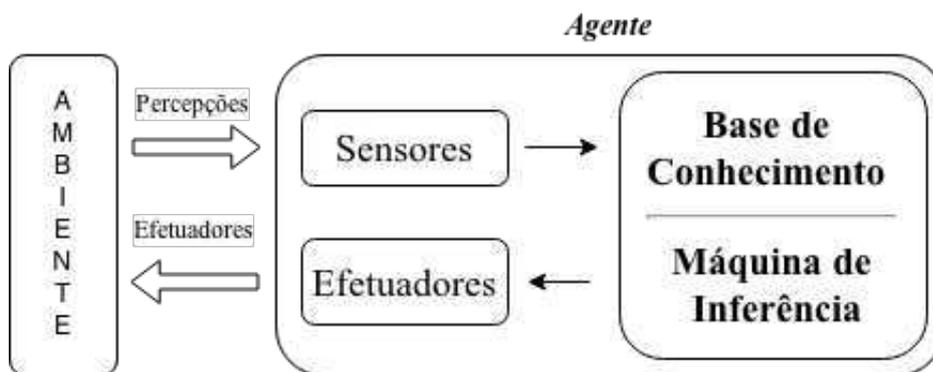


Figura 2.1: Arquitetura de um agente baseado em conhecimento.

O projeto de um agente está fundamentado sobre dois aspectos essenciais, são eles: o programa do agente, cuja função é realizar o mapeamento de percepções para as ações, e a sua arquitetura, podendo consistir em um dispositivo de computação ou *software*, ou em

ambos, que permite que o programa do agente seja executado. Normalmente, a arquitetura disponibiliza as percepções dos sensores ao programa e encaminha as ações geradas pelo programa aos efetadores.

2.5 Prolog

Prolog (*PRO*gramming in *LOGic*) é uma linguagem de programação em lógica baseada em um subconjunto de lógica de primeira ordem, as cláusulas de Horn. Um programa Prolog é constituído por um conjunto de fatos e regras (banco de dados), que descrevem o domínio de um determinado problema. Por meio de um motor de busca são feitas deduções com o objetivo de encontrar conclusões válidas para consultas sobre o banco de dados (Oliveira, 2013).

Os fatos de Prolog permitem a definição de predicados por meio da declaração de quais itens pertencentes ao domínio satisfazem os predicados. Considere o predicado *subestacao(X)*. Ele define quais elementos do universo são subestações. Por exemplo, em *subestacao('ACD')* tem-se que o objeto 'ACD' é uma subestação. Note que objetos em Prolog são coisas sobre as quais se quer raciocinar.

As regras Prolog são descrições de predicados por meio de condicionais. Considere a seguinte regra:

```
1 desarme_linha (DIAG) :- desarme (DIAG) ,
2                       equipamento (DIAG, EQUIP) , linha (EQUIP) .
```

O significado dessa regra é que um diagnóstico (representado pela variável *DIAG*) é um desarme de linha se ele tiver o predicado de desarme e se o código do equipamento do diagnóstico (*EQUIP*) tiver o predicado linha.

A escolha de Prolog neste projeto foi determinada, principalmente, pelos seguintes fatores:

1. **Simplicidade:** Permite que os próprios operadores dos centros de controle e operação possam ler, entender e até evoluir as regras, caso necessário, pois é possível descrever o problema em linguagem semelhante à natural;
2. **Linguagem Declarativa:** Não há necessidade de descrever como se deve chegar à

solução passo-a-passo. Por meio de declarações, o problema é modelado e Prolog se encarrega de buscar a solução para o problema;

3. **Representação do Conhecimento:** Prolog é uma linguagem idealmente utilizada para a representação do conhecimento. Neste projeto, o conhecimento sobre a análise de causa raiz em sistemas elétricos de potência é facilmente modelado.

2.6 Soluções Para o Problema de Análise de Causa Raiz

Nesta seção, são apresentadas algumas técnicas utilizadas nas soluções conhecidas para o problema de análise de causa raiz. Na maioria das soluções foram utilizadas técnicas da área de Inteligência Artificial das quais destacam-se Redes de Bayes e Redes Neurais. Os trabalhos de Larsson (2013) e Weidl et al. (2005) propõem alternativas genéricas, ou seja, que podem ser aplicadas em diferentes contextos, por exemplo, refinarias de petróleo, usinas químicas e sistemas elétricos de potência. Os trabalhos de PIRES (2010), Peng et al. (2013), Aizpurua et al. (2008) e Velasco (2012) são soluções desenvolvidas para um único contexto.

A aplicação das soluções propostas por Weidl et al. (2005), Aizpurua et al. (2008), Velasco (2012) e Abele et al. (2013) para sistemas elétricos de potência é uma tarefa complexa, principalmente, devido à necessidade de identificar todas as relações de dependência entre os elementos do modelo, por exemplo, identificação de todas as relações dos equipamentos que compõem uma topologia considerando o fluxo de energia elétrica. Apenas as soluções de Larsson (2013) e Peng et al. (2013) estão implantadas em centros de supervisão e controle de sistemas elétricos de potência. As demais se encontram em fase de desenvolvimento ou não se adequam ao contexto de sistemas elétricos de potência.

2.6.1 Redes de Bayes

Redes de Bayes são modelos probabilísticos para tratamento sob incerteza que organizam o conhecimento de uma determinada área por meio de um mapeamento entre causas e efeitos. São representadas por grafos direcionados acíclicos com as seguintes características: os nós correspondem a variáveis aleatórias; os arcos representam a influência que um nó pai exerce sobre um nó filho; cada nó está associado aos estados da variável que representa e a uma

tabela de probabilidades condicionadas que quantifica os efeitos que os nós pais exercem sobre os nós filhos. Sistemas baseados em redes de Bayes são capazes de gerar predições ou decisões mesmo na ausência de parte de informações (Russell, 1995).

O trabalho de Weidl et al. (2005) aborda o problema de análise de causa raiz no contexto de processos industriais. A solução apresenta uma abordagem híbrida que utiliza redes de Bayes orientadas a objetos e modelos estatísticos para o tratamento automatizado de anormalidade no processo de operação. Redes de Bayes orientadas a objetos utilizam modelagem não causal baseada em equações diferenciais e algébricas do domínio do problema. Elas são compostas por objetos que representam nós (i.e. variáveis) ou instâncias de outras redes. A abordagem de Weidl et al. (2005) destaca-se pelo fato de não limitar o resultado da análise a uma única causa raiz. Ela propõe uma lista de causas raiz ordenadas de acordo com o resultado de análises probabilísticas.

O trabalho de Velasco (2012) aborda o problema de análise de causa raiz no contexto de redes de telecomunicações. Cada nó da rede de Bayes representa um equipamento e possui probabilidades que expressam relações com outros nós, por exemplo, a probabilidade de um equipamento ter causado uma falha em um equipamento vizinho. O ponto forte de Velasco (2012) encontra-se no método utilizado para a construção das tabelas de probabilidade condicional. O método se baseia nos eventos já ocorridos para extrair informações, como o número de vezes que um equipamento falhou e o número de vezes que ele foi a causa raiz de falha. A partir dessas informações, é construída automaticamente a tabela de probabilidade condicional.

As principais desvantagens da utilização de redes de Bayes são:

1. Dificuldade em estimar probabilidades: apesar de alguns trabalhos oferecerem métodos para construir automaticamente as tabelas de probabilidade condicional, existe uma enorme dificuldade de se obter uma rede com uma distribuição probabilística adequada. Normalmente, essa tarefa é realizada com o auxílio de especialistas e por meio de consultas a eventos passados. Mas, ainda assim, não é possível, ao menos a curto prazo, obter uma distribuição ideal.
2. Grande quantidade de variáveis: o número de variáveis necessárias para a construção da rede está diretamente associado ao número de equipamentos ou ao número de

eventos, dependendo de sua forma de implementação. Logo, a grande quantidade de variáveis propicia um aumento de conexões incorretas entre elas.

2.6.2 Redes Neurais Artificiais

Redes neurais artificiais são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neural de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento por meio de experiência. Uma rede neural artificial é constituída por um sistema de neurônios ligados por conexões sinápticas aos quais são atribuídos valores denominados de pesos sinápticos. Os valores dos estímulos recebidos são aplicados sobre os neurônios e multiplicados pelo peso de sua sinapse. Se o resultado ultrapassar um determinado limiar estabelecido, o sinal é propagado pela saída do neurônio. Essa saída é transmitida para outro neurônio ou para o meio externo. Tipicamente, as arquiteturas das redes neurais são organizadas em camadas, classificadas em três grupos: a camada de entrada, que recebe estímulos do meio externo, a camada intermediária, em que é realizada a maior parte do processamento, e a camada de saída, onde o resultado final é concluído e comunicado ao meio externo (Russell, 1995).

As principais desvantagens da utilização de redes neurais são:

1. Dificuldade na etapa de treinamento: nem sempre se tem uma base de dados grande e bastante representativa para realizar o treinamento da rede. Definir os pesos das sinapses e o número de camadas da rede neural não é algo trivial. Esses fatores são decisivos para se obter um bom desempenho da rede.
2. Não adaptabilidade a mudanças topológicas: alterações na topologia da rede elétrica são comuns. Logo, a cada mudança na rede, seria necessário realizar uma nova etapa de treinamento.

2.6.3 Ontologias

No contexto de Ciência da Computação, uma ontologia pode ser definida como uma especificação formal e explícita de uma conceitualização compartilhada. Especificação formal porque expressa algo que é legível aos computadores e especificação explícita porque

conceitos, propriedades, relações, funções, restrições e axiomas são explicitamente definidos. A conceitualização representa um modelo abstrato de algum fenômeno do mundo real e o compartilhamento significa o conhecimento consensual. Em uma visão prática, ontologia define uma linguagem que será utilizada para formular consultas. A ontologia define as regras de combinação entre os termos e seus relacionamentos, que são definidos por especialistas. Os usuários formulam consultas usando os conceitos especificados (Morais and Ambrósio, 2007).

O trabalho de Abele et al. (2013) aborda o problema de análise de causa raiz no contexto de unidades industriais, por exemplo, refinarias de petróleo. A solução utiliza uma combinação de ontologia e redes de Bayes. A modelagem da rede de Bayes está baseada em ontologias e a sua implementação é concebida por meio de um engenho de inferência em que as relações entre os seus elementos são definidas em uma base de conhecimento. Essa base, implementada na linguagem Prolog, é constituída por fatos e regras que determinam as causas raiz dos alarmes e as suas probabilidades correspondentes de ocorrência. O ponto forte de Abele et al. (2013) é a combinação de diversas técnicas para a construção da rede de Bayes.

O trabalho de Aizpurua et al. (2008) aborda o problema de análise de causa raiz no contexto de sistemas elétricos de potência. A solução utiliza uma combinação de ontologias e redes neurais. Semelhante ao trabalho de Abele et al. (2013), ontologias também são utilizadas para modelar o comportamento de redes elétricas. O diferencial de Aizpurua et al. (2008) é a aplicação da lógica nebulosa sobre as relações causais entre os nós da rede neural. Dessa forma, busca-se obter um resultado mais próximo das decisões tomadas por especialistas.

As principais desvantagens da utilização de ontologias são:

1. A definição de ontologias, normalmente, é subjetiva: Não existe uma única ontologia que seja exatamente correta para um determinado contexto, ou seja, a escolha de uma ontologia é muito mais um processo político, em que os responsáveis pelo desenvolvimento procuram a melhor adequação da ontologia conforme a percepção da especificação. Como soluções baseadas em ontologias são elaboradas para atender contextos específicos, sua adoção para outros contextos torna-se inviável.
2. Necessidade de ontologias genéricas: Dependendo da abordagem utilizada, é ne-

cessário ter uma ontologia genérica previamente definida para a elaboração de uma nova ontologia. Nem sempre existe uma ontologia genérica para o contexto do problema abordado.

2.6.4 Modelos de Fluxo Multinível

A modelagem de fluxo multinível foi criada com o propósito de solucionar problemas comuns em tarefas de projetos de automação de usinas industriais, por exemplo, quando operadores necessitam de conhecimento avançado sobre a estrutura de uma usina para diagnosticar a causa de perturbações. Modelos de fluxo multinível são representações gráficas formais compostas por objetivos, funções e componentes. Na modelagem de um sistema, os objetivos descrevem os seus propósitos, as funções descrevem as suas capacidades em termos de fluxos de massa, energia e informação e os componentes representam os seus elementos físicos (Lind, 1994, 2011).

O trabalho de Larsson (2013) aborda o problema de análise de causa raiz em sistemas elétricos de potência. O funcionamento da rede elétrica é representado por modelos de fluxo multinível que armazenam o estado de falha de cada equipamento. Cada estado é atualizado à medida que os eventos são gerados na rede elétrica. Um algoritmo é aplicado sobre os eventos para determinar se os equipamentos são causa raiz de falha ou se eles falharam por consequência de alguma falha em outro equipamento na rede elétrica. O trabalho de Larsson (2013) destaca-se por permitir aos operadores acompanhar todo o funcionamento da rede elétrica modelado de forma detalhada e atualizado em tempo real.

As principais desvantagens da utilização de modelos de fluxo multinível são:

1. Custo alto para modelar o comportamento do sistema: É necessário definir os objetivos, as funções e os componentes de toda a rede elétrica detalhadamente para que seja possível a realização da análise de causa raiz.
2. Não adaptabilidade a mudanças topológicas – É necessário adaptar o modelo construído para cada alteração realizada na topologia da rede elétrica, por exemplo, adição de uma nova subestação.

2.6.5 Regras Baseadas em Conhecimento

Regras baseadas em conhecimento são utilizadas para realizar o tratamento de informações que, normalmente, apenas os especialistas conhecem. Tipicamente, são utilizadas para identificar relacionamentos de causa e efeito entre objetos de algum domínio, por exemplo, no contexto de sistemas elétricos de potência podem ser utilizadas para determinar relações de causa e efeito entre os equipamentos da rede elétrica (PIRES, 2010).

O trabalho de PIRES (2010) aborda o problema de análise de causa raiz em sistemas elétricos de potência. A solução proposta consiste em um sistema baseado em regras cujo objetivo é identificar a causa raiz e os relacionamentos de causa e efeito entre os equipamentos envolvidos numa ocorrência de falha. As regras são agrupadas em três categorias: regras de causa raiz (identifica a causa raiz da falha), regras de relacionamento e propagação (estabelece um modelo de propagação de falha e identifica as relações de causa e efeito entre os elementos) e regras de construção de árvores (converte o modelo de propagação de falha em uma árvore). O trabalho de PIRES (2010) destaca-se pela metodologia adotada na identificação da causa raiz.

A principal desvantagem da solução de PIRES (2010) é o alto custo para reescrever as regras. Ela utiliza diagnósticos provenientes do *Smart Alarms* na elaboração da solução. Mudanças estruturais e semânticas nos diagnósticos afetam as regras e, portanto, comprometem a análise de causa raiz. Alterar as regras para torná-las adaptáveis às novas mudanças é um trabalho custoso, pois estão definidas no próprio código fonte do sistema.

2.6.6 Outras técnicas

Nesta seção, são apresentadas duas outras técnicas utilizadas no desenvolvimento de soluções para o problema de análise de causa raiz: a Teoria da Evidência e a Análise por Árvore de Falhas.

A teoria de Dempster-Shafer ou teoria da Evidência é um formalismo utilizado para o tratamento de incertezas em sistemas baseados em conhecimento. Ela fornece métodos simples de combinar evidências provenientes de diversas fontes sem a necessidade de um conhecimento a priori de suas distribuições de probabilidade. A principal vantagem da Teoria de Dempster-Shafer consiste em sua habilidade de modelar o conjunto de hipóteses à medida

que se acumulam evidências. Esse procedimento reflete o processo que caracteriza o raciocínio em diagnósticos e o raciocínio especializado, em geral (Uchoa et al., 2002). Peng et al. (2013) propõe um modelo de diagnósticos de falhas que utiliza conceitos da teoria de Dempster-Shafer. Contudo, essa solução somente pode ser aplicada em subestações digitais que utilizam equipamentos inteligentes e o padrão de comunicação 61850.

A análise por árvore de falhas (*Failure Tree Analysis – FTA*) consiste em uma técnica dedutiva cujo objetivo é considerar a combinação de eventos (probabilidades resultantes) para a geração do evento topo indesejado. Essa técnica utiliza álgebra booleana, probabilidades de ocorrência de eventos e um conjunto de símbolos para a construção de árvores. Os símbolos representam eventos e portas lógicas, por meio das quais são definidos os relacionamentos. A principal desvantagem em se utilizar análise por árvore de falhas concentra-se na necessidade de definição de probabilidades para cada evento. Essa tarefa não é trivial e pode comprometer o resultado da análise, caso as probabilidades não representem corretamente a realidade (Isermann, 2006).

Capítulo 3

O Problema de Análise de Causa Raiz em Sistemas Elétricos de Potência

Neste capítulo, é explicado o problema de análise de causa raiz em sistemas elétricos de potência, considerando características específicas relacionadas ao *Smart Alarms* (Seção 3.1). Em seguida, é apresentada a definição do problema (Seção 3.1.1) e uma breve descrição da solução proposta neste trabalho (Seção 3.2).

3.1 Explicação do Problema de Análise de Causa Raiz

Os centros de supervisão e controle são responsáveis pelo gerenciamento das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesses centros, dentre outras atribuições, os operadores são responsáveis pela recomposição do sistema elétrico. Logo após uma ocorrência de falha, esses operadores são encarregados de analisar a causa raiz da falha e, em seguida, executar ações corretivas e normativas visando a recomposição do sistema elétrico. Para realizar a análise de causa raiz, os operadores utilizam os eventos e alarmes provenientes das UTRs e os diagnósticos gerados pelo *Smart Alarms*.

Segundo operadores envolvidos neste trabalho, tipicamente, o tempo da análise realizada imediatamente após a falha varia entre 10 segundos e 2 minutos, nos casos em que é possível identificar a causa raiz e compreender como a falha se propagou na rede elétrica. Contudo, quanto maior é a ocorrência, ou seja, quanto maior o número de equipamentos afetados pela falha, maior é o tempo necessário para que a análise seja concluída, pois o volume de

informações disponibilizado aos operadores torna-se estúpido. Em algumas situações, só é possível compreender a falha ao realizar uma análise minuciosa em momentos posteriores ao da ocorrência, fazendo uso de informações de outras fontes, como: manobras, registros de proteções, medidas pré-ocorrência e pós-ocorrência. Um exemplo desse tipo de situação aconteceu em uma ocorrência do dia 28 de agosto de 2013, em que foram gerados mais de 50 diagnósticos. Nesse dia, não foi possível concluir a análise imediatamente após a falha devido ao grande volume de informações.

O período de tempo disponível para que os operadores tomem decisões é muito curto, pois devem executar ações de caráter emergencial. Além disto, em situações críticas, os operadores se tornam mais suscetíveis a cometerem erros. Se ações corretivas não forem executadas de imediato ou se decisões equivocadas forem tomadas, a falha pode se propagar ao longo da rede elétrica provocando um efeito cascata. Devido ao grande número de equipamentos fora de operação, é possível haver interrupção no fornecimento de energia. As consequências decorrentes da falta de energia elétrica são graves, pois ocorre diminuição significativa na receita auferida pela empresa e afeta diversos setores de serviço, por exemplo, sistemas de telefonia celular, sistemas bancários e serviços hospitalares.

O processo de análise de causa raiz que ocorre nos centros de supervisão e controle está ilustrado de modo simplificado na Figura 3.1. São utilizados diagnósticos, decorrentes de ocorrências e informações em tempo real sobre a topologia da rede elétrica, como o estado dos equipamentos e as conexões elétricas entre eles. Normalmente, também são utilizados os eventos e alarmes. Todas essas informações são disponibilizadas pelo *Smart Alarms*.

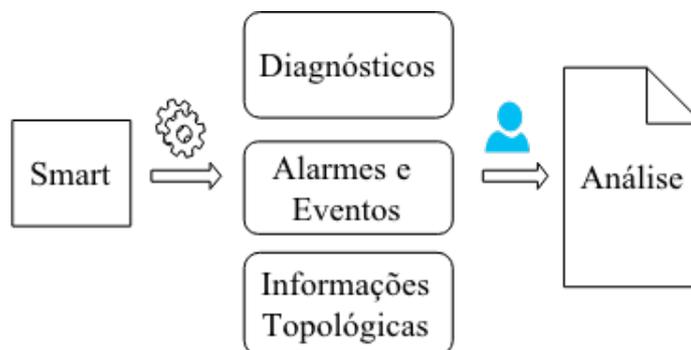


Figura 3.1: Processo simplificado da análise de causa raiz.

Entre os anos de 2011 e 2014, os operadores de alguns centros de supervisão e controle do

Nordeste do Brasil dispuseram de uma ferramenta integrada ao *Smart Alarms* cujo objetivo era realizar a análise de causa raiz (ARAÚJO, 2011). Entretanto, ela não desempenhava essa atividade de forma satisfatória, tendo em vista os resultados apresentados durante o período em que esteve operando. Para comprovar essa realidade, foram coletados os *logs* – eventos provenientes da rede elétrica – das principais ocorrências de falha entre os anos de 2009 e 2014. Em seguida, cada ocorrência foi executada em um ambiente simulando o mundo real. De 21 ocorrências, apenas três análises completas foram geradas e, para as demais, o resultado estava incompleto, não sendo possível ter uma compreensão de como ocorreu a falha, ou não havia nenhum resultado.

Portanto, devido ao baixo desempenho apresentado pela ferramenta de análise de causa raiz, surgiu a necessidade de buscar alternativas que promovessem melhorias significativas. A alternativa escolhida para atingir esse objetivo consistiu na elaboração de uma nova técnica de análise de causa raiz e, conseqüentemente, no desenvolvimento de uma nova ferramenta integrada ao *Smart Alarms*.

3.1.1 Definição do Problema

O problema que este trabalho se propõe a resolver é apresentado sob duas perspectivas: o problema de negócio, apresentado pelos operadores dos centros de supervisão e controle, e o problema técnico, apresentado pelos pesquisadores envolvidos no desenvolvimento deste trabalho.

O texto seguinte apresenta a definição do problema de negócio: Em ocorrências de falha, os operadores devem identificar a sua causa raiz e, em seguida, executar ações de correção e normalização no sistema elétrico. Contudo, o grande volume de informações que deve ser analisado em um curto período de tempo torna essa tarefa complexa, podendo comprometer o resultado da análise. O retardamento da execução de ações emergenciais ou a tomada de decisões equivocadas pode gerar um efeito cascata no sistema elétrico e, conseqüentemente, interromper o fornecimento de energia elétrica, afetando a receita auferida pelas empresas proprietárias e toda a sociedade dependente.

O texto a seguir apresenta a definição do problema técnico: Não existe ao menos uma solução para o problema de análise de causa raiz considerando as especificidades do *Smart Alarms* que apresente bom desempenho na geração de árvores de propagação de falha, seja

adaptável a mudanças topológicas, possibilite evolução de forma simples e tenha complexidade aceitável para grandes ocorrências.

3.2 Resumo da Solução

Como solução para o problema abordado, este trabalho propõe uma técnica fundamentada em um agente baseado em conhecimento, especializado em análise de causa raiz. A base de conhecimento do agente é formada por regras de inferência, que relacionam os equipamentos envolvidos nas ocorrências de falha, e fatos, que mantêm informações atualizadas em tempo real sobre a topologia e os diagnósticos. O agente utiliza um mecanismo de inferência baseado em dedução por meio do qual é possível construir árvores de propagação de falha. O processo de análise começa quando o agente percebe a presença de alarmes. Em seguida, a base de conhecimento é construída, a análise é executada e o resultado final é apresentado aos operadores.

Quatro aspectos principais garantiram o êxito quanto ao desenvolvimento da solução, são eles:

1. Participação efetiva de especialistas na elaboração das regras de inferência e na validação do trabalho, garantindo a corretude da lógica de implementação da análise;
2. As regras de inferência não fazem referência a equipamentos específicos da rede elétrica, isto é, são genéricas, garantindo adaptabilidade às mudanças topológicas;
3. As regras de inferência são escritas em arquivos independentes do código fonte do sistema e são facilmente manipuláveis, permitindo realizar alterações sem que seja necessário recompilar o código fonte;
4. As regras de inferência são simples, sem estruturas complexas e sem recursão, reduzindo assim o tempo gasto na análise mesmo para grandes ocorrências.

Capítulo 4

Elaboração da Solução

Neste capítulo, é apresentada uma solução para o problema abordado na Seção 3.1. Inicialmente, é descrita a metodologia aplicada no desenvolvimento da solução (Seção 4.1). Em seguida, são descritos os requisitos funcionais e não funcionais da solução (Seção 4.2). É apresentado como ocorreu a escolha da técnica utilizada na solução desenvolvida (Seção 4.3). Também é explicado o agente baseado em conhecimento especialista em análise de causa raiz (Seção 4.4) e, por fim, é descrita a base de conhecimento desse agente (Seção 4.5).

4.1 Metodologia

A metodologia aplicada na realização deste trabalho é composta pelas fases ilustradas na Figura 4.1.

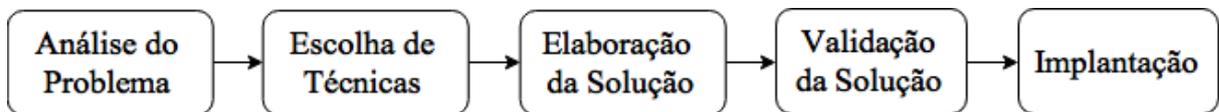


Figura 4.1: Passos da metodologia adotada.

A seguir são descritas cada fase da metodologia adotada:

- **Primeira Fase:** A análise do problema abordado consistiu no estudo de eventos, diagnósticos e relatórios diários de ocorrências (RDOs). Nessa fase, o objetivo principal

foi compreender todo o processo de análise de causa raiz realizado pelos operadores e, dessa maneira, entender com detalhes do problema.

- **Segunda Fase:** A escolha de técnicas consistiu na revisão da literatura e na busca por possíveis técnicas que pudessem ser úteis para o desenvolvimento da solução. Nessa fase, também foi realizado o levantamento de requisitos da solução.
- **Terceira Fase:** A elaboração da solução consistiu no desenvolvimento teórico de uma nova técnica de análise de causa raiz.
- **Quarta Fase:** A validação da solução consistiu na implementação da técnica de análise de causa raiz elaborada (terceira fase) em um módulo do *Smart Alarms* e na criação e execução de testes de aceitação.
- **Quinta Fase:** A implantação da solução ocorreu em alguns centros de supervisão e controle, logo após a sua validação.

4.2 Requisitos

Os requisitos que a solução proposta deve satisfazer foram coletados em reuniões com os especialistas envolvidos neste trabalho e pela revisão dos trabalhos de Larsson (2013), PIRES (2010) e Peng et al. (2013). Após a coleta, os requisitos foram refinados e validados com o auxílio dos especialistas. Nesta seção, são explicitados cada um dos requisitos.

4.2.1 Requisitos Funcionais

Os requisitos funcionais são listados a seguir:

1. **Árvore de Propagação de Falha:** A solução deve gerar uma árvore para cada falha ocorrida no sistema elétrico de potência. O nó raiz deve representar a causa raiz e os demais nós devem representar os equipamentos envolvidos na ocorrência de falha. Um arco entre um nó pai e um nó filho representa uma relação de causa e efeito entre dois equipamentos. Ou seja, o equipamento representado pelo nó filho foi afetado devido ao equipamento representado pelo nó pai ter falhado ou propagado uma falha.

Apesar do grau de dificuldade, deve-se buscar uma taxa acima de 95% de acerto para as árvores geradas.

Na Figura 4.2, é apresentada uma ilustração hipotética de uma árvore de propagação de falha. Nesse caso, o equipamento E1 representa a causa raiz da ocorrência de falha, enquanto que os demais representam os equipamentos afetados pela falha inicial.

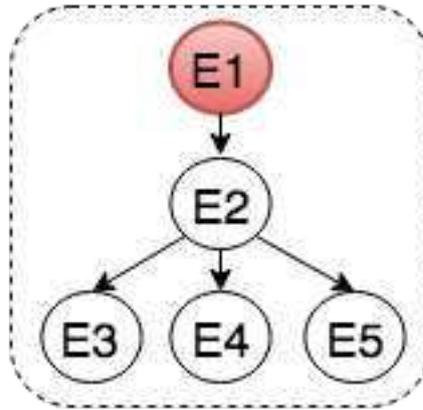


Figura 4.2: Ilustração hipotética de uma árvore de propagação de falha.

- 2. Tratamento de Dessincronização de Alarmes:** A dessincronização de alarmes pode ser explicada pelos seguintes fatores: os alarmes são sinalizados pelas UTRs de forma assíncrona ou, por falha na transmissão, não chegam aos centros de operação na ordem em que foram sinalizados. Esse problema torna-se mais crítico quando em uma mesma ocorrência são sinalizados alarmes de diversas regionais, pois, normalmente, os horários dos sistemas nas regionais não são sincronizados. A solução deve ser capaz de tratar alarmes dessincronizados de modo que a análise de causa raiz não seja comprometida. Esse tratamento é concretizado quando se considera os alarmes emitidos fora de tempo na análise.
- 3. Reconhecimento de Ocorrências de Falhas Simultâneas:** É possível haver mais de uma ocorrência de falha simultaneamente sem que elas tenham relação. Logo, a solução deve ser capaz de reconhecer que tais ocorrências não têm relação e, portanto, gerar uma árvore de propagação de falha distinta para cada ocorrência.
- 4. Adaptabilidade a Mudanças Topológicas:** Frequentemente, alterações, como a adição e remoção de equipamentos, são realizadas na rede elétrica. A solução não

- deve ter seu desempenho afetado por alterações realizadas na topologia.
5. **Facilidade de Adaptação a Mudanças nos Diagnósticos:** Mudanças nas regras de correlação de eventos do *SmartAlarms* afetam diretamente o conteúdo dos diagnósticos e, conseqüentemente, o resultado da análise de causa raiz, pois ela depende dos diagnósticos resultantes da correlação. A solução deve oferecer meios fáceis para que ela seja ajustada e se adeque às mudanças realizadas nas regras de correlação de eventos.
 6. **Escalabilidade:** Redes elétricas possuem uma grande abrangência geográfica. A solução deve considerar todos os equipamentos da rede elétrica, independentemente de sua abrangência geográfica.
 7. **Análise em Tempo Real:** Após ocorrências de falha no sistema elétrico, os operadores necessitam executar ações imediatas de recomposição. A solução deve ser capaz de gerar árvores de propagação de falha parciais. Ou seja, árvores de propagação de falha devem ser geradas à medida que os alarmes são sinalizados, até os últimos alarmes serem sinalizados e a árvore final, que compreende toda a ocorrência, ser gerada. O período de tempo para que a árvore de propagação de falha final seja gerada não deve demorar mais de 10 segundos (requisito não funcional).

4.2.2 Requisitos Não Funcionais

Os requisitos não funcionais são listados a seguir:

1. **A análise de causa raiz não deve durar mais de 10 segundos:** A solução deve realizar a análise em um tempo inferior ou igual ao tempo que os operadores necessitam para realizá-la. Tipicamente, um operador dura no mínimo 10 segundos para concluir uma análise. Portanto, é necessário que a solução desenvolvida não leve mais que 10 segundos para realizar a análise, mesmo diante de grandes ocorrências, por exemplo, um blecaute de uma regional.
2. **Legibilidade na apresentação de resultados:** A árvore de propagação de falha gerada deve ser de fácil compreensão. Cada elemento da árvore deve conter o tipo do

diagnóstico concatenado ao nome do equipamento. Em caso de blecaute, deverá ser mostrado o nome da subestação ou regional.

4.3 Escolha de Técnicas

Existem algumas soluções para o problema de análise de causa raiz no contexto de sistemas elétricos de potência. Entretanto, nenhuma se adequa às especificidades do problema abordado neste trabalho. Na fase *Escolha de Técnicas*, foi realizada uma análise buscando identificar as principais vantagens e desvantagens das técnicas utilizadas por essas soluções (apresentadas na Seção 2.6). A seguir são listadas as principais desvantagens dessas técnicas:

- *Redes de Bayes*: Utilizada nos trabalhos de Weidl et al. (2005), Velasco (2012) e Abele et al. (2013). Desvantagens: Dificuldade em determinar probabilidades e em gerenciar redes muito grandes.
- *Redes Neurais*: Utilizada por Aizpurua et al. (2008). Desvantagens: Dificuldade de se obter uma base de treinamento representativa e de definir os pesos sinápticos e necessidade de treinamento a cada alteração na rede.
- *Modelos de Fluxo Multinível*: Utilizada por Larsson (2013). Desvantagens: Necessidade de modelar todo o comportamento da rede elétrica e não é adaptável a mudanças topológicas.
- *Regras Baseadas em Conhecimento*: Utilizada por PIRES (2010). Desvantagens: Limitação para avaliar cenários não modelados.
- *Ontologias*: Normalmente, combinada com redes de Bayes ou redes neurais. Logo, possuem as mesmas desvantagens de tais técnicas.
- *Análise por Árvore de Falhas*: As soluções de PIRES (2010), Weidl et al. (2005), Velasco (2012), Abele et al. (2013), Aizpurua et al. (2008) e Larsson (2013) utilizam técnicas que possuem características semelhantes à análise por árvore de falhas. Desvantagens: Necessidade de definição de probabilidades e modelagem de todo o funcionamento do sistema.

Buscou-se uma técnica que fosse capaz de satisfazer os requisitos apresentados na Seção 4.2 e que não apresentasse as desvantagens das técnicas utilizadas pelas soluções conhecidas. Dessa forma, optou-se pela utilização da técnica de agente baseado em conhecimento. A solução proposta neste trabalho implementa um agente que é baseado em raciocínio dedutivo e especializado em análise de causa raiz. As regras de inferência são expressas em lógica de primeira ordem por meio de uma linguagem de representação do conhecimento. Essa linguagem permitiu que os requisitos fossem satisfeitos e proporcionou as seguintes vantagens:

- **Expressividade:** O conhecimento relacionado à análise de causa raiz está expresso formalmente e pode ser facilmente modelado;
- **Legibilidade:** O conhecimento definido formalmente é de fácil compreensão;
- **Corretude:** As regras bem definidas são facilmente validadas;
- **Modularidade:** O conhecimento pode ser facilmente reutilizado;
- **Eficiência aquisicional:** A base de conhecimento pode ser facilmente alterada;
- **Eficiência:** O tempo que se realiza a inferência, ou seja, o tempo gasto na análise, é satisfatório.

4.4 Um Agente de Análise de Causa Raiz

No processo de modelagem de um agente, é necessário definir o problema a ser tratado pelo agente e, em seguida, descrever o próprio agente. Esse problema pode ser definido de acordo com as características apresentadas na Tabela 4.1, são elas: as percepções, que são os dados de entrada para o agente, as possíveis ações que podem ser tomadas pelo agente, os objetivos pretendidos pelo agente e o ambiente ao qual o agente está inserido (Russell, 1995).

Em ocorrências no sistema elétrico de potência, o *Smart Alarms* (ambiente) gera diagnósticos das falhas (percepções) e fornece as conexões topológicas e elétricas entre os equipamentos da rede elétrica (percepções). A análise de causa raiz (ação) é realizada a partir dos diagnósticos com a finalidade de se obter árvores de propagação de falha capazes de

Tabela 4.1: Definição do problema a ser tratado pelo agente.

Percepções	Ações	Objetivos	Ambiente
Diagnósticos de Falhas e Conexões Topológicas e Elétricas	Análise de Causa Raiz	Árvores de Propagação de Falha Corretas	<i>Smart Alarms</i>

explicar como a falha se propagou no sistema elétrico de potência (objetivo). Por meio do *Smart Alarms*, as árvores de propagação de falha são apresentadas aos operadores e eles se encarregam de executar ações emergenciais sobre o sistema elétrico.

Segundo Russell (1995), um agente pode ser descrito em termos de seu DASE (Desempenho–Ambiente–Sensores–Atuadores). Na Tabela 4.4, é apresentada a definição do agente de análise de causa raiz.

Tabela 4.2: Definição do agente de análise de causa raiz em termos de seu DASE.

Desempenho	Ambiente	Sensores	Atuadores
Árvores de Propagação de Falha com Taxa de acerto acima de 95%.	<i>Smart Alarms</i>	<i>Listener</i> (captura diagnósticos sempre que ocorrem falhas)	Emissor de Resultados (os resultados das ações são enviados para um módulo de apresentação)

Os termos DASE que descrevem o agente são explicados a seguir:

1. **Medida de Desempenho:** As árvores de causa raiz decorrentes da análise devem ser condizentes com a realidade das ocorrências de falha e, portanto, satisfatórias para os operadores. De acordo com um levantamento realizado com especialistas, uma taxa de 95% de acerto é considerada aceitável. Devido às características do problema, pode-se afirmar que é impossível atingir uma taxa de 100% de acerto. Um dos motivos é que, eventualmente, os alarmes são sinalizados sem os instantes de geração de sua

ocorrência. Como o tempo é essencial na análise de causa raiz, o resultado da análise estará comprometido.

2. **Ambiente:** O ambiente do agente consiste no sistema *Smart Alarms*, de onde recebe as percepções, representadas pelos diagnósticos e conexões topológicas, e onde efetua suas ações, representadas pela análise de causa raiz.
3. **Sensores:** O agente possui um *listener* que captura os diagnósticos decorrentes de falhas na rede elétrica.
4. **Atuadores:** Os atuadores ou efetadores são representados por um Emissor de Resultados que envia o resultado da análise de causa raiz para o módulo de apresentação do *Smart Alarms*.

O projeto para a construção de um agente é influenciado fortemente pelas propriedades relacionadas ao ambiente do agente. A seguir, são descritas as propriedades relacionadas ao ambiente do agente de análise de causa raiz:

1. **Acessível:** O ambiente permite que o agente tenha acesso a todas as informações necessárias para que possa determinar as suas ações. No caso do agente de análise de causa raiz, o *Smart Alarms* fornece os diagnósticos e as conexões topológicas para que a análise de causa raiz seja realizada.
2. **Determinístico:** O próximo estado do ambiente é determinado por seu estado atual e pelas ações executadas pelo agente. O determinismo significa que a ação do agente tem um efeito conhecido no ambiente. No caso do agente de análise de causa raiz, entende-se que o estado do ambiente é representado por uma ou mais árvores de propagação de falha. À medida que novas percepções são recebidas, o agente refaz a análise e, como resultado, tem-se uma nova configuração para essas árvores. Nesse contexto, o ambiente representa o módulo de apresentação do *Smart Alarms*, responsável por ilustrar o funcionamento do sistema elétrico em tempo real.
3. **Episódico:** Um episódio consiste no agente receber uma percepção e realizar uma ação. Em ambientes episódicos, episódios subsequentes não dependem da ação ocorrida em episódios anteriores. No caso do agente de análise de causa raiz, para cada

pacote de diagnósticos, é realizada uma análise. Dessa maneira, análise realizada para o pacote de diagnósticos recém recebido não se preocupa com qualquer análise futura.

4. **Dinâmico:** O ambiente pode mudar enquanto o agente está deliberando. Durante uma execução, o agente de análise de causa raiz pode receber novos diagnósticos, mas espera-se que a análise em execução seja concluída para que se dê início a uma nova análise.
5. **Discreto:** Nesse ambiente, há um conjunto bem definido de percepções e ações. No caso do agente de análise de causa raiz, como explicado no item *Episódico*, para cada pacote de diagnósticos será realizada uma análise de causa raiz. Apesar de existirem vários tipos de diagnósticos, a ação sobre eles é sempre a mesma.

Portanto, o agente de análise de causa raiz consiste em um agente de *software*, pois está inserido em um ambiente de *software* e seus sensores e atuadores são representados por *softwares*. É do tipo reativo simples, pois tem conhecimento completo do ambiente e realiza ações baseado somente nas percepções atuais.

4.5 Base de Conhecimento do Agente de Análise de Causa Raiz

Como descrito na Seção 2.4, um dos componentes principais de um agente baseado em conhecimento é a sua base de conhecimento. É importante ressaltar que o conhecimento da base do agente de análise de causa raiz é declarativo, ou seja, descreve o que é conhecido acerca do problema de análise de causa raiz por meio de fatos e regras. Para se construir uma boa base de conhecimento, é importante descrever o conhecimento de acordo com os seguintes níveis:

1. **Nível de Conhecimento:** Consiste na aquisição do conhecimento, que é descrito em linguagem natural.
2. **Nível Lógico:** Consiste na formalização do conhecimento, que é codificado em sentenças descritas em uma linguagem formal.

3. **Nível de Máquina:** Consiste na implementação da base de conhecimento, em que estruturas de dados são utilizadas para representar as sentenças definidas no nível lógico.

Nesta Seção, será descrito em linguagem natural o conteúdo que compõe a base de conhecimento do agente de análise de causa raiz. Nas Seções 4.5.1 e 4.5.2, são apresentados os diagnósticos e as conexões topológicas, respectivamente, descritos na base de conhecimento por fatos e regras. Na Seção 4.5.3, são apresentadas as regras que estabelecem as relações de causa e efeito entre os equipamentos, descritas na base de conhecimento pelas regras de inferência.

4.5.1 Diagnósticos

Os diagnósticos consistem em estruturas geradas pelo *Smart Alarms* a partir da correlação de eventos ocorridos no sistema elétrico de potência. Na Tabela 4.3, são apresentados os atributos básicos de um diagnóstico. O UUID (Identificador Único Universal) representa a unicidade de cada diagnóstico e os demais atributos descrevem um equipamento da rede elétrica.

Tabela 4.3: Atributos básicos de um diagnóstico.

<i>Atributos</i>	<i>Descrição</i>
UUID	Representa um identificador único.
Nome do Equipamento	Um diagnóstico descreve como um equipamento está envolvido numa falha. Ele é conhecido como <i>equipamento principal</i> do diagnóstico.
Regional	Nome da Regional responsável pela monitoração do equipamento principal.
Subestação ou Subestações	Subestação que o equipamento principal faz parte. Pode ser mais de uma, por exemplo, no caso de uma linha de transmissão composta por dois terminais.

Os diagnósticos podem ser classificados pelo seu tipo, que caracteriza como o equipamento ou a subestação foram afetados na ocorrência de falha. Na Tabela 4.4, são apresenta-

dos os tipos de diagnósticos. Os desarmes e blecautes são consequências de anomalias ocorridas na rede elétrica, enquanto que as energizações e desenergizações são consequências de ações premeditadas.

Tabela 4.4: Tipos de diagnósticos e sua descrição.

<i>Tipo</i>	<i>Descrição</i>
Desarme	Caracteriza a combinação de dois eventos: atuação de proteção e abertura de disjuntor.
Blecaute	Caracteriza uma subestação que ficou completamente sem energia de forma inesperada.
Energização	Caracteriza um equipamento que foi energizado propositadamente.
Desenergização	Caracteriza um equipamento que foi desenergizado propositadamente.

Além dos atributos básicos, existem os que caracterizam os desarmes. Eles são apresentados a seguir:

- **Abertura dos Terminais Remotos:** Está relacionado à barra. Significa que houve defeito de barra “detectado” por disjuntores da segunda ou terceira zona relacionada à barra;
- **Defeito Externo:** Está relacionado à linha de transmissão. Caracteriza um desarme causado por uma barra, ou seja, uma linha foi desarmada devido a uma falha ocorrida na barra conectada à linha de transmissão. Numa ocorrência, diagnósticos do tipo Defeito Externo e Abertura dos Terminais Remotos são complementares;
- **Defeito Sistêmico:** Caracteriza um problema generalizado na rede elétrica devido a uma subfrequência ou subtensão. Normalmente, quando ocorre em uma subestação, todos os equipamentos dessa subestação são afetados;
- **Defeito Interno ou Instrínseco:** Caracteriza um defeito cuja causa está relacionada ao próprio equipamento;
- **Impedimento ou Bloqueio:** Caracteriza um disjuntor que ficou impossibilitado de ser fechado. Normalmente, está presente em diagnósticos de desarme com falha de disjuntor;

- **Religamento Automático:** Está relacionado à linha de transmissão. Caracteriza uma tentativa de religamento automático;
- **Defeito de Barra:** Caracteriza um defeito numa barra que não tem esquema de proteção associado;
- **Falha de Disjuntor:** Caracteriza um desarme em que o disjuntor associado ao equipamento falhou, ou seja, deveria ter aberto, mas não abriu;
- **Atuação Indevida da Proteção:** Caracteriza um desarme que foi originado incorretamente devido à atuação de uma proteção que não deveria ter ocorrido;
- **Sem Indicação de Proteção:** Caracteriza um desarme que foi originado sem a atuação de proteção.

Outras características que os diagnósticos possuem são conhecidas como *variáveis*. Elas agregam informações sobre os equipamentos (envolvidos na falha) que estão associados ao equipamento principal do diagnóstico. A seguir, são apresentadas tais variáveis:

- **Disjuntores com Falha:** Consiste numa lista contendo o código dos disjuntores que falharam;
- **Reator com Falha:** Consiste no código do reator que falhou;
- **Transformadores Terra Desarmados:** Consiste numa lista contendo o código dos transformadores terra que desarmaram;
- **Reatores Desarmados:** Consiste numa lista contendo o código dos reatores que desarmaram;
- **Classes de Proteção:** Consiste numa lista de classes de proteção que atuaram;
- **Classes de Proteção Relacionadas com Reatores:** Consiste numa lista de classes de proteção que tiveram proteções atuadas relacionadas com reatores;
- **Classes de Proteção Relacionadas com Transformadores:** Consiste numa lista de classes de proteção que tiveram proteções atuadas relacionadas com transformadores terra;

- **Classes de Proteção Relacionadas com Defeito Sistêmico:** Consiste numa lista de classes de proteção que tiveram proteções atuadas por defeito sistêmico;
- **Barra 1:** Consiste no código da barra 1 do terminal de uma linha de transmissão;
- **Barra 2:** Consiste no código da barra 2 do terminal de uma linha de transmissão;
- **Lado De:** Consiste no código da subestação do lado de origem de uma linha de transmissão;
- **Lado Para:** Consiste no código da subestação do lado de destino de uma linha de transmissão;
- **Enrolamento:** Consiste no código de enrolamento de um transformador.

Os eventos emitidos pelo SAGE são provenientes de duas fontes: SDE (Sequência de Eventos) e ALR (Alarmes). Todos os eventos relacionados com a abertura e fechamento de disjuntores e a atuação de proteções são fornecidos por ambas as fontes. Entretanto, devido a presença de ruído, é possível que alguns desses eventos sejam perdidos. Utilizar as informações de ambas as fontes é extremamente importante para garantir que todos os eventos de uma determinada ocorrência estejam sendo considerados na análise (Neto, 2004). Na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Instantes referentes a um diagnóstico.

<i>Instante</i>	<i>Descrição</i>
Smart Alarms	Instante de geração do diagnóstico pelo Smart Alarms.
SDE	Instante do primeiro evento que faz parte da Sequência de Eventos (SDE) relacionada ao equipamento principal do diagnóstico.
ALR	Instante do primeiro evento que faz parte dos Alarmes relacionados ao equipamento do diagnóstico.

Exemplo de um Diagnóstico

Neste exemplo, é apresentado um diagnóstico (apenas a parte visível para o operador) extraído de uma ocorrência de falha da regional leste: [**14/03/12 00:40:34; RLD 04BP DESARME COM ABERTURA DE TERMINAIS REMOTOS**]. Nele contém: o instante de geração (14/03/12 00:40:34), a subestação da qual o equipamento principal faz parte (RLD), o código do equipamento (04BP), o tipo do diagnóstico (DESARME) e a caracterização do desarme (COM ABERTURA DE TERMINAIS REMOTOS).

4.5.2 Topologia

As informações sobre a topologia, fornecidas em tempo real pelo *Smart Alarms*, são descritas a seguir:

- **Conexões Físicas:** Essas conexões informam se dois equipamentos estão diretamente conectados (são vizinhos) de acordo com o arranjo físico (disposição física dos equipamentos), por exemplo, 04BP-RLD e 04S5-MSI estão conectados topologicamente. Também informam se dois transformadores compartilham a mesma barra, se existe ao menos uma linha de transmissão conectando duas subestações e se uma subestação pertence a uma regional.
- **Conexões Elétricas:** Essas conexões informam se dois equipamentos estão conectados eletricamente, ou seja, se entre dois equipamentos da rede elétrica existe fluxo de energia (passagem de corrente elétrica).
- **Tipos de Equipamento:** O tipo de um equipamento é identificado pelo seu código. São tipos de equipamento: Linha de Transmissão, Terminal de Linha, Banco Capacitor, Reator, Enrolamento de Transformador, Compensador Estático, Compensador Síncrono, Compensação Série, Barra, Gerador, Link de Gerador e Subestação (caso especial, quando ocorre blecaute).

O *Smart Alarms* fornece o estado das conexões físicas e elétricas tanto do momento atual quanto de momentos anteriores.

4.5.3 Relações de Causa e Efeito

A partir de análises de eventos, diagnósticos e relatórios de ocorrências foram identificadas diversas relações de causa e efeito entre os equipamentos (Seção 4.5.1). A maioria delas relaciona os seguintes tipos de equipamento: Linha de Transmissão, Barra e Transformador. Configura-se uma relação de causa e efeito quando um desarme de equipamento pode ser considerado a causa de outro. Por exemplo, quando um desarme de barra provoca um ou mais desarmes de transformadores. Cada uma dessas relações são apresentadas nos tópicos seguintes.

Causa: Desarme de Barra - Efeito: Desarme de Linha de Transmissão

São descritas a seguir as condições para que um desarme de barra possa ser considerado o responsável por um desarme de linha de transmissão:

1. Ambos os equipamentos estão inseridos na mesma subestação;
2. Os equipamentos estão conectados fisicamente;
3. Os equipamentos estavam conectados eletricamente antes da falha;
4. O desarme da barra deve ter ocorrido antes do desarme (caso exista) de outras barras localizadas no mesmo arranjo físico;
5. O desarme da barra deve ter ocorrido antes do desarme da linha de transmissão ou o desarme da linha de transmissão deve ter ocorrido antes do desarme da barra, mas existe outro desarme de linha ocorrido antes dos dois desarmes da relação;
6. Não houve defeito externo na linha.

Algumas considerações sobre as condições desta relação são feitas a seguir:

- No item 4, exige-se que o desarme da barra (causa da relação) tenha ocorrido antes que o desarme das demais barras que fazem parte da mesma configuração de barra. Normalmente, as configurações são definidas em barra dupla;

- No item 5, a condição é dividida em duas. Na primeira, exige-se que o desarme da barra (causa da relação) tenha ocorrido antes que o desarme da linha de transmissão (efeito da relação). Na segunda, busca-se tratar a dessincronização de tempo. De acordo com as análises de ocorrências, quando ocorrem desarmes de linhas juntamente com desarmes de barras em que o desarme de uma das linhas ocorre antes que os demais desarmes, caso a barra tenha um esquema de proteção associado, o desarme de barra se constitui como efeito do primeiro desarme de linha que ocorreu e como causa dos demais desarmes de linha, independentemente dos instantes que eles ocorreram;
- A condição apresentada no item 6 serve para evitar conflitos com outras relações, pois quando ocorre um desarme de linha por defeito externo, é necessário que o desarme de barra tenha ocorrido por abertura de terminais remotos.

Nesta relação, o efeito pode ser tanto um desarme da linha quanto um desarme de terminal de linha.

Causa: Desarme de Barra - Efeito: Desarme de Transformador

São descritas a seguir as condições para que um desarme de barra possa ser considerado o responsável por um desarme de transformador:

1. Ambos os equipamentos estão inseridos na mesma subestação;
2. Os equipamentos estão conectados fisicamente;
3. Os equipamentos estavam conectados eletricamente antes da falha;
4. O desarme da barra deve ter ocorrido antes ou no mesmo instante que o desarme (caso exista) da outras barras do mesmo arranjo físico;
5. Não existem desarmes de transformadores terra associados à barra;
6. O desarme do transformador não deve ter sido causado por defeito sistêmico.

Algumas considerações sobre as condições desta relação são feitas a seguir:

- No item 6, exige-se que o desarme do transformador não tenha ocorrido por defeito sistêmico. Normalmente, esse defeito ocorre quando se tem uma falha generalizada na rede elétrica e, dificilmente, a causa é descoberta logo após a ocorrência.

Causa: Desarme de Barra Com Abertura de Terminais Remotos - Efeito: Desarme de Terminal Linha de Transmissão Por Defeito Externo

São descritas a seguir as condições para que um desarme de terminal de linha de transmissão com aberturas de terminais remotos possa ser considerado o responsável por um desarme de terminal de linha de transmissão por defeito externo:

1. Ambos os equipamentos fazem parte de uma mesma subestação;
2. Os equipamentos estão conectados fisicamente;
3. Os equipamentos estavam conectados eletricamente antes da falha;
4. O desarme da barra deve ter ocorrido antes do desarme (caso exista) de outras barras localizadas no mesmo arranjo físico;
5. O desarme de linha ocorreu por defeito externo;
6. O desarme de barra ocorreu pela abertura de terminais remotos.

Algumas considerações sobre as condições desta relação são feitas a seguir:

- Nesta relação, o fator tempo não é considerado, pois ela é unidirecional, ou seja, não é possível que um desarme de terminal de linha de transmissão por defeito externo seja a causa de um desarme de barra com abertura de terminais remotos;
- Normalmente, o desarme de barra pela abertura de terminais remotos ocorre quando a barra não possui esquema de proteção. Nesse caso, as proteções da segunda zona (associadas às linhas) "enxergam" a falha causada pela barra. Portanto, o desarme de linha por defeito externo e o desarme de barra pela abertura de terminais remotos são diagnósticos complementares, ou seja, só ocorre um desarme de linha por defeito externo se ocorrer um desarme de barra pela abertura de terminais remotos.

Causa: Desarme de Barra – Efeito: Desarme De Barra

São descritas a seguir as condições para que um desarme de barra possa ser considerado o responsável por outro desarme de barra:

1. Ambos os equipamentos estão inseridos na mesma subestação;
2. As duas barras estavam conectadas eletricamente antes da falha;
3. As duas barras fazem parte de uma mesma configuração de barra;
4. O desarme da barra que representa a causa deve ter ocorrido antes do desarme da barra que representa o efeito.

Nesta relação, ambas as barras estão numa mesma configuração, seja uma configuração em barra dupla, em barra principal e transferência, em barra dupla e barra de transferência, etc.

Causa: Desarme de Barra - Efeito: Blecaute de Subestação

São descritas a seguir as condições para que um desarme de barra possa ser considerado o responsável por um blecaute de subestação:

1. A barra deve estar inserida na subestação que houve o blecaute;
2. O instante em que o desarme da barra foi sinalizado deve ser menor ou igual ao instante que o blecaute da subestação foi gerado;
3. O desarme da barra (causa) deve ter ocorrido antes que outros possíveis desarmes de barras inseridas na subestação do blecaute;
4. Não houve blecaute parcial ou total da regional que a subestação do blecaute (efeito) está inserida.

Um desarme de barra causa um blecaute na subestação que a barra está inserida pois, normalmente, o desarme da barra provoca o desarme em todas as linhas ou nos terminais de linha que estão conectadas à barra. Quando ocorre blecaute parcial ou total em uma regional (condição 4), esta relação não se concretiza pois, normalmente, nesses tipos de blecautes, os eventos são sinalizados em instantes totalmente diferentes daqueles em que realmente ocorreram. Nem mesmo a etapa de ajuste realizada para corrigir os eventos sinalizados de forma assíncrona é suficiente nesses casos.

Causa: Desarme de Barra - Efeito: Desarme de Equipamento

São descritas a seguir as condições para que um desarme de barra possa ser considerado o responsável por um desarme de equipamento que não seja do tipo linha de transmissão, transformador ou barra:

1. Ambos os equipamentos estão inseridos na mesma subestação;
2. O equipamento do desarme (efeito) não é do tipo linha de transmissão, transformador ou barra;
3. O desarme de barra ocorreu antes do desarme de equipamento.

Esta relação foi estabelecida para atender a desarmes que não são tão comuns, por exemplo, desarme de reatores. Tipicamente, eles são provocados por um desarme de barra.

Causa: Desarme de Linha de Transmissão – Efeito: Desarme De Barra

São descritas a seguir as condições para que um desarme de linha de transmissão possa ser considerado o responsável pela ocorrência de um desarme de barra:

1. Os equipamentos estão inseridos na mesma subestação;
2. Os equipamentos estão conectados fisicamente;
3. Os equipamentos estavam conectados eletricamente antes da falha;
4. O desarme da linha de transmissão, ou apenas o desarme do terminal dessa linha que refere-se à subestação na qual a barra está inserida, deve ter ocorrido antes do desarme da barra;
5. O desarme da linha de transmissão deve ter ocorrido antes de todos os possíveis outros desarmes de linhas de transmissão que também estavam conectadas eletricamente à barra;
6. O desarme da linha de transmissão não ocorreu por defeito externo.

Causa: Desarme de Linha de Transmissão – Efeito: Desarme de Transformador

São descritas a seguir as condições para que um desarme de linha de transmissão possa ser considerado o responsável pela ocorrência de um desarme de transformador:

1. Ambos os equipamentos estão inseridos na mesma subestação;
2. Os equipamentos estão conectados fisicamente;
3. Os equipamentos estavam conectados eletricamente antes da falha;
4. O desarme da linha de transmissão, ou o desarme do terminal dessa linha que refere-se à subestação em que o transformador está inserido, deve ter ocorrido antes que o desarme do transformador;
5. Não houve desarme de ao menos uma barra localizada exatamente entre a linha de transmissão e o transformador;
6. O desarme da linha de transmissão não foi causado por defeito externo;
7. O desarme do transformador não ocorreu por defeito sistêmico;
8. A proteção do transformador não atuou por sobrecorrente.

Tipicamente, esta relação ocorre quando a barra, localizada entre a linha de transmissão e o transformador, falha mas não possui esquema de proteção e, dessa maneira, não é possível gerar um desarme de barra. Por convenção dos especialistas, adotou-se que, para esses casos, o desarme da linha de transmissão é considerado o responsável pela ocorrência do desarme do transformador. A relação se concretiza apenas quando as condições descritas nos pontos 6, 7 e 8 são estritamente atendidas.

Causa: Desarme de Linha de Transmissão – Efeito: Blecaute em Subestação Vizinha

São descritas a seguir as condições para que um desarme de linha de transmissão possa ser considerado o responsável por um blecaute numa subestação vizinha:

1. O desarme da linha de transmissão não deve ter ocorrido por defeito externo;

2. A subestação do blecaute não é um dos terminais da linha de transmissão;
3. O desarme da linha de transmissão deve ter ocorrido antes do blecaute;
4. Não deve ter ocorrido desarme de barra na subestação do blecaute;
5. Não deve ter ocorrido desarme de linha de transmissão na subestação do blecaute;
6. Existia ao menos uma linha de transmissão conectando uma subestação pertencente à linha de transmissão (da causa) à subestação vizinha (que ocorreu blecaute);
7. Não deve ter ocorrido blecaute parcial ou de sistema.

Tipicamente, esta relação acontece quando diagnósticos da subestação de blecaute não são gerados, por exemplo, devido à perda de eventos. Dessa forma, considera-se que o desarme da linha de transmissão é o causador do blecaute na subestação adjacente, já que por meio dessa linha de transmissão é que a energia chega à subestação que ocorreu o blecaute.

Causa: Desarme de Transformador – Efeito: Desarme De Transformador

São descritas a seguir as condições para que um desarme de transformador possa ser considerado o responsável por um desarme de outro transformador:

1. Ambos os transformadores estão inseridos na mesma subestação;
2. Ambos os transformadores estão conectados eletricamente ao menos a uma barra em comum;
3. A proteção associada ao transformador, efeito da relação, deve ter atuado por sobreco-rente.

Tipicamente, esta relação ocorre quando um ou mais transformadores são desarmados e sobrecarregam os demais (que estão na mesma subestação).

Causa: Blecaute de Subestação – Efeito: Desarme De Equipamento

São descritas a seguir as condições para que um blecaute de subestação possa ser considerado o responsável por um desarme de equipamento:

1. O equipamento não é uma barra;
2. O equipamento está inserido na subestação que houve blecaute;
3. Não existe desarme de barra na subestação;
4. Deve ter ocorrido um blecaute parcial ou de sistema na regional na qual a subestação do blecaute está inserida.

Se houvesse um desarme de barra na subestação, o relacionamento de causa e efeito seria entre o blecaute da subestação e o desarme de barra e, conseqüentemente, esse desarme seria o causador do desarme do equipamento. É o que ocorre na próxima relação.

Causa: Blecaute de Subestação – Efeito: Desarme De Barra

São descritas a seguir as condições para que um blecaute de subestação possa ser considerado o responsável por um desarme de barra:

1. A barra está inserida na subestação do blecaute;
2. Deve ter ocorrido blecaute parcial ou de sistema na regional na qual a subestação está inserida.

Causa: Blecaute de Subestação – Efeito: Desarme de Equipamento por Defeito Sistêmico

São descritas a seguir as condições para que um blecaute de subestação possa ser considerado o responsável por um desarme de equipamento por defeito sistêmico:

1. O equipamento do desarme não é uma barra;
2. O equipamento está inserido na subestação do blecaute;
3. Não deve ter ocorrido desarme de barra na subestação de blecaute;
4. O desarme de equipamento deve ter ocorrido por defeito sistêmico.

Tipicamente, quando ocorrem blecautes parciais ou de sistema são gerados desarmes de equipamentos por defeito sistêmico.

Causa: Blecaute Parcial ou de Sistema – Efeito: Blecaute de Subestação

Um blecaute parcial ocorre quando a maioria das subestações de uma regional entra em blecaute. Já em um blecaute de sistema, todas as subestações da regional entram em blecaute. Convencionou-se, portanto, que um blecaute de regional é o causador de blecautes de subestações que estão inseridas nessa regional.

Capítulo 5

Implementação da Solução

Neste capítulo, é apresentada a implementação da solução proposta no capítulo 4. Inicialmente, é descrita a visão geral da solução (Seção 5.1). Em seguida, é apresentada a base de conhecimento escrita em Prolog (Seções 5.2.1 e 5.2.2). E, por fim, é apresentada a execução de análise de causa raiz para uma ocorrência de falha (Seção 5.3).

5.1 Visão Geral da Solução

O agente de análise de causa raiz está inserido no *Smart Alarms*. Por meio de um *listener*, ele captura os diagnósticos gerados e os armazena em um *buffer*. À medida que novos diagnósticos são sinalizados, o *buffer* é atualizado e o agente inicia o processo de análise de causa raiz. Os diagnósticos estruturados como objetos (conceito utilizado na linguagem Java) são convertidos para fatos (conceito utilizado na linguagem Prolog). Com a base de conhecimento preenchida, o agente encarrega-se de consultá-la, obter os pares de causa e efeito, montar as árvores de propagação de falha e enviar o resultado para o módulo de apresentação do *Smart Alarms*.

Na Figura 5.1, é ilustrada a arquitetura do agente de análise de causa raiz. O processo de análise de causa raiz é iniciado no *Software* de Pré Análise cujas funções são: Filtragem, *Bufferização*, Padronização e Conversão.

A filtragem considera apenas os diagnósticos de desarme e blecaute, pois eles são necessários para a análise de causa raiz. Os diagnósticos de energização e desenergização são decorrentes de ações intencionais realizadas pelos operadores e, portanto, não correspondem

a ocorrências de falha do sistema elétrico de potência.

A *bufferização* consiste em armazenar os diagnósticos filtrados em um *buffer* temporal, que a cada dois minutos é esvaziado. A análise de causa raiz é realizada considerando todos os diagnósticos armazenados no *buffer* e não apenas nos pacotes de diagnósticos que, eventualmente, são sinalizados.

Como explicado na Seção 4.5.1, os diagnósticos de desarme são gerados a partir da correlação de eventos. Logo, o instante de sinalização de um diagnóstico refere-se ao instante de um desses eventos. Um dos objetivos da padronização é garantir que o instante de sinalização do diagnóstico represente o instante da ocorrência do primeiro evento sinalizado que está relacionado ao diagnóstico. Outro objetivo da padronização é garantir que os instantes dos diagnósticos sejam de uma só fonte. Se todos os diagnósticos tiverem eventos SDE relacionados, então os instantes utilizados serão referentes a esses eventos. Caso algum diagnóstico não tenha nenhum evento SDE relacionado, os instantes dos eventos utilizados devem se referir aos eventos ALR. No caso de blecaute, é utilizado apenas o instante de geração do diagnóstico, pois ele não é gerado a partir da correlação de eventos.

A conversão consiste em obter os diagnósticos estruturados como objetos Java e os converter em fatos Prolog.

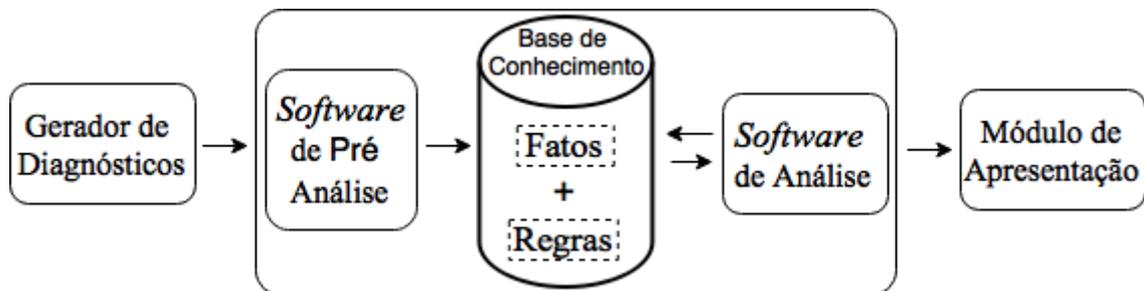


Figura 5.1: Arquitetura do Agente de Análise de Causa Raiz.

Por meio de um mecanismo de inferência de Prolog, o *Software* de Análise realiza consultas à base de conhecimento, obtém os pares de causa e efeito dos diagnósticos e estrutura as árvores de propagação de falha. Em seguida, o resultado obtido é enviado para o módulo de apresentação do *Smart Alarms*. O *Software* de Análise é executado sempre que a base de conhecimento é atualizada.

Na Figura 5.2, é ilustrado o processo de construção de árvore de propagação de falha re-

alizado pelo *Software* de Análise. Inicialmente, os diagnósticos (representados por círculos) estão armazenados na base de conhecimento (1). Em seguida, os pares de causa e efeitos dos diagnósticos são descobertos (2). Note que a causa é representada pela circunferência de onde se origina a seta e o efeito é representado pela circunferência de destino da seta. Por fim, os pares são conectados dando origem a árvore de propagação de falha (3). É importante ressaltar que as regras de relacionamento garantem que os pares de diagnósticos sempre formarão uma árvore acíclica e nunca dois nós representarão a causa de um mesmo efeito.

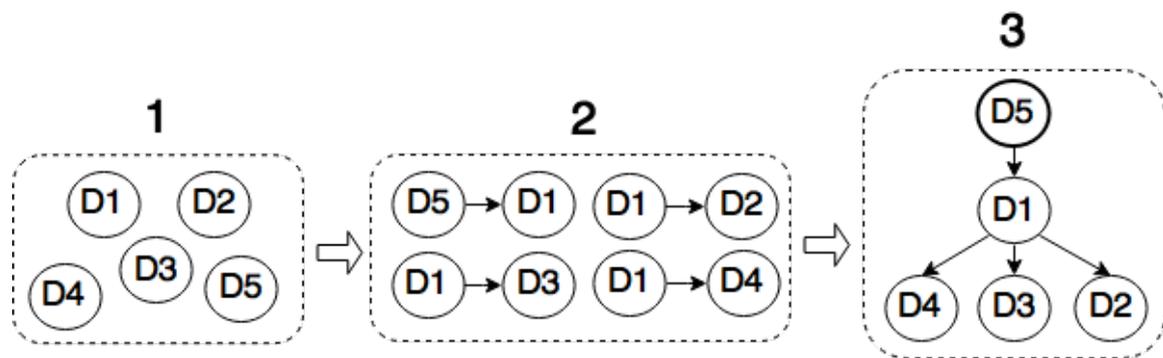


Figura 5.2: Processo de construção de árvore de propagação de falha.

5.2 Base de Conhecimento

5.2.1 Fatos

São descritos a seguir os fatos pertencentes à base de conhecimento do agente de análise de causa raiz. Eles são nada mais do que as informações dos diagnósticos (pertencentes a uma determinada ocorrência) descritas em Prolog. Note que, na Seção 4.5.1, são explicadas todas as características dos diagnósticos, entretanto, apenas aquelas necessárias para realizar a análise de causa raiz são convertidas para fatos. Para facilitar a explicação dos fatos apresentados nos trechos de códigos a seguir, os predicados estão preenchidos com argumentos mas que não necessariamente são de ocorrências reais.

No trecho do Código Fonte 5.1 são apresentados os fatos referentes aos atributos básicos dos diagnósticos. Perceba que um diagnóstico é referenciado pelo argumento do predicado

diagnostico (linha 1), que representa o identificador do diagnóstico. Logo, para referenciar um diagnóstico nos demais fatos e regras é utilizado esse argumento. É o que acontece no predicado **equipamento**, que pode ser entendido simplesmente da seguinte maneira: o diagnóstico cujo id é '93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3' refere-se ao equipamento cujo nome é '04F1-RLD/ART' (linha 2). Denominemos esse equipamento de “equipamento principal”, já que outros equipamentos podem estar no mesmo diagnóstico, ainda que seja apenas para complementar a explicação do diagnóstico.

O predicado **subestacao** (linha 3) refere-se à subestação na qual o equipamento principal do diagnóstico está inserido. Esse predicado pode referenciar mais de uma vez o mesmo diagnóstico, caso o equipamento principal seja uma linha de transmissão. O predicado **terminal** (linha 4) só é utilizado caso o equipamento principal seja uma linha de transmissão. Ele é útil para indicar quais os terminais desarmaram.

Código Fonte 5.1: Fatos referentes aos atributos básicos dos diagnósticos.

```
1 diagnostico ("4398C417-B1DB-4233-8667-0C3DD883C863").
2 equipamento ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "04F1-RLD/ART").
3 subestacao ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "ART").
4 terminal ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "RLD").
```

No trecho do Código Fonte 5.2, são apresentados os predicados **instante** (linha 1) e **instante-primeiro-evento-da-ocorrencia** (linha 2). O segundo argumento de ambos os predicados são numéricos e representam instantes dos diagnósticos em milissegundos. O segundo predicado diz respeito ao instante em que foi sinalizado o primeiro diagnóstico da ocorrência representada na base de fatos.

Código Fonte 5.2: Fatos referentes aos instantes dos diagnósticos.

```
1 instante ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", 1388816165754).
2 instante_primeiro_evento_da_ocorrencia ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11
  F5FC1D62B3", 1388816165754).
```

Um diagnóstico pode ser do tipo desarme, quando faz referência a um equipamento, ou do tipo blecaute, quando faz referência a uma subestação ou regional. No trecho do Código Fonte 5.3, são apresentados os predicados **desarme** (linha 1), que evidencia a ocorrência de desarme no equipamento principal do diagnóstico (referenciado no argumento), e **blecaute**

(linha 2), que revela um blecaute na subestação ou regional na qual o diagnóstico indicado no argumento do predicado faz referência.

Código Fonte 5.3: Fatos referentes aos tipos de diagnósticos.

- ```
1 desarme ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3").
2 blecaute ("E77BFA0B-0715-48BB-8D98-5D1CF361F463").
```
- 

No trecho do Código Fonte 5.4, são apresentados os fatos referentes às características dos desarmes. No predicado *abertura-terminais-remotos*, o desarme do diagnóstico (referenciado no argumento) é caracterizado pela abertura dos terminais remotos. Essa característica pode ocorrer apenas em barra, quando ela não possui esquema de proteção associada. No predicado *defeito-externo*, o desarme do diagnóstico (referenciado no argumento) é caracterizado por defeito externo, ou seja, algum defeito que não está relacionado necessariamente ao próprio equipamento. Essa característica pode ocorrer apenas em linha de transmissão.

No predicado *defeito-sistêmico* (linha 3), o desarme do diagnóstico (referenciado no primeiro argumento) é caracterizado por defeito sistêmico, ou seja, algum problema generalizado na subestação que provocou o desarme de diversos equipamentos. O segundo argumento desse predicado refere-se ao nome do equipamento que desarmou (equipamento principal). No predicado *falha-disjuntor* (linha 4), o desarme do diagnóstico (referenciado no primeiro argumento) é caracterizado pela ocorrência de falha em um disjuntor associado ao equipamento principal. O segundo argumento do predicado representa o disjuntor que falhou.

---

Código Fonte 5.4: Fatos referentes às características dos desarmes.

---

- ```
1 abertura_terminais_remotos ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3").
2 defeito_externo ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3").
3 defeito_sistemico ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "01K1-RCD").
4 falha_disjuntor ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "14V4-CGD").
```
-

No trecho do Código Fonte 5.5, são apresentados os fatos referentes às variáveis dos diagnósticos. O predicado *barra-associada* é utilizado apenas no caso em que o diagnóstico (referenciado no primeiro argumento) refere-se a um desarme de barra. Esse predicado relaciona o diagnóstico às barras que fazem parte da mesma configuração.

No predicado *protecao*, o diagnóstico (referenciado no primeiro argumento), normal-

mente, refere-se a um desarme de transformador ou linha de transmissão. O segundo argumento do predicado revela qual o tipo de proteção atuou sobre o equipamento principal. No predicado *trafo-desarmado*, o diagnóstico (referenciado no primeiro argumento), normalmente, refere-se a um desarme de barra, que por sua vez leva ao desarme de transformadores terra, representado no segundo argumento desse predicado.

Código Fonte 5.5: Fatos referentes às variáveis dos diagnósticos.

- 1 barra_associada ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "02BP-ACD").
 - 2 protecao ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "SOBRECORRENTE").
 - 3 trafo_desarmado ("93F88778-F30A-4D4B-9842-11F5FC1D62B3", "02T6-NTD").
-

No trecho do Código Fonte 5.6, é apresentado o predicado *diagnostico-blecaute*, que é utilizado para caracterizar blecautes ocorridos em regionais. Nesse caso, o diagnóstico é representado pelo próprio nome da regional (primeiro argumento). O segundo argumento revela se houve um blecaute parcial ou de sistema.

Código Fonte 5.6: Fato relacionado a diagnóstico de blecaute.

- 1 diagnostico_blecaute ("LESTE", "BLECAUTE_SITEMA").
-

5.2.2 Regras de Inferência

Para que as regras sejam entendidas pelo leitor, será explicado, brevemente, a sua semântica. Note que as regras são definidas em termos de fatos e de outras regras. Podem ser utilizadas conjunções, disjunções e negações em sua definição. O símbolo :- pode ser lido como ‘se’. Portanto, a parte da regra à esquerda de :- é denominada **conclusão** enquanto que a parte da regra à direita é denominada **condição**. Para que a **conclusão** seja verdadeira, a **condição** precisa também ser verdadeira.

Regras Intermediárias

Inicialmente, são apresentadas algumas regras intermediárias. Elas são assim chamadas porque são regras construídas com o propósito de facilitar a definição das regras principais e, portanto, são comumente utilizadas.

No trecho do Código Fonte 5.7, são apresentadas as regras para a verificação de tipos de equipamentos. É importante notar que essas regras são definidas em uma linguagem híbrida

que permite utilizar Prolog juntamente com alguns conceitos da linguagem Java. Portanto, o símbolo **topology** representa um objeto (conceito da linguagem Java) que possui alguns métodos, como **line** (linha 2), **busbar** (linha 2), **powertransformer** (linha 6). Eles recebem como argumento o nome do equipamento e retornam um inteiro (0 se a saída for falsa e 1 se a saída for verdadeira).

Na linha 1, é definida a regra **linha**. O seu único argumento é uma referência de um diagnóstico, representado pela variável **DIAG**. Logo, a conclusão que se quer chegar é a de que o diagnóstico (**DIAG**) está relacionado a um equipamento do tipo linha de transmissão. A condição que deve ser atendida é a de que o nome do equipamento, representado pela variável **COD**, deve se referir a uma linha de transmissão. Para isso, é utilizado o método **line** (linha 2) do objeto **topology**. Em seguida, o valor retornado, representado pela variável **R**, é comparado ao valor que configura caso de sucesso (**1**). Portanto, caso **DIAG** seja um diagnóstico referente a uma linha de transmissão, a conclusão será verdadeira. Explicação análoga pode ser dada para as regras **barra** (linha 3) e **transformador** (linha 5).

Código Fonte 5.7: Regras intermediárias de tipos de equipamentos.

```

1 linha (DIAG) :- equipamento (DIAG, COD) ,
2     topology <- line (COD) returns R, R = 1.
3 barra (DIAG):- equipamento (DIAG, COD) ,
4     topology <- busbar (COD) returns R, R = 1.
5 transformador (DIAG) :- equipamento (DIAG, COD) ,
6     topology <- powertransformer (COD) returns R, R = 1.

```

No trecho do Código Fonte 5.8, são apresentadas regras para verificação de conexões topológicas. A regra **linha-barra-conectados-topologicamente** (linha 1) verifica se os equipamentos principais de ambos os diagnósticos estão conectados (são adjacentes) de acordo com a configuração topológica da rede elétrica. Essa verificação é facilitada pelo uso do método **hasRelationLineBusbar**, que recebe como argumento dois nomes de equipamentos. Caso o primeiro e o segundo argumentos representem uma linha de transmissão e uma barra, respectivamente, é realizada uma verificação sobre a conexão topológica dos equipamentos. De forma análoga, pode-se explicar a regra **transformador-barra-conectados-topologicamente** (linha 6), que verifica se dois equipamentos estão conectados topologicamente, sendo um do tipo transformador e o outro linha de transmissão.

Código Fonte 5.8: Regras intermediárias de conexões topológicas.

```

1 linha_barra_conectados_topologicamente (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA) :-
2   equipamento (DIAGN.BARRA, BARRA),
3   equipamento (DIAG.LINHA, LINHA),
4   topology <- hasRelationLineBusbar (LINHA, BARRA) returns R, R = 1.
5
6 transformador_barra_conectados_topologicamente (DIAG.TRANSFORMADOR,
7   DIAG.BARRA) :-
8   equipamento (DIAG.TRANSFORMADOR, TRANSFORMADOR),
9   equipamento (DIAG.BARRA, BARRA),
10  topology <- hasRelationTrafoBusbar (TRANSFORMADOR, BARRA) returns R, R =
11  1.

```

No trecho do Código Fonte 5.9, a regra **estavam-conectados-eletricamente** (linha 1) verifica se dois equipamentos estavam eletricamente conectados antes da ocorrência de falha. Observe a variável **INSTANTE** (linha 5). Ela representa o instante que a ocorrência foi iniciada. Logo, o método **wereConnected** (linha 6) verifica se em momentos antes da ocorrência os equipamentos principais dos diagnósticos **DIAG-1** e **DIAG-2** estavam conectados eletricamente.

Código Fonte 5.9: Regra intermediária de conexão elétrica.

```

1 estavam_conectados_eletricamente (DIAG_EQUIP_1, DIAG_EQUIP_2) :-
2   DIAG_EQUIP_1 \= DIAG_EQUIP_2,
3   equipamento (DIAG_EQUIP_1, EQUIPAMENTO_1),
4   equipamento (DIAG_EQUIP_2, EQUIPAMENTO_2),
5   instante_primeiro_evento_da_ocorrencia (_, INSTANTE),
6   topology <- wereConnected (EQUIP_1, EQUIP_2, INSTANTE) returns R, R = 1.

```

No trecho do Código Fonte 5.10, são apresentadas algumas regras intermediárias que também são muito utilizadas. A regra **subestacao-igual** (linha 1) verifica se os equipamentos principais dos diagnósticos estão inseridos na mesma subestação. A regra **instante-menor** (linha 5) verifica se o diagnóstico **DIAG-1** foi sinalizado antes do **DIAG-2**. De forma análoga, a **instante-menor-igual** (linha 11) verifica se o diagnóstico **DIAG-1** foi sinalizado antes ou no mesmo instante do **DIAG-2**.

Código Fonte 5.10: Regras intermediárias comumente utilizadas.

```
1 subestacao_igual (DIAG_1, DIAG_2) :-
2   subestacao (DIAG_1, SUBESTACAO),
3   subestacao (DIAG_2, SUBESTACAO).
4
5 instante_menor (DIAG_1, DIAG_2) :-
6   DIAG_1 \= DIAG_2,
7   instante (DIAG_1, INSTANTE_1),
8   instante (DIAG_2, INSTANTE_2),
9   INSTANTE_1 < INSTANTE_2 .
10
11 instante_menor_igual (DIAGNOSTICO_1, DIAGNOSTICO_2) :-
12   DIAGNOSTICO_1 \= DIAGNOSTICO_2,
13   instante (DIAGNOSTICO_1, INSTANTE_1),
14   instante (DIAGNOSTICO_2, INSTANTE_2),
15   INSTANTE_1 =< INSTANTE_2.
```

Regras Principais

As regras principais são assim chamadas por serem as regras que relacionam os diagnósticos. Por meio delas, é que se pode obter os pares de causa e efeito. Mesmo que cada parte das regras tenha sido explicada na Seção 4.5.3, ainda serão feitos comentários com um cunho mais técnico em alguns trechos dos códigos com o objetivo de facilitar o entendimento do leitor.

No trecho do Código Fonte 5.11, é apresentada a regra **desarme-barra-caoa-desarme-linha** (linha 1). É importante observar as regras das linhas 4 e 6, relacionadas ao instante de sinalização. Para que esse relacionamento de causa e efeito seja concretizado, é necessário que o diagnóstico de barra **DIAG-BARRA** tenha ocorrido antes do diagnóstico de linha de transmissão **DIAG-LINHA** (linha 4) **ou** o diagnóstico de linha de transmissão **DIAG-LINHA** tenha ocorrido antes do diagnóstico de barra **DIAG-BARRA** (linha 5) mas outro diagnóstico de linha de transmissão tenha sido sinalizado antes do **DIAG-LINHA** (linha 6).

A regra **barra-principal-desarmou-antes-barra-auxiliar** (linha 9) verifica se existe outro diagnóstico de barra e, caso faça parte da mesma configuração de barra do **DIAG-BARRA**, o desarme de **DIAG-BARRA** deve ter ocorrido primeiro. Na linha 10, existe uma negação do fato que o desarme de **DIAG-LINHA** não deve ter ocorrido por defeito externo.

 Código Fonte 5.11: Regra: Desarme de barra - Desarme de linha de transmissão.

```

1  desarme_barra_causa_desarme_linha (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA) :-
2    barra (DIAG.BARRA), linha (DIAG.LINHA),
3    subestacao_igual (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA),
4    (instante_menor_igual (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA);
5     instante_menor (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA),
6     linha_desarmou_depois_de_outra (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA)),
7    linha_barra_conectados_topologicamente (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA),
8    estavam_conectados_eletricamente (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA),
9    barra_principal_desarmou_antes_barra_auxiliar (DIAG.BARRA),
10   not (defeito_externo (DIAG.LINHA)).

```

No trecho do Código Fonte 5.12, é apresentada a regra **desarme-barra-causa-desarme-transformador** (linha 1). A negação do fato **trafo-desarmado** (linha 8) significa dizer que uma das condições para que o desarme em **DIAG-BARRA** tenha sido a causa do desarme em **DIAG-TRANSFORMADOR** é que não deve ter ocorrido nenhum desarme de transformador terra associado à barra, equipamento principal do **DIAG-BARRA**.

Caso o desarme de **DIAG-TRANSFORMADOR** não tenha ocorrido por defeito sistêmico (linha 9), a regra é satisfeita. Caso o desarme de **DIAG-TRANSFORMADOR** tenha ocorrido por defeito sistêmico, é necessário que a subestação em que o transformador do **DIAG-TRANSFORMADOR** está inserido (linha 11) tenha sido atingida por um blecaute (linha 12).

 Código Fonte 5.12: Regra: Desarme de barra - Desarme de transformador.

```

1  desarme_barra_causa_desarme_transformador (DIAG.BARRA, DIAG.TRANSFORMADOR)
2    :-
3    barra (DIAG.BARRA), transformador (DIAG.TRANSFORMADOR),
4    subestacao_igual (DIAG.BARRA, DIAG.TRANSFORMADOR),
5    transformador_barra_conectados_topologicamente (DIAG.TRANSFORMADOR,
6     DIAG.BARRA),
7    estavam_conectados_eletricamente (DIAG.BARRA, DIAG.TRANSFORMADOR),
8    instante_menor_igual (DIAG.BARRA, DIAG.TRANSFORMADOR),
9    (barra_principal_desarmou_antes_barra_auxiliar (DIAG.BARRA);
10     barra_principal_desarmou_mesmo_instante_barra_auxiliar (DIAG.BARRA)),
11   not (trafo_desarmado (DIAG.BARRA, -)),
12   (not (defeito_sistmico (DIAG.TRANSFORMADOR, -)));

```

```

10 ( defeito_sistêmico (DIAG.TRANSFORMADOR, -) ,
11   subestacao (DIAG.TRANSFORMADOR, SUBESTACAO.BLECAUTE) ,
12   blecaute (SUBESTACAO.BLECAUTE) ) ) .

```

No trecho do Código Fonte 5.13, é apresentada a regra **desarme-barra-com-abertura-terminais-remotos-causa-desarme-linha-defeito-externo** (linha 1). Essa relação de causa e efeito que é estabelecida entre um diagnóstico de barra (**DIAG-BARRA**) e um diagnóstico de linha de transmissão (**DIAG-LINHA**) é única. Pois só ocorre um desarme de barra com abertura dos terminais remotos (linha 8) quando ao menos um desarme de linha de transmissão por defeito sistêmico (linha 7) é sinalizado. Note que o fator tempo não é utilizado para estabelecer essa relação. Nesse caso, o diagnóstico de linha de transmissão (**DIAG-LINHA**) é sinalizado antes do diagnóstico de barra (**DIAG-BARRA**) devido a barra não ter esquema de proteção associada. Ainda assim, a causa dessa relação é o diagnóstico do desarme de barra.

Código Fonte 5.13: Regra: Desarme de barra com abertura de terminais remotos - Desarme de terminal de linha de transmissão por defeito externo.

```

1 desarme_barra_com_abertura_terminais_remotos_causa_
2   desarme_linha_defeito_externo (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA) :-
3   barra (DIAG.BARRA) , linha (DIAG.LINHA) ,
4   linha_barra_conectados_topologicamente (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA) ,
5   estavam_conectados_eletricamente (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA) ,
6   barra_principal_desarmou_antes_barra_auxiliar (DIAG.BARRA) ,
7   defeito_externo (DIAG.LINHA) ,
8   abertura_terminais_remotos (DIAG.BARRA) .

```

No trecho de Código 5.14, é apresentada a regra **desarme-barra-causa-desarme-barra**. Essa relação tem como fator fundamental o tempo de sinalização dos diagnósticos (linha 4). O fato **barra-mesma-configuração** (linha 7) é utilizado para se certificar que ambas as barras fazem parte da configuração. Por exemplo, numa configuração em barra dupla, uma das barras pode desarmar e provocar o desarme da outra barra.

Código Fonte 5.14: Regra: Desarme de barra – Desarme de barra.

```

1 desarme_barra_causa_desarme_barra (DIAG.BARRA_1, DIAG.BARRA_2) :-
2   barra (DIAG.BARRA_1) , barra (DIAG.BARRA_2) ,

```

```

3  subestacao_igual (DIAG.BARRA_1, DIAG.BARRA_2) ,
4  instante_menor (DIAG.BARRA_1, DIAG.BARRA_2) ,
5  estavam_conectados_eletricamente (DIAG.BARRA_1, DIAG.BARRA_2) ,
6  equipamento (DIAG.BARRA_2, BARRA_2) ,
7  barra_mesma_configuracao (DIAG.BARRA_1, BARRA_2) .

```

No trecho do Código Fonte 5.15, é apresentada a regra **desarme-barra-blecaute** (linha 1). A regra **barra-desarmou-primeiro-subestacao** (linha 6) certifica-se que o desarme da barra do diagnóstico **DIAG-BARRA** ocorreu antes que outros possíveis desarmes de barra ocorridos na mesma subestação. A relação de causa e efeito entre **DIAG-BARRA** e **DIAG-BLECAUTE** somente se concretiza se na ocorrência de falha não houver um blecaute relacionado à regional (linha 7).

Código Fonte 5.15: Regra: Desarme de barra - Blecaute de subestação.

```

1  desarme_barra_causa_blecaute (DIAG.BARRA, DIAG.BLECAUTE) :-
2  barra (DIAG.BARRA) ,
3  blecaute (DIAG.BLECAUTE) ,
4  subestacao_igual (DIAG.BARRA, DIAG.BLECAUTE) ,
5  instante_menor_igual (DIAG.BARRA, DIAG.BLECAUTE) ,
6  barra_desarmou_primeiro_subestacao (DIAG.BARRA) ,
7  not (teve_blecaute_parcial_ou_sistema) .

```

No trecho do Código Fonte 5.16, é apresentada a regra **desarme-barra-blecaute-desarme-equipamento** (linha 1). Ela estabelece o relacionamento entre um diagnóstico de barra (**DIAG-BARRA**) e um diagnóstico que pode referenciar qualquer tipo de equipamento, exceto linha de transmissão, transformador e barra (**DIAG**). Normalmente, esse relacionamento é concretizado quando ocorrem blecautes parciais ou de sistema, ocasiões em que são sinalizados diagnósticos de vários tipos de equipamentos.

Código Fonte 5.16: Regra: Desarme de barra - Desarme de equipamento.

```

1  desarme_barra_causa_desarme_equipamento (DIAG.BARRA, DIAG) :-
2  barra (DIAG.BARRA) ,
3  desarme (DIAG) ,
4  not (linha (DIAG)) ,
5  not (transformador (DIAG)) ,
6  not (barra (DIAG)) ,

```

```

7  subestacao_igual (DIAG.BARRA, DIAG) ,
8  instante_menor (DIAG.BARRA, DIAG) .

```

No trecho do Código Fonte 5.17, é apresentada a regra **desarme-linha-causa-desarme-barra**. Nesse relacionamento, o tempo é considerado um fator essencial. Pois é necessário que o diagnóstico **DIAG-LINHA** tenha sido sinalizado antes do diagnóstico **DIAG-BARRA** (linha 6) e antes de outros possíveis diagnósticos de linha de transmissão que também está conectada à barra do **DIAG-BARRA** (linha 7).

Código Fonte 5.17: Regra: Desarme de linha de transmissão - Desarme de barra.

```

1  desarme_linha_causa_desarme_barra (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA) :-
2  linha (DIAG.LINHA) ,
3  barra (DIAG.BARRA) ,
4  linha_barra_conectados_topologicamente (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA) ,
5  estavam_conectados_eletricamente (DIAG.BARRA, DIAG.LINHA) ,
6  instante_menor (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA) ,
7  not (linha_desarmou_depois_de_outra (DIAG.LINHA, DIAG.BARRA)) ,
8  not (defeito_externo (DIAG.LINHA)) .

```

No trecho do Código Fonte 5.18, é apresentada a regra **desarme-linha-causa-desarme-transformador**. Note que a relação de causa e efeito entre um diagnóstico de linha de transmissão (**DIAG-LINHA**) e um diagnóstico de transformador (**DIAG-TRANSFORMADOR**) apenas ocorre se não existir nenhum diagnóstico de desarme da barra que interliga a linha de transmissão e o transformador (linha 7) e se as proteções de sobrecorrentes associadas ao transformador do **DIAG-TRANSFORMADOR** não atuaram (linhas 9 e 10).

Código Fonte 5.18: Regra: Desarme de linha de transmissão – Desarme de transformador.

```

1  desarme_linha_causa_desarme_transformador (DIAG.LINHA, DIAG.TRANSFORMADOR)
   :-
2  linha (DIAG.LINHA) ,
3  transformador (DIAG.TRANSFORMADOR) ,
4  subestacao_igual (DIAG.LINHA, DIAG.TRANSFORMADOR) ,
5  estavam_conectados_eletricamente (DIAG.LINHA, DIAG.TRANSFORMADOR) ,
6  instante_menor (DIAG.LINHA, DIAG.TRANSFORMADOR) ,
7  not (existe_desarme_barra_entre_linha_transformador (DIAG.LINHA,
   DIAG.TRANSFORMADOR)) ,

```

```

8   not( defeito_sistêmico (DIAG_TRANSFORMADOR, -) ),
9   not( protecao (DIAG_TRANSFORMADOR, "SOBRECORRENTE FASES" ) ),
10  not( protecao (DIAG_TRANSFORMADOR, "SOBRECORRENTE" ) ).

```

No trecho do Código Fonte 5.19, é apresentada a regra **desarme-linha-cause-blecaute-subestacao-vizinha**. Esse relacionamento ocorre quando a subestação do **DIAG-BLECAUTE** depende unicamente da energia transportada pela linha de transmissão do **DIAG-LINHA**, mas não está diretamente associada à linha de transmissão, ou seja, a subestação de **DIAG-BLECAUTE** não representa um dos terminais da linha de transmissão de **DIAG-LINHA** (linha 5). Eis o motivo de ser chamada de “subestação vizinha”.

Note que deve existir uma linha de transmissão que conecte um dos terminais da linha de transmissão do **DIAG-LINHA** à subestação do **DIAG-BLECAUTE** (linhas 10 e 11) e não deve ter ocorrido nenhum diagnóstico de desarme de barra nem de linha de transmissão na subestação do **DIAG-BLECAUTE** (linhas 7 e 8).

Código Fonte 5.19: Regra: Desarme de linha de transmissão – Blecaute em subestação vizinha.

```

1  desarme_linha_causa_blecaute_subestacao_vizinha (DIAG_LINHA, DIAG_BLECAUTE
   ) :-
2  linha (DIAG_LINHA),
3  blecaute (DIAG_BLECAUTE),
4  not( defeito_externo (DIAG_LINHA) ),
5  not( subestacao_igual (DIAG_LINHA, DIAG_BLECAUTE) ),
6  instante_menor (DIAG_LINHA, DIAG_BLECAUTE),
7  not( existe_desarme_barra_na_subestacao (DIAG_BLECAUTE) ),
8  not( existe_desarme_linha_na_subestacao (DIAG_BLECAUTE) ),
9  equipamento (DIAG_LINHA, LINHA),
10 subestacao (DIAG_BLECAUTE, SUBESTACAO),
11 existe_linha_conectando_subestacao (LINHA, SUBESTACAO),
12 not( teve_blecaute_parcial_ou_sistema ).

```

No trecho do Código Fonte 5.20, é apresentada a regra **desarme-transformador-cause-desarme-transformador**. Normalmente, esse relacionamento ocorre quando um ou mais transformadores ficam sobrecarregados. Para garantir que **DIAG-TRANSFORMADOR** e **DIAG-SOBRECORRENTE-TRANSFORMADOR** não fazem referência ao mesmo di-

agnóstico, é realizada uma simples comparação (linha 3). Note que para que esse relacionamento se concretize, é necessário que os transformadores estejam em um mesmo arranjo físico, ou seja, estejam conectados ao menos a uma barra em comum (linha 8) e que a proteção de sobrecorrente do transformador do **DIAG-SOBRECORRENTE-TRANSFORMADOR** tenha atuado (linhas 6 e 7).

Código Fonte 5.20: Regra: Desarme de transformador – Desarme De transformador.

```

1  desarme_transformador_causa_desarme_transformador (DIAG_TRANSFORMADOR,
      DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR) :-
2  transformador (DIAG_TRANSFORMADOR) ,
3  transformador (DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR) ,
4  DIAG_TRANSFORMADOR \= DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR,
5  subestacao_igual (DIAG_TRANSFORMADOR, DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR) ,
6  (protecao (DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR, "SOBRECORRENTE FASES") ;
7  protecao (DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR, "SOBRECORRENTE") ) ,
8  transformadores_compartilham_mesma_barra (DIAG_TRANSFORMADOR,
      DIAG_SOBRECORRENTE_TRANSFORMADOR) .

```

No trecho do Código Fonte 5.21, é apresentada a regra **blecaute-subestacao-causa-desarme-equipamento** (linha 1). Esse relacionamento é estabelecido quando ocorre blecaute parcial ou de sistema (linha 7) e não ocorre desarme de barra na subestação que houve blecaute (**DIAG-BLECAUTE**, linha 6). O desarme do diagnóstico **DIAG** pode fazer referência a qualquer tipo de equipamento, exceto barra (linha 4).

Código Fonte 5.21: Regra: Blecaute de subestação – Desarme de equipamento.

```

1  blecaute_subestacao_causa_desarme_equipamento (DIAG_BLECAUTE, DIAG) :-
2  blecaute (DIAG_BLECAUTE) ,
3  desarme (DIAG) ,
4  not ( barra (DIAG) ) ,
5  subestacao_igual (DIAG_BLECAUTE, DIAG) ,
6  not ( existe_desarme_barra_na_subestacao (DIAG_BLECAUTE) ) ,
7  teve_blecaute_parcial_ou_sistema .

```

No trecho de Código Fonte 5.22, é apresentada a regra **blecaute-subestacao-causa-desarme-barra** (linha 1). Esse relacionamento é estabelecido quando ocorre blecaute parcial ou de sistema (linha 5). Normalmente, nessas ocasiões, são sinalizadas dezenas de di-

agnósticos. A relação de causa e efeito entre o diagnóstico de blecaute (**DIAG-BLECAUTE**) e o diagnóstico de barra (**DIAG-BARRA**) é extremamente útil, pois facilita o entendimento da árvore de propagação de falha resultante da análise de causa raiz, já que ela é formada por um grande número de nós.

Código Fonte 5.22: Regra: Blecaute de subestação – Desarme de barra.

```

1 blecaute_subestacao_causa_desarme_barra (DIAG.BLECAUTE, DIAG.BARRA) :-
2   blecaute (DIAG.BLECAUTE) ,
3   barra (DIAG.BARRA) ,
4   subestacao_igual (DIAG.BLECAUTE, DIAG.BARRA) ,
5   teve_blecaute_parcial_ou_sistema .

```

No trecho de Código Fonte 5.23, é apresentada a regra **blecaute-subestacao-causa-defeito-sistêmico** (linha 1). Normalmente, quando é sinalizado um diagnóstico por defeito sistêmico (linha 5), ocorre blecaute na subestação em que o equipamento principal do diagnóstico **DIAG** está inserido. Note que esse relacionamento pode ocorrer independentemente de haver blecaute parcial ou de sistema, diferentemente da regra apresentada no Código Fonte 5.21, que só é estabelecida quando ocorre blecaute parcial ou de sistema.

Código Fonte 5.23: Regra: Blecaute de subestação – Desarme de equipamento por defeito sistêmico.

```

1 blecaute_subestacao_causa_defeito_sistemico (DIAG.BLECAUTE, DIAG) :-
2   blecaute (DIAG.BLECAUTE) ,
3   desarme (DIAG) ,
4   not ( barra (DIAG) ) ,
5   defeito_sistemico (DIAG, _ ) ,
6   subestacao_igual (DIAG.BLECAUTE, DIAG) ,
7   not ( existe_desarme_barra_na_subestacao (DIAG.BLECAUTE) ) .

```

No trecho do Código Fonte 5.24, são apresentadas duas regras: **blecaute-parcial-causa-blecaute-subestacao** e **blecaute-sistema-causa-blecaute-subestacao** (linhas 1 e 8, respectivamente). Note que blecaute parcial e de sistema fazem referência a alguma regional e, portanto, nessas ocasiões, estabelece-se um relacionamento entre o diagnóstico de blecaute de regional (**DIAG-BLECAUTE-PARCIAL** ou **DIAG-BLECAUTE-SISTEMA**) e o diagnóstico de blecaute de subestação (**DIAG-BLECAUTE-SUBESTACAO**).

Código Fonte 5.24: Regra: Blecaute parcial ou de sistema – Blecaute de subestação.

```
1 blecaute_parcial_causa_blecaute_subestacao (DIAG.BLECAUTE_PARCIAL,  
    SUBESTACAO_BLECAUTE) :-  
2     DIAG.BLECAUTE_PARCIAL = "BLECAUTE_PARCIAL",  
3     diagnostico_simulado (REGIONAL, DIAG.BLECAUTE_PARCIAL),  
4     subestacao (DIAG.BLECAUTE.SUBESTACAO, SUBESTACAO_BLECAUTE),  
5     blecaute (DIAG.BLECAUTE.SUBESTACAO),  
6     subestacao_pertence_regional (SUBESTACAO_BLECAUTE, REGIONAL).  
7  
8 blecaute_sistema_causa_blecaute_subestacao (DIAG.BLECAUTE_SISTEMA,  
    SUBESTACAO_BLECAUTE) :-  
9     DIAG.BLECAUTE_SISTEMA = "BLECAUTE_SISTEMA",  
10    diagnostico_simulado (REGIONAL, DIAG.BLECAUTE_SISTEMA),  
11    subestacao (DIAG.BLECAUTE.SUBESTACAO, SUBESTACAO_BLECAUTE),  
12    blecaute (DIAG.BLECAUTE.SUBESTACAO),  
13    subestacao_pertence_regional (SUBESTACAO_BLECAUTE, REGIONAL).
```

5.3 Execução de Uma Análise

Nesta seção, são apresentados os passos de execução de análise de causa raiz para uma ocorrência de falha. No trecho do Código Fonte 5.25, são apresentados os diagnósticos decorrentes de uma ocorrência do dia 25 de agosto de 2012.

Código Fonte 5.25: Diagnósticos de uma ocorrência de falha.

```
1 [25/08/12 15:19:36; CTM/CGD 04C3 DESARME CRA SEM SUCESSO CTM, COM  
    BLOQUEIO (DISTANCIA)]  
2 [25/08/12 15:19:37; TAC/CGD 04C1 DESARME TERMINAL CGD COM BLOQUEIO (  
    DISTANCIA)]  
3 [25/08/12 15:19:39; TAC/CGD 04C2 DESARME TERMINAL CGD COM BLOQUEIO (  
    DISTANCIA)]  
4 [25/08/12 15:19:39; CGD/NTD 04V3 DESARME TERMINAL CGD COM BLOQUEIO (  
    DISTANCIA)]  
5 [25/08/12 15:19:43; CGD 04T5 DESARME COM BLOQUEIO]  
6 [25/08/12 15:19:49; CGD/NTD 04V4 DESARME CRA SEM SUCESSO CGD, COM  
    BLOQUEIO CGD, COM FALHA 14V4-CGD (DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA)  
    ]
```

-
- 7 [25/08/12 15:19:49; CGD/UCG 04P1 DESENERGIZADA (CHAVES NAO
SUPERVISIONADAS) ;DESENERGIZACAO]
- 8 [25/08/12 15:19:49; CGD 04B1 DESARME COM FALHA 14V4-CGD]
-

Após a filtragem, o diagnóstico de desenergização (linha 7) é removido. Então, os diagnósticos são armazenados no *buffer* e a padronização é realizada. Em seguida, ocorre a conversão, e os diagnósticos são armazenados em forma de fatos. No trecho de Código Fonte 5.26, é apresentado o fato **diagnostico**. Cada fato possui em seu argumento o identificador de um diagnóstico.

Código Fonte 5.26: Identificadores.

- 1 "48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564").
- 2 diagnostico ("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B").
- 3 diagnostico ("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716").
- 4 diagnostico ("5FB7D580-5691-4BBB-B220-6F156A683003").
- 5 diagnostico ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0").
- 6 diagnostico ("B0CBF710-6BB2-41B2-828B-0B1349DB0488").
- 7 diagnostico ("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A").
-

No trecho do Código Fonte 5.27, é apresentado o fato **desarme**. O identificador do diagnóstico está no argumento de cada fato. Nesse caso, todos os os diagnósticos são do tipo desarme.

Código Fonte 5.27: Desarmes.

- 1 desarme ("48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564").
- 2 desarme ("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B").
- 3 desarme ("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716").
- 4 desarme ("5FB7D580-5691-4BBB-B220-6F156A683003").
- 5 desarme ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0").
- 6 desarme ("B0CBF710-6BB2-41B2-828B-0B1349DB0488").
- 7 desarme ("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A").
-

No trecho do Código Fonte 5.28, é apresentado o fato **instante**. O identificador é associado ao instante, em milissegundos, do primeiro evento sinalizado na ocorrência que está relacionado ao diagnóstico.

Código Fonte 5.28: Instantes.

-
- 1 instante ("48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564", 1345918769493).
 - 2 instante ("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B", 1345918769488).
 - 3 instante ("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716", 1345918769487).
 - 4 instante ("5FB7D580-5691-4BBB-B220-6F156A683003", 1345918734066).
 - 5 instante ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", 1345918732025).
 - 6 instante ("B0CBF710-6BB2-41B2-828B-0B1349DB0488", 1345918769503).
 - 7 instante ("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A", 1345918769490).
-

No trecho do Código Fonte 5.29, é apresentado o fato **equipamento**. O identificador é associado ao nome do equipamento equipamento principal do diagnóstico.

Código Fonte 5.29: Equipamentos.

- 1 equipamento ("48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564", "04C3-CTM/CGD").
 - 2 equipamento ("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B", "04C2-TAC/CGD").
 - 3 equipamento ("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716", "04C1-TAC/CGD").
 - 4 equipamento ("5FB7D580-5691-4BBB-B220-6F156A683003", "04B1-CGD").
 - 5 equipamento ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", "04V4-CGD/NTD").
 - 6 equipamento ("B0CBF710-6BB2-41B2-828B-0B1349DB0488", "04T5-CGD").
 - 7 equipamento ("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A", "04V3-CGD/NTD").
-

No trecho do Código Fonte 5.30, é apresentado o fato **subestacao**. O identificador é associado a uma ou mais subestações que o diagnóstico está associado. Normalmente, se referem às subestações do equipamento principal.

Código Fonte 5.30: Subestações.

- 1 subestacao ("48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564", "CGD").
 - 2 subestacao ("48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564", "CTM").
 - 3 subestacao ("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B", "CGD").
 - 4 subestacao ("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B", "TAC").
 - 5 subestacao ("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716", "CGD").
 - 6 subestacao ("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716", "TAC").
 - 7 subestacao ("5FB7D580-5691-4BBB-B220-6F156A683003", "CGD").
 - 8 subestacao ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", "CGD").
 - 9 subestacao ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", "NTD").
 - 10 subestacao ("B0CBF710-6BB2-41B2-828B-0B1349DB0488", "CGD").
 - 11 subestacao ("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A", "CGD").
 - 12 subestacao ("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A", "NTD").
-

No trecho do Código Fonte 5.31, é apresentado o fato **terminal**. O identificador é associado a um ou mais terminais que desarmaram. Esse fato faz referência apenas aos diagnósticos de linha de transmissão.

Código Fonte 5.31: Terminais desarmados.

```
1 terminal("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B", "CGD").
2 terminal("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716", "CGD").
3 terminal("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A", "CGD").
```

No trecho do Código Fonte 5.31, é apresentado o fato **protecao**. O identificador é associado a um ou mais terminais que desarmaram. Esse fato relaciona o tipo de proteção que atuou sobre o equipamento principal do diagnóstico. Nesse caso, a proteção de distância atuou sobre as linhas de transmissão.

Código Fonte 5.32: Proteções.

```
1 protecao("48A99FC8-B91C-4337-8D0F-5A9DE69F8564", "DISTANCIA").
2 protecao("53A1D3C4-C653-47A4-B4A9-27D6B0C5F02B", "DISTANCIA").
3 protecao("55821C91-B380-4BAE-9DB4-0F8565864716", "DISTANCIA").
4 protecao("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", "DISTANCIA DIRECAO
  REVERSA/DISTANCIA").
5 protecao("F5CE8790-9397-475E-A3E5-59DEF878621A", "DISTANCIA").
```

No trecho do Código Fonte 5.33, é apresentado o fato **falha-disjuntor**. O identificador é associado a um ou mais disjuntores que falharam. Nesse caso, tem-se dois equipamentos que desarmaram com falha de disjuntor **14V4-CGD**.

Código Fonte 5.33: Falha de disjuntores.

```
1 falha_disjuntor("5FB7D580-5691-4BBB-B220-6F156A683003", "14V4-CGD").
2 falha_disjuntor("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", "14V4-CGD").
```

No trecho do Código Fonte 5.34, é apresentado o fato **instante-primeiro-evento-da-ocorrencia**. Esse fato relaciona o primeiro diagnóstico sinalizado na ocorrência ao instante em que a sinalização ocorreu. Essa informação é essencial para obter as conexões físicas e elétricas entre os equipamentos.

Código Fonte 5.34: Primeiro evento.

1 instante_primeiro_evento_da_ocorrencia ("878BDD53-3C4E-4488-9948-691B1E19ECD0", 1345918732025).

Com a base de conhecimento pronta, o próximo passo é realizar as consultas para descobrir as relações de causa e efeito entre os diagnósticos. Na Figura 5.3, são apresentados os pares para a ocorrência em questão.

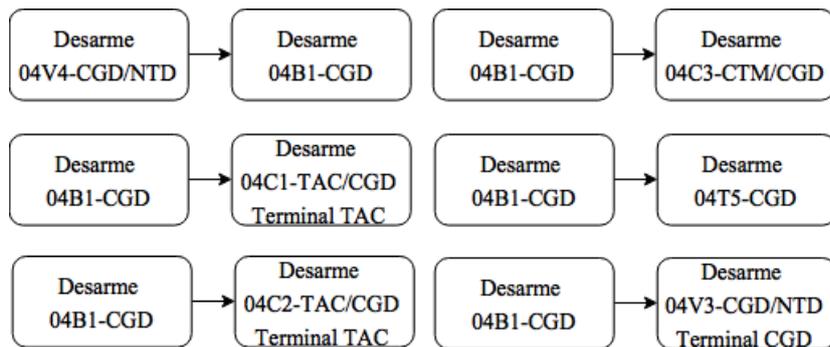


Figura 5.3: Pares de relações de causa e efeito entre diagnósticos.

O passo final consiste em conectar as relações de causa e efeito. Na Figura 5.4, é apresentada a árvore de propagação de falha, resultado final da análise de causa raiz. O equipamento **04V4-CGD/NTD** representa a causa raiz da ocorrência.

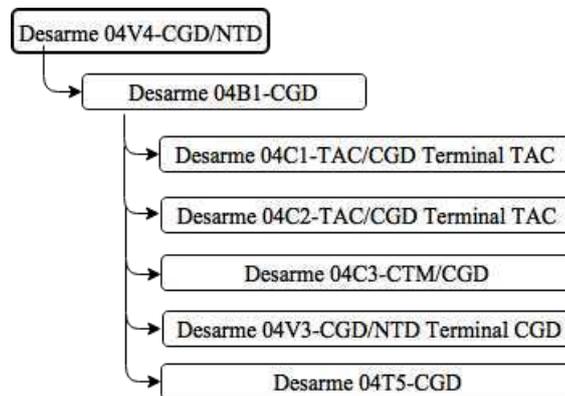


Figura 5.4: Árvore de propagação de falha final.

Capítulo 6

Avaliação

Neste capítulo, será descrito o processo de avaliação da solução proposta neste trabalho para o problema de análise de causa raiz no contexto de sistemas elétricos de potência. Inicialmente, é apresentada como ela satisfaz os requisitos (Seção 6.1). É mostrado como foram coletadas as ocorrências de falha (Seção 6.2) provenientes de uma rede elétrica. Em seguida, as ocorrências foram executadas pela solução de PIRES (2010) e pela solução apresentada neste trabalho com o objetivo de comparação de desempenho (Seção 6.3). Por fim, é realizada uma breve discussão sobre a validação da nova solução (Seção 6.4).

6.1 Satisfação dos Requisitos

Nesta seção, será explicado como cada requisito listado na Seção 4.2 foi satisfeito pela solução proposta.

Requisitos Funcionais

1. Árvore de Propagação de Falha

Descrição: A solução deve gerar uma árvore para cada falha ocorrida no sistema elétrico. O nó raiz deve representar a causa raiz e os demais nós devem representar os equipamentos envolvidos na ocorrência de falha. Um arco entre um nó pai e um nó filho representa uma relação de causa e efeito entre dois equipamentos. Ou seja, o equipamento representado pelo nó filho foi afetado devido ao equipamento representado pelo nó pai ter falhado ou propagado uma falha. Apesar do grau de dificuldade,

deve-se buscar uma taxa máxima de acerto para as árvores geradas.

Requisito satisfeito:

- O *listener* do agente captura os diagnósticos e aciona a análise de causa raiz sempre que ocorrências de falha são sinalizadas. Dessa forma, garante-se que a análise de causa raiz será realizada para toda ocorrência de falha.
- As regras de inferência do agente garantem a corretude da árvore de propagação de falha.
- Em uma avaliação realizada com 21 ocorrências reais de falha, a nova solução obteve uma taxa de acerto de 90%.

Considerações: A análise de causa raiz está baseada nas regras de inferência entre pares de diagnósticos, que representam os equipamentos envolvidos na falha. É possível que existam relações de causa e efeito desconhecidas, ou seja, relações que não estão representadas nas regras. Como consequência, podem ser geradas árvores incompletas que não representem fielmente a realidade da propagação da falha na rede elétrica.

2. Tratamento de Dessincronização de Alarmes

Descrição: A dessincronização de alarmes pode ser explicada pelos seguintes fatores: os alarmes são sinalizados pelas UTRs de forma assíncrona ou, por falha na transmissão, não chegam aos centros de operação na ordem em que foram sinalizados. Esse problema torna-se mais crítico quando em uma mesma ocorrência são sinalizados alarmes de diversas regionais, pois, normalmente, os horários dos sistemas nas regionais não são sincronizados. A solução deve ser capaz de tratar alarmes dessincronizados de modo que a análise de causa raiz não seja comprometida. Esse tratamento é concretizado quando se considera os alarmes emitidos fora de tempo na análise.

Requisito satisfeito: Para realizar o tratamento da dessincronização de alarmes foram utilizadas duas estratégias, descritas a seguir.

- Redundância de informações: Na análise de causa raiz, são utilizados os instantes de duas fontes de eventos: SDE e ALR. Como SDE é a fonte primária de eventos,

utiliza-se prioritariamente os instantes associados aos eventos SDE. Caso algum evento SDE tenha se perdido, são utilizados os eventos ALR.

- **Bufferização dos diagnósticos:** A análise de causa raiz é realizada considerando os diagnósticos armazenados no *buffer* do agente e não apenas os que são capturados em um determinado momento. Dessa maneira, os diagnósticos atrasados são considerados nas análises e as árvores resultantes se tornam completas.

Considerações: Note que o tratamento da dessincronização de eventos, alarmes e diagnósticos apenas é realizado sobre aqueles que são capturados pelo agente de análise de causa raiz.

3. Reconhecimento de Ocorrências de Falha Simultâneas

Descrição: É possível haver mais de uma ocorrência de falha simultaneamente sem que elas tenham relação. Logo, a solução deve ser capaz de reconhecer que tais ocorrências não têm relação e, portanto, gerar uma árvore de propagação de falha distinta para cada uma.

Requisito satisfeito: As regras de inferência garantem o reconhecimento de ocorrências independentes, pois em sua definição são utilizadas informações sobre as conexões físicas e elétricas dos equipamentos. Logo, diagnósticos que não fazem parte de uma determinada ocorrência nunca farão parte da árvore de propagação dessa ocorrência, mesmo que os diagnósticos estejam no *buffer* do agente.

4. Adaptabilidade a Mudanças Topológicas

Descrição: Frequentemente, alterações, como a adição e remoção de equipamentos, são realizadas na rede elétrica. A solução não deve ter seu desempenho afetado por alterações realizadas na topologia.

Requisito satisfeito: As regras do agente não fazem referência a equipamentos específicos da topologia, mas aos tipos de equipamentos. Logo, alterações na topologia não afetam a análise.

Considerações: É possível haver configurações específicas na topologia que não estejam sendo tratadas pelas regras. Nesse caso, as regras carecem de ajustes para identificar corretamente as relações de causa e efeito.

5. Facilidade de Adaptação a Mudanças nos Diagnósticos

Descrição: Mudanças nas regras de correlação de eventos do *SmartAlarms* afetam diretamente o conteúdo dos diagnósticos e, conseqüentemente, o resultado da análise de causa raiz, pois ela depende dos diagnósticos resultantes da correlação. A solução deve oferecer meios fáceis para que ela seja ajustada e se adeque às mudanças realizadas nas regras de correlação de eventos.

Requisito satisfeito: As regras do agente são escritas em linguagem formal, o que torna as legíveis, e colocadas em arquivos separados do código fonte, o que possibilita que alterações entrem em execução mais rapidamente. Para uma validação

6. Escalabilidade

Descrição: Redes elétricas possuem uma grande abrangência geográfica. A solução deve considerar todos os equipamentos da rede elétrica, independentemente de sua abrangência geográfica.

Requisito satisfeito: No conjunto de regras do agente, existem algumas que são específicas para o tratamento de conexões entre os equipamentos. Essas informações são provenientes de sistemas que garantem a monitoração de todos os equipamentos da rede elétrica. Contudo, para avaliar precisamente esse requisito, seria necessário elaborar cenários que atendessem as características referenciadas nesse requisito.

7. Análise em Tempo Real

Descrição: Após ocorrências de falha no sistema elétrico, os operadores necessitam executar ações imediatas de recomposição. A solução deve ser capaz de gerar árvores de propagação de falha parciais. Ou seja, árvores de propagação de falha devem ser geradas à medida que os alarmes são sinalizados, até os últimos alarmes serem sinalizados e a árvore final, que compreende toda a ocorrência, ser gerada.

Requisito satisfeito: O *listener* do agente aciona a análise de causa raiz sempre que novos diagnósticos são capturados. Eles são armazenados no *buffer* do agente. As análises são realizadas com os diagnósticos armazenados no *buffer*, o que garante a geração de árvores parciais. A árvore final é gerada quando todos os diagnósticos referentes a uma determinada ocorrência de falha chegam ao *buffer*.

Requisitos Não Funcionais

1. A análise de causa raiz não deve durar mais de 10 segundos

Descrição: A solução deve realizar a análise em um tempo inferior ou igual ao tempo que os operadores necessitam para realizá-la. Tipicamente, um operador dura no mínimo 10 segundos para concluir uma análise. Portanto, é necessário que a solução desenvolvida não leve mais que 10 segundos para realizar a análise, mesmo diante de grandes ocorrências, por exemplo, um blecaute de uma regional.

Requisito satisfeito: Todas as execuções dos cenários duraram menos de 10 segundos para serem concluídas. Considerando o ambiente de simulação em que foram executadas as análises, o requisito foi satisfeito. Entretanto, o ideal seria avaliar o desempenho utilizando os próprios servidores em que o *Smart Alarms* está em produção ou um ambiente que pudesse simular esses servidores, algo que não foi possível de ser realizado neste trabalho.

2. Legibilidade na apresentação de resultados

Descrição: A árvore de propagação de falha gerada deve ser de fácil compreensão. Cada elemento da árvore deve conter o tipo do diagnóstico concatenado ao nome do equipamento. Em caso de blecaute, deverá ser mostrado o nome da subestação ou regional.

Requisito satisfeito: O resultado da análise consiste em árvores de propagação de falha em que os nós são representados pelo tipo do diagnóstico concatenado ao nome do equipamento. Portanto, esse requisito não funcional também foi satisfeito.

6.2 Cenários

Os cenários são extremamente importantes para a avaliação da nova técnica, pois representam ocorrências de falha reais. Nesta avaliação, uma ocorrência é considerada relevante quando não só afeta o sistema elétrico e causa prejuízos, mas também retarda a análise de causa raiz por parte dos operadores. Ocorrências que comumente acontecem no sistema elétrico também são consideradas relevantes.

Visando a obter cenários significativos, foram analisadas 162 ocorrências que aconteceram entre os anos de 2009 e 2014, todas provenientes da rede elétrica da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, distribuídas nos seis centros regionais de operação. Desse número, foram utilizadas as 21 ocorrências mais relevantes, selecionadas segundo os seguintes critérios:

1. Diagnósticos de desarme: A presença de diagnósticos de desarme em um cenário é um indício que houve falha no sistema. Contudo, os desarmes não garantem que o cenário seja uma ocorrência de falha real, pois pode haver diagnósticos que tenham sido gerados de forma equivocada pelo *Smart Alarms*.
2. Características dos desarmes: São fortes indicadores de ocorrência de falha. Ajudam a compreender como a falha se propagou no sistema elétrico.
3. Quantidade de subestações envolvidas: Quanto maior o número de diagnósticos de equipamento, maior a chance da ocorrência ter afetado um número maior de subestações. Ocorrências com essa característica são extremamente úteis, pois envolvem muitos relacionamentos.

Na seleção de ocorrências, foram consideradas aquelas que representam falhas reais no sistema elétrico de potência, ou seja, todas aquelas ocorrências de falha que foi possível construir ao menos uma árvore de propagação de falha para explicar como a ocorrência se propagou na rede elétrica. As demais ocorrências consistiam em dados espúrios e não foram consideradas para efeito de validação da solução.

Cada cenário foi elaborado de acordo com os seguintes passos:

1. Seleção de uma ocorrência de falha relevante;
2. Coleta dos eventos e diagnósticos provenientes da ocorrência de falha (representa a entrada do cenário);
3. Construção da árvore de propagação de falha ideal para representar como a ocorrência de falha se propagou na rede elétrica (representa a saída do cenário);
4. Validação da árvore de propagação de falha por engenheiros elétricos, especialistas na área de operação de sistemas de potência.

5. Estruturação do cenário utilizando os dados obtidos nos passos 2 e 3.

A construção da árvore de propagação de falha ideal (passo 3) foi realizada com o auxílio do Relatório Diário de Ocorrências (RDO), um documento de análise detalhada sobre as ocorrências de falha que aconteceram em um dia. Nele, são descritas informações sobre os desarmes, as proteções atuadas, os disjuntores que falharam, a causa raiz das ocorrências, etc. Representa, portanto, um recurso essencial para compreender a propagação de falha na rede elétrica.

6.3 Resultados e Análise

Os cenários coletados foram executados em duas soluções: a técnica proposta neste trabalho e a técnica proposta por PIRES (2010). Na Tabela 6.1, são apresentados os resultados das execuções. Cada árvore gerada foi classificada da seguinte maneira:

- **Completa:** A árvore está de acordo com o resultado esperado. Todos os nós e as relações de causa e efeito entre os equipamentos estão presentes.
- **Incompleta:** A árvore não está de acordo com o resultado esperado. Normalmente, não estão presentes todos os equipamentos e as relações de causa e efeito. Em alguns casos, as relações estão incorretas.
- **Sem Resultado:** A árvore não foi gerada.

A primeira coluna da tabela refere-se às datas e horários aproximados em que houve a ocorrência de falha.

Dentre os 21 cenários executados, a solução proposta neste trabalho obteve resultado esperado (completo) para 90.5% e resultado incompleto para apenas 9.5%. A técnica de PIRES (2010), obteve resultado esperado para 12.2%, resultado incompleto para 49.7% e para o restante (38.1%) dos cenários nenhum resultado foi gerado. Dessa maneira, a técnica proposta neste trabalho mostra-se superior à técnica de PIRES (2010).

6.4 Validação

A validação da técnica proposta ocorreu em duas etapas:

Tabela 6.1: Comparação de desempenho das técnicas.

Cenário - Data (Horário)	Nova Técnica	PIRES (2010)
01/04/2009 (14:00-14:30)	Completa	Incompleta
25/04/2009 (03:24-03:26)	Árvores Completas	Uma Completa, Uma Sem Resultado
14/03/2012 (00:30-00:50)	Completa	Incompleta
25/08/2012 (15:00-15:20)	Completa	Completa
26/10/2012 (00:14-00:17)	Completa	Sem Resultado
08/11/2012 (10:00-10:40)	Completa	Incompleta
20/01/2013 (17:30-17:32)	Completa	Incompleta
22/01/2013 (12:00-12:20)	Completa	Incompleta
23/07/2013 (10:35-11:05)	Completa	Incompleta
28/08/2013 (15:05-15:14)	Completa	Sem Resultado
17/09/2013 (10:05-10:15)	Incompleta	Completa
20/11/2013 (08:30-09:00)	Completa	Incompleta
04/01/2014 (03:00-03:20)	Completa	Sem Resultado
09/01/2014 (20:00-20:12)	Completa	Sem Resultado
14/01/2014 (05:30-05:50)	Completa	Incompleta
25/01/2014 (12:00-12:20)	Completa	Sem Resultado
12/02/2014 (16:00-16:20)	Completa	Incompleta
12/05/2014 (18:40-18:59)	Incompleta	Sem Resultado
23/05/2014 (15:30-15:50)	Completa	Sem Resultado
28/05/2014 (10:10-10:30)	Completa	Incompleta
28/08/2014 (23:30-23:58)	Completa	Sem Resultado

1. **Validação das regras do agente:** As regras foram elaboradas e validadas com a participação de especialistas da área de sistemas elétricos de potência.
2. **Validação dos cenários:** O resultado esperado para cada cenário também foi elaborado pelos especialistas.

Portanto, a técnica proposta neste trabalho pode ser considerada validada, dada a taxa de acerto para os cenários executados: 90.5%. Mesmo não tendo atingido a taxa mínima exigida (95%) pelos especialistas para ser considerada uma solução utilizável, os resultados incompletos que foram obtidos (9.5%) não comprometem o entendimento por parte dos operadores de como a falha se propagou na rede elétrica.

A solução com a técnica proposta neste trabalho está implantada no CROL desde novembro de 2014, em fase de testes.

Capítulo 7

Conclusão

Este trabalho abordou o problema de análise de causa raiz em sistemas elétricos de potência no contexto da CHESF. Inicialmente, realizou-se a contextualização do problema, abordando os assuntos essenciais para entendê-lo. Em seguida, o problema foi explicado e apresentado sob o pontos de vista de negócio e técnico.

Como solução, foi apresentada uma técnica que implementa um agente baseado em conhecimento, especialista em análise de causa raiz. A nova técnica foi validada por especialistas da CHESF e obteve 90% de acerto diante de ocorrências de falha reais. Ela se destaca, principalmente, por ter uma implementação simples, em que a lógica principal está escrita em linguagem formal, permitindo os operadores compreendê-la facilmente e até alterá-la.

7.1 Trabalhos Futuros

Apesar do bom desempenho alcançado, a técnica necessita de melhorias. A seguir, são listadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

1. Elaborar regras independentes de tempo: Boa parte das regras de inferência do agente utilizam o instante de sinalização como fator principal para estabelecer as relações de causa e efeito. Como melhoria, sugere-se que essas regras sejam reelaboradas utilizando informações mais detalhadas dos atributos dos diagnósticos, por exemplo, com os eventos (SDE e ALR) que dão origem aos diagnósticos.
2. Explicação do resultado: O operador do centro de operação e controle compreende-

ria a árvore de propagação de falha com mais facilidade, caso tivesse a explicação de como cada relação de causa e efeito foi estabelecida. Para se alcançar esse propósito, é necessário evoluir a nova técnica de análise de causa raiz para que seja capaz de estruturar explicações baseada nas condições de cada regra, juntamente com as informações contidas nos diagnósticos.

3. Identificar relações não modeladas: A árvore de propagação de falha é formada apenas pelas relações de causa e efeito que estão definidas nas regras de inferência. Contudo, é possível haver relações de causa e efeito que não estão definidas e, portanto, a análise não gerará árvores completas. Evoluir a nova técnica de maneira que ela seja capaz de identificar relações que não estão definidas nas regras de inferência é um benefício que trará melhorias significativas.

Bibliografia

- Abele, L., Anic, M., Gutmann, T., Folmer, J., Kleinstauber, M., and Vogel-Heuser, B. (2013). Combining knowledge modeling and machine learning for alarm root cause analysis. *Manufacturing Modelling, Management, and Control*, 7(1):1843–1848.
- Aizpurua, O., Galan, R., and Jimenez, A. (2008). A new cognitive-based massive alarm management system in electrical power administration. In *Devices, Circuits and Systems, 2008. ICCDCS 2008. 7th International Caribbean Conference on*, pages 1–6. IEEE.
- ARAÚJO, Antônio Sérgio, R. N. E. S. J. A. J. N. P. (2011). Smarttwo – evolução do sistema de processamento inteligente de alarmes. *XXI SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA*.
- Cardoso Jr, G. and Rolim, Jacqueline G e Zurn, H. H. (2004). Diagnóstico de faltas em sistemas de potência: definição do problema e abordagens via inteligência artificial. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 15(2):215–229.
- Duarte, A. N. (2003). Tratamento de eventos em redes elétricas: Uma ferramenta. *Dissertação (Mestrado) — Departamento de Sistemas e Computação, Universidade Federal de Campina Grande*.
- Isermann, R. (2006). *Fault-diagnosis systems: an introduction from fault detection to fault tolerance*. Springer Science & Business Media.
- Larsson, J. E. (2013). Real-time root cause analysis with multilevel flow models.
- Lind, M. (1994). Modeling goals and functions of complex industrial plants. *Applied Artificial Intelligence an International Journal*, 8(2):259–283.

- Lind, M. (2011). An introduction to multilevel flow modeling. *Nuclear safety and simulation*, 2(1):22–32.
- MILLER, R. H. e. M. J. H. (1994). *POWER SYSTEM OPERATION*. Tata McGraw-Hill, New Delhi, 3 . ed. edition.
- Morais, E. A. M. and Ambrósio, A. P. L. (2007). Ontologias: conceitos, usos, tipos, metodologias, ferramentas e linguagens. *Relatório Técnico–RT-INF-001/07*, dez.
- Neto, E. R. (2004). *Uma ferramenta robusta de tratamento de eventos em redes elétricas*. PhD thesis, Master’s thesis, Universidade Federal de Campina Grande.
- Oliveira, George Souza e da Silva, A. F. (2013). Prolog: A linguagem, a máquina abstrata de warren e implementações. *Revista de Informática Teórica e Aplicada*, 20(2):214–246.
- Peng, P., Liao, Z., Wen, F., and Huang, J. (2013). A root-cause-analysis based method for fault diagnosis of power system digital substations. In *Computational Intelligence*, pages 153–165. Springer.
- PIRES, S. P. (2010). *Descoberta de Causa-raiz em Ocorrências de Sistemas Elétricos*. PhD thesis, Master’s thesis, Universidade Federal de Campina Grande.
- Russell, Stuart e Norvig, P. (1995). *Artificial intelligence: a modern approach*.
- Silva, A., Oliveira Filho, A. L., Pereira, L. A. C., Lima, L. C., Lambert, N., Amorim, M. F. P., and Azevedo, G. P. (1998). Sage architecture for power system competitive environments. *VI SEPOPE*.
- Uchoa, J. Q., Panotim, S. M., and Nicoletti, M. d. C. (2002). Elementos da teoria da evidência de dempster-shafer. *Tutorial do Departamento de Computação da Universidade Federal de São Carlos*.
- Velasco, F. J. M. (2012). A bayesian network approach to diagnosing the root cause of failure from trouble tickets. *Artificial Intelligence Research*, 1(2):p75.
- Von Meier, A. (2006). *Electric power systems: a conceptual introduction*. John Wiley & Sons.

Weidl, G., Madsen, A., and Israelsson, S. (2005). Object-oriented bayesian networks for condition monitoring, root cause analysis and decision support on operation of complex continuous processes: Methodology & applications. *Institute for Systems Theory in Engineering University of Stuttgart, Hugin Expert A/S, ABB Group Services.*

Apêndice A

Ocorrências Analisadas

São listadas a seguir as datas de ocorrências de falha analisadas, mas que não foram utilizadas na elaboração dos cenários de ocorrências de falha.

- CROL: 01/02/2012, 26/02/2012, 14/03/2012, 12/04/2012, 14/05/2012, 30/05/2012, 13/09/2012, 22/09/2012, 21/10/2012, 26/10/2012, 09/06/2013, 07/11/2012, 08/11/2012, 25/11/2012, 13/12/2012, 14/12/2012, 21/12/2012, 04/01/2013, 07/01/2013, 22/01/2013, 24/01/2013, 16/06/2013, 27/09/2013, 29/01/2013, 04/02/2013, 11/02/2013, 18/02/2013, 20/02/2013, 14/03/2013, 20/03/2013, 22/03/2013, 11/04/2013, 16/04/2013, 19/04/2013, 03/05/2013, 08/05/2013, 14/05/2013, 29/05/2013, 08/06/2013, 30/06/2013, 04/07/2013, 23/07/2013, 23/07/2013, 24/07/2013, 28/08/2013, 28/08/2013, 17/09/2013, 10/10/2013, 04/12/2013, 19/12/2013, 05/01/2014, 06/01/2014, 28/01/2014, 29/01/2014, 06/10/2013, 22/03/2013, 03/05/2013, 30/06/2013, 26/07/2014, 24/01/2014, 17/01/2014 e 24/04/2014.
- CRON: 16/03/2012, 22/03/2012, 30/05/2012, 12/06/2012, 14/06/2012, 06/07/2012, 09/07/2012, 04/10/2012, 26/10/2012, 11/12/2012, 20/01/2013, 23/01/2013, 13/03/2013, 05/08/2013, 22/08/2013, 23/08/2013, 28/08/2013 e 21/12/2013.
- CROS: 11/01/2012, 01/02/2012, 10/08/2012, 11/08/2012, 13/09/2012, 26/10/2012, 30/11/2012, 01/02/2013, 23/02/2013, 13/03/2013, 21/03/2013, 15/08/2013, 28/08/2013 e 11/10/2013.

- CROP: 26/01/2012, 27/01/2012, 18/02/2012, 26/10/2012, 20/01/2013, 01/02/2013, 04/06/2013, 26/06/2013, 27/06/2013, 28/06/2013, 03/07/2013, 04/07/2013, 05/07/2013, 28/08/2013, 24/09/2013 e 05/11/2013.
- CROO: 03/01/2012, 15/01/2012, 01/02/2012, 17/02/2012, 27/03/2012, 31/05/2012, 15/06/2012, 13/09/2012, 26/10/2012, 26/10/2012, 25/11/2012, 19/12/2012, 20/01/2013, 21/01/2013, 23/01/2013, 01/02/2013, 04/02/2013, 23/02/2013, 13/03/2013, 21/03/2013, 09/06/2013, 16/06/2013, 22/08/2013, 28/08/2013, 11/10/2013, 27/10/2013, 04/11/2013 e 22/11/2013.

Apêndice B

Cenários

São apresentados a seguir os cenários elaborados para a validação.

01/04/2009 (14:00-14:30)

Código Fonte B.1: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [01/04/09 14:25:24; SMD 03B1 DESARME SEM INDICACAO DA PROTECAO]
 - 2 [01/04/09 14:25:24; SMD/ACD 03C2 DESARME TERMINAL SMD (DISTANCIA)]
 - 3 [01/04/09 14:25:27; CRD/SMD 03C1 DESARME (SOBRECORRENTE DIR FASES/
DISTANCIA)]
 - 4 [01/04/09 14:25:39; SMD BLACKOUT]
-

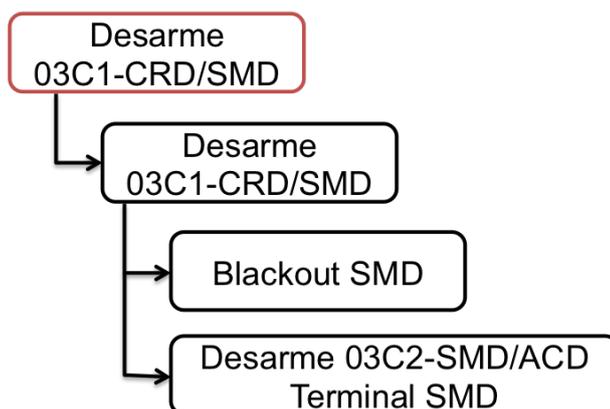


Figura B.1: Árvore de Propagação de Falha.

25/04/2009 (03:24-03:26)

Código Fonte B.2: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [25/04/09 03:25:02; CGD 04T6 DESARME COM FALHA 14T6-CGD, COM ATUACAO COMPENSADOR ESTATICO]
 - 2 [25/04/09 03:24:55; PRS/ACD 04L3 DESARME TERMINAL PRS (DISTANCIA)]
 - 3 [25/04/09 03:24:58; CRD/SMD 03C1 DESARME TERMINAL CRD (DISTANCIA)]
 - 4 [25/04/09 03:25:00; ACD 04T2 DESARME COM BLOQUEIO;DESARME]
 - 5 [25/04/09 03:25:00; ACD 04T3 DESARME (SOBRECORRENTE FASES)]
 - 6 [25/04/09 03:25:18; SMD BLACKOUT]
-

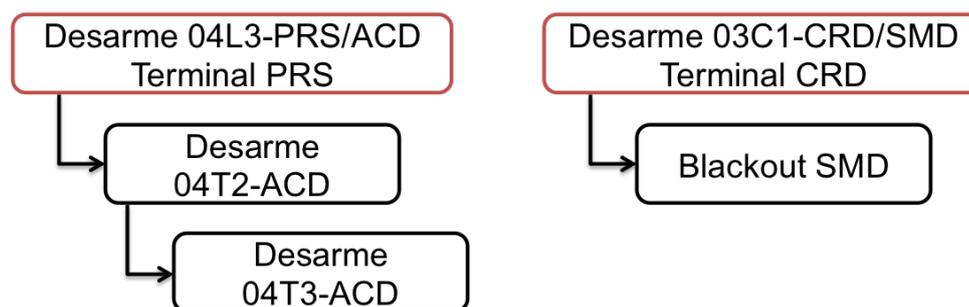


Figura B.2: Árvore de Propagação de Falha.

14/03/2012 (00:30-00:50)

Código Fonte B.3: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [14/03/12 00:40:19; MSI/RLD 04S3 DESARME TERMINAL MSI (DISTANCIA), POR DEFEITO EXTERNO]
 - 2 [14/03/12 00:40:19; MSI/RLD 04S4 DESARME TERMINAL MSI (DISTANCIA), POR DEFEITO EXTERNO]
 - 3 [14/03/12 00:40:19; MSI/RLD 04S5 DESARME TERMINAL MSI (DISTANCIA), POR DEFEITO EXTERNO]
 - 4 [14/03/12 00:40:23; RLD/PEN 04S9 DESARME TERMINAL PEN (DISTANCIA), POR DEFEITO EXTERNO]
 - 5 [14/03/12 00:40:30; MSI/AGL 04M7 DESARME CRA (DISTANCIA)]
 - 6 [14/03/12 00:40:34; PEN 04T3 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO) (SUBTENSAO)]
 - 7 [14/03/12 00:40:34; RLD BLACKOUT]
 - 8 [14/03/12 00:40:34; PEN BLACKOUT]
-

25/08/2012 (15:00-15:20)

Código Fonte B.4: Diagnósticos da ocorrência de falha.

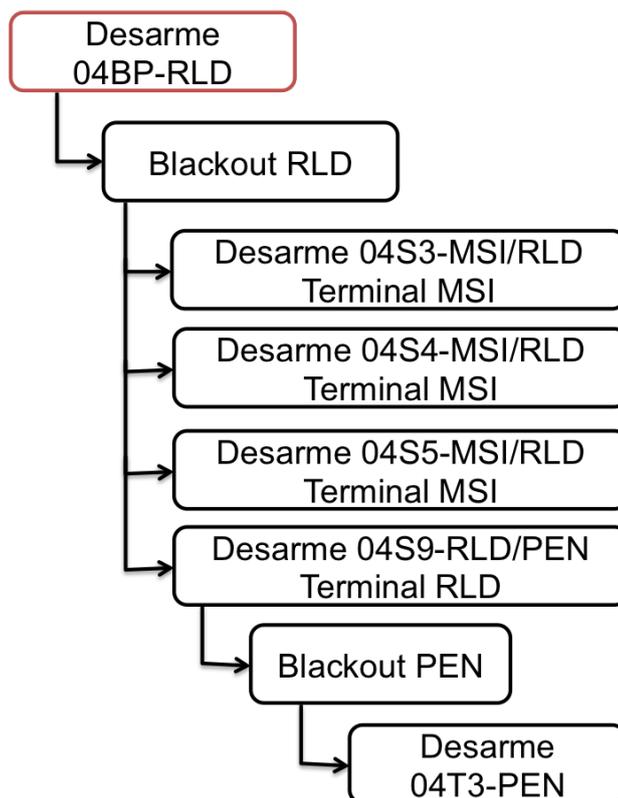


Figura B.3: Árvore de Propagação de Falha.

- 1 [25/08/12 15:18:56; CGD/NTD 04V4 DESARME TERMINAL CGD (DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA)]
- 2 [25/08/12 15:19:11; CGD/NTD 04V4 DESARME TERMINAL CGD CRA (DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA)]
- 3 [25/08/12 15:19:36; CTM/CGD 04C3 DESARME CRA SEM SUCESSO CTM, COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 4 [25/08/12 15:19:37; TAC/CGD 04C1 DESARME TERMINAL CGD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 5 [25/08/12 15:19:39; TAC/CGD 04C2 DESARME TERMINAL CGD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 6 [25/08/12 15:19:39; CGD/NTD 04V3 DESARME TERMINAL CGD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 7 [25/08/12 15:19:43; CGD 04T5 DESARME COM BLOQUEIO]
- 8 [25/08/12 15:19:49; CGD 04B1 DESARME COM FALHA 14V4-CGD]
- 9 [25/08/12 15:19:49; CGD/NTD 04V4 DESARME CRA SEM SUCESSO CGD, COM BLOQUEIO CGD, COM FALHA 14V4-CGD (DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA)]

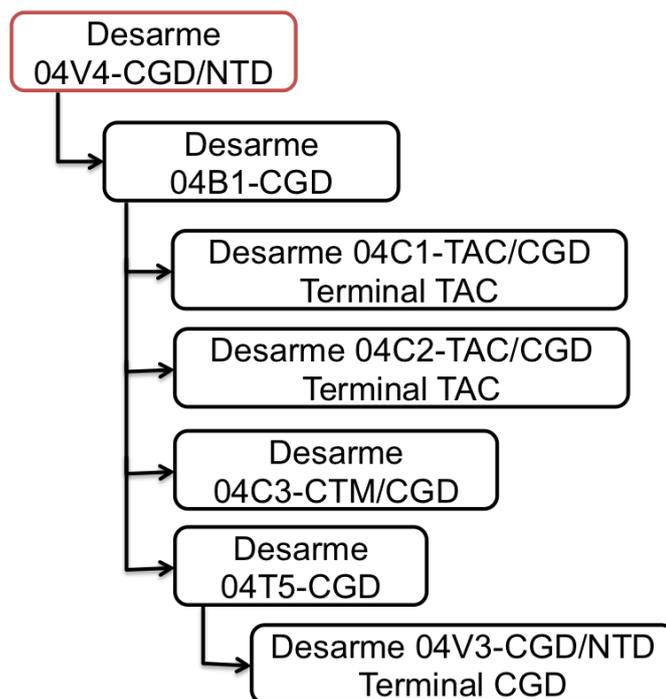


Figura B.4: Árvore de Propagação de Falha.

26/10/2012 (00:14-00:17)

Código Fonte B.5: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [26/10/12 00:14:22; MRD 02H1 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBFREQUENCIA),
COM BLOQUEIO]
- 2 [26/10/12 00:14:53; RCD 01K1 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBFREQUENCIA),
COM IMPEDIMENTO (SUBFREQUENCIA)]
- 3 [26/10/12 00:14:49; RCD 01K2 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBFREQUENCIA),
COM BLOQUEIO, COM IMPEDIMENTO (SUBFREQUENCIA)]
- 4 [26/10/12 00:15:36; CRD/CCO 02F2 DESARME CRA (DISTANCIA)]
- 5 [26/10/12 00:15:39;CGD 04T6 DESARME COM FALHA 14T6-CGD, COM ATUACAO
COMPENSADOR ESTATICO]
- 6 [26/10/12 00:15:41; TAC/SCC 02V1 DESARME (DISTANCIA)]
- 7 [26/10/12 00:15:59; PRD 02BP DESARME (SUBTENSAO)]
- 8 [26/10/12 00:15:59; PRD 04T4 DESARME DE ENROLAMENTO SECUNDARIO;DESARME;
HIGH] [26/10/12 00:15:24;MRR 02BP DESARME]
- 9 [26/10/12 00:16:09; ACD BLACKOUT]
- 10 [26/10/12 00:16:09; PFE BLACKOUT]
- 11 [26/10/12 00:16:09; PRD BLACKOUT]
- 12 [26/10/12 00:16:09; PEN 04T3 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO) (

-
- SUBTENSAO)]
- 13 [26/10/12 00:16:09; CRD BLACKOUT]
- 14 [26/10/12 00:16:09; PRS BLACKOUT]
- 15 [26/10/12 00:16:09; MRD 02BP DESARME (SUBFREQUENCIA)]
- 16 [26/10/12 00:16:09; MRD BLACKOUT]
- 17 [26/10/12 00:16:09; BGI BLACKOUT]
- 18 [26/10/12 00:16:09; BVT BLACKOUT]
- 19 [26/10/12 00:16:09; CGU BLACKOUT]
- 20 [26/10/12 00:16:09; RLD BLACKOUT]
- 21 [26/10/12 00:16:09; MCO BLACKOUT]
- 22 [26/10/12 00:16:09; GNN BLACKOUT]
- 23 [26/10/12 00:16:09; SMD BLACKOUT]
- 24 [26/10/12 00:15:59; PRD 04T4 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO) (SUBTENSAO)]
- 25 [26/10/12 00:16:09; MRR BLACKOUT]
- 26 [26/10/12 00:16:09; SUT BLACKOUT]
- 27 [26/10/12 00:16:09; NTD BLACKOUT]
- 28 [26/10/12 00:15:56; RLD/PEN 04S9 DESARME TERMINAL PEN]
- 29 [26/10/12 00:16:09; ABR BLACKOUT]
- 30 [26/10/12 00:16:09; ACD 04T2 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO) (SUBTENSAO)]
- 31 [26/10/12 00:16:09; JRM BLACKOUT]
- 32 [26/10/12 00:16:09; MSI BLACKOUT]
- 33 [26/10/12 00:16:09; TAC BLACKOUT]
- 34 [26/10/12 00:16:09; STD BLACKOUT]
- 35 [26/10/12 00:16:09; JRM 04T3 DESARME (SOBRETENSAO)]
- 36 [26/10/12 00:16:09; RIB BLACKOUT]
- 37 [26/10/12 00:15:39; CGD 04BP DESARME COM FALHA 14T6-CGD]
- 38 [26/10/12 00:16:09; CTM BLACKOUT]
- 39 [26/10/12 00:16:09; AGL BLACKOUT]
- 40 [26/10/12 00:16:09; AGD BLACKOUT]
- 41 [26/10/12 00:16:09; CGD BLACKOUT]
- 42 [26/10/12 00:16:09; SCL BLACKOUT]
- 43 [26/10/12 00:16:09; SRD BLACKOUT]
- 44 [26/10/12 00:16:09; TAC 04T1 DESARME COM IMPEDIMENTO (SOBRECORRENTE NEUTRO)]
- 45 [26/10/12 00:16:09; RCD BLACKOUT]

46 [26/10/12 00:16:09; PEN BLACKOUT]

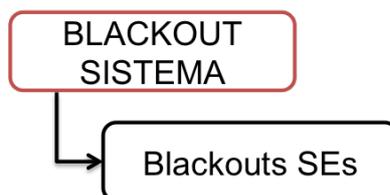


Figura B.5: Árvore de Propagação de Falha.

08/11/2012 (10:00-10:40; 10:53- 10:58)

Código Fonte B.6: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 {08/11/12 10:36:20; PEN BLACKOUT]
 - 2 [08/11/12 10:36:20; PEN 04T3 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO) (SUBTENSAO)]
 - 3 [08/11/12 10:36:17;RLD/PEN 04S9 DESARME CRA SEM SUCESSO (SOBRECORRENTE/ DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA)]
-

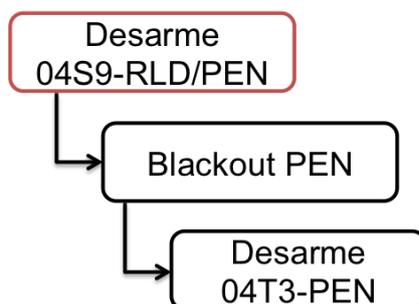


Figura B.6: Árvore de Propagação de Falha.

20/01/2013 (17:30-17:32)

Código Fonte B.7: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [20/01/13 17:30:22; CRD/SMD 03C1 DESARME (DISTANCIA)]
 - 2 [20/01/13 17:30:22; SMD 03B1 DESARME SEM INDICACAO DA PROTECAO]
 - 3 [20/01/13 17:30:29; SMD BLACKOUT]
-

22/01/2013 (12:00-12:20)

Código Fonte B.8: Diagnósticos da ocorrência de falha.

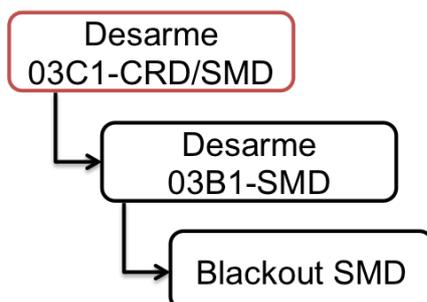


Figura B.7: Árvore de Propagação de Falha.

- 1 [22/01/13 12:19:33; PFE/CTM 04F8 DESARME COM BLOQUEIO, COM FALHA 14F8-PFE (DISTANCIA)]
- 2 [22/01/13 12:19:33; PFE/ADE 04P1 DESARME]
- 3 [22/01/13 12:19:33; MRR/PFE 04F3 DESARME COM BLOQUEIO PFE, COM FALHA 14F3-PFE (DISTANCIA)]
- 4 [22/01/13 12:19:36; PFE 04BP DESARME COM FALHA 14F3-PFE/14F8-PFE]
- 5 [22/01/13 12:19:36; PFE 04T2 DESARME COM BLOQUEIO]
- 6 [22/01/13 12:19:36; PFE 04T1 DESARME COM BLOQUEIO]
- 7 [22/01/13 12:19:47; PFE BLACKOUT]

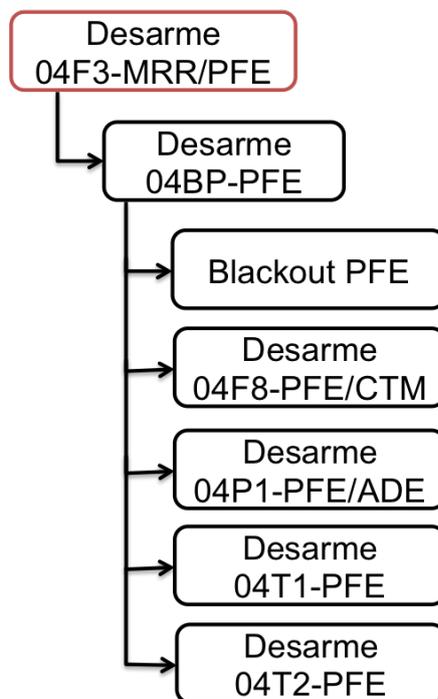


Figura B.8: Árvore de Propagação de Falha.

23/07/2013 (10:35-11:05)

Código Fonte B.9: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [23/07/13 11:01:37; PRS/ACD 04L3 DESARME TERMINAL ACD COM BLOQUEIO, POR FALHA 14L3-ACD, ATUACAO INDEVIDA DA PROTECAO]
 - 2 [23/07/13 11:01:53; PRS/ACD 04L4 DESARME TERMINAL ACD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
 - 3 [23/07/13 11:01:53; ACD 04T4 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 4 [23/07/13 11:01:53; ACD 04T6 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 5 [23/07/13 11:01:53; ACD 02BP DESARME PROTECAO 02A1-ACD]
 - 6 [23/07/13 11:01:53; ACD 04T7 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 7 [23/07/13 11:01:53; ACD 04T5 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 8 [23/07/13 11:02:17; ACD 04B1 DESARME COM FALHA 14L3-ACD, COM BLOQUEIO]
-

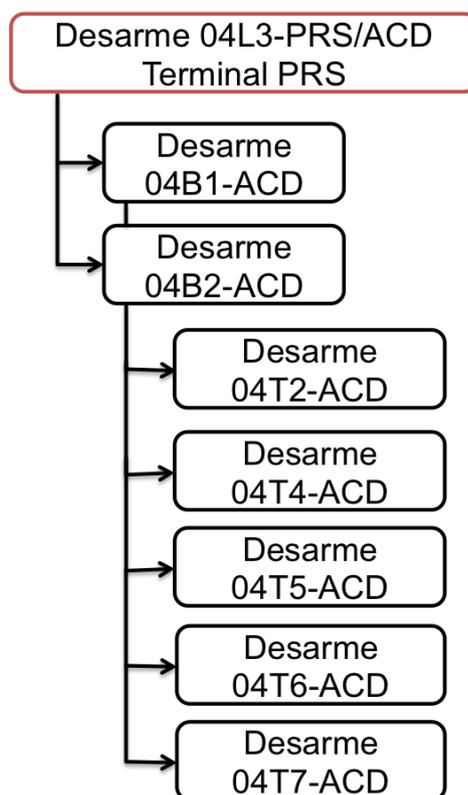


Figura B.9: Árvore de Propagação de Falha.

28/08/2013 (15:05-15:14; 17:20- 17:25)

Código Fonte B.10: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [28/08/13 15:08:28; MRD 02H1 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBFREQUENCIA), COM BLOQUEIO]

-
- 2 [28/08/13 15:08:33; CRD/CCO 02F2 DESARME CRA (DISTANCIA)]
 - 3 [28/08/13 15:08:31; RCD 01K1 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBFREQUENCIA) ,
COM BLOQUEIO, COM IMPEDIMENTO (SUBFREQUENCIA)]
 - 4 [28/08/13 15:09:05; PRD/PTZ 02J8 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 5 [28/08/13 15:09:05; PRD/SUP 02J7 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 6 [28/08/13 15:09:05; PRD/CBO 02J6 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 7 [28/08/13 15:09:05; PRD/JUR 02J5 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 8 [28/08/13 15:09:05; PRD/PZR 02J2 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 9 [28/08/13 15:09:05; PRD/SUP 02V3 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 10 [28/08/13 15:09:05; PRD/PZR 02V4 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 11 [28/08/13 15:09:05; PRD/PTZ 02J9 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 12 [28/08/13 15:09:06; PRD/PRU 02J3 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO,
DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 13 [28/08/13 15:09:14; CGD 04T6 DESARME COM FALHA 14T6-CGD, COM ATUACAO
COMPENSADOR ESTATICO]
 - 14 [28/08/13 15:09:40; CGD/SJC 02J2 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO]
 - 15 [28/08/13 15:09:15; TAC/SCC 02V1 DESARME (DISTANCIA)]
 - 16 [28/08/13 15:09:19; NTD/RBA 02J4 DESARME CRA SEM SUCESSO (DISTANCIA)]
 - 17 [28/08/13 15:09:36; NTD/IGA 02J5 DESARME CRA SEM SUCESSO (DISTANCIA)]
 - 18 [28/08/13 15:11:10; BGI/CLP 01F2 DESARME SEM INDICACAO DE PROTECAO]
 - 19 [28/08/13 15:13:09; NTD BLACKOUT]
 - 20 [28/08/13 15:12:33; AGL/RIB 04S1 DESARME TERMINAL RIB POR FALHA 14D1-RIB]
 - 21 [28/08/13 15:12:38; RIB/RCD 04M1 DESARME TERMINAL RIB POR FALHA 14D1-RIB]
 - 22 [28/08/13 15:12:45; RIB 04T4 DESARME COM FALHA 14D1-RIB]
 - 23 [28/08/13 15:12:59; RIB 04BP DESARME COM FALHA 14D1-RIB]
 - 24 [28/08/13 15:12:59; RIB 04T2 DESARME COM FALHA 14D1-RIB]
 - 25 [28/08/13 15:13:09; RIB BLACKOUT]
 - 26 [28/08/13 15:13:09; RIB 04T3 DESARME COM FALHA 14D1-RIB]
 - 27 [28/08/13 15:13:09; PFE BLACKOUT]

-
- 28 [28/08/13 15:13:09; MCO BLACKOUT]
29 [28/08/13 15:13:35; BGI BLACKOUT]
30 [28/08/13 15:12:30; AGL/TAC 04M4 DESARME TERMINAL TAC ATUACAO INDEVIDA DA
PROTECAO (OSCILACAO DE POTENCIA)]
31 [28/08/13 15:13:35; TAC BLACKOUT]
32 [28/08/13 15:13:35; SCL BLACKOUT]
33 [28/08/13 15:13:35; AGD BLACKOUT]
34 [28/08/13 15:13:35; SUT BLACKOUT]
35 [28/08/13 15:13:35; SUD BLACKOUT]
36 [28/08/13 15:13:35; MSI BLACKOUT]
37 [28/08/13 15:13:35; BVT BLACKOUT]
38 [28/08/13 15:13:35; CTM BLACKOUT]
39 [28/08/13 15:13:35; CGU BLACKOUT]
40 [28/08/13 15:13:35; AGL BLACKOUT]
41 [28/08/13 15:13:35; MRD BLACKOUT]
42 [28/08/13 15:13:35; SMD BLACKOUT]
43 [28/08/13 15:13:35; STD BLACKOUT]
44 [28/08/13 15:13:35; GNN BLACKOUT]
45 [28/08/13 15:13:35; ACD BLACKOUT]
46 [28/08/13 15:13:35; JCD BLACKOUT]
47 [28/08/13 15:13:35; CTL BLACKOUT]
48 [28/08/13 15:13:35; JRM BLACKOUT]
49 [28/08/13 15:13:35; PLD BLACKOUT]
50 [28/08/13 15:13:35; ABR BLACKOUT]
51 [28/08/13 15:13:35; ETD BLACKOUT]
52 [28/08/13 15:13:35; CRD BLACKOUT]
53 [28/08/13 15:13:35; CGD BLACKOUT]
54 [28/08/13 15:13:35; MRR BLACKOUT]
55 [28/08/13 15:13:35; RCD BLACKOUT]
56 [28/08/13 15:13:35; PRS BLACKOUT]
57 [28/08/13 15:13:35; SRD BLACKOUT]
58 [28/08/13 15:13:35; NTT BLACKOUT]
59 [28/08/13 15:13:35; RNT BLACKOUT]
-

17/09/2013 (10:05-10:15)

Código Fonte B.11: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [17/09/13 10:10:32; TAC 02T5 DESARME COM BLOQUEIO]

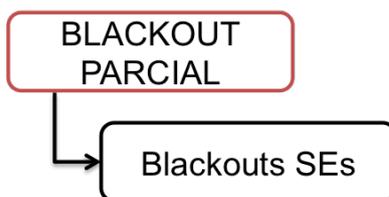


Figura B.10: Árvore de Propagação de Falha.

-
- 2 [17/09/13 10:10:36; TAC/CRR 02V3 DESARME COM FALHA 12V3-TAC (SOBRECORRENTE)]
 - 3 [17/09/13 10:10:36; TAC 04T1 DESARME DE ENROLAMENTO SECUNDARIO]
-

Desarme
02V3-TAC/CRR

Figura B.11: Árvore de Propagação de Falha.

20/11/2013 (08:30-09:00)

Código Fonte B.12: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [20/11/13 08:57:22; MRR/GNN 04C7 DESARME TERMINAL MRR (DISTANCIA)]
 - 2 [20/11/13 08:57:22; MRR/PFE 04F3 DESARME TERMINAL MRR]
 - 3 [20/11/13 08:57:23; RCD/MRR 04C4 DESARME TERMINAL MRR COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
 - 4 [20/11/13 08:57:23; MRR 04BP DESARME COM FALHA 14C6-MRR]
 - 5 [20/11/13 08:57:34; SCL/MRR 04C6 DESARME COM FALHA 14C6-MRR]
 - 6 [20/11/13 08:57:34; MRR 02BP DESARME]
 - 7 [20/11/13 08:57:34; MRR BLACKOUT]
 - 8 [20/11/13 08:57:48; MRR/PFE 04F3 DESARME TERMINAL PFE (DISTANCIA)]
-

04/01/2014 (03:00-03:20)

Código Fonte B.13: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [04/01/14 03:16:14; RLD/ART 04F1 DESARME TERMINAL RLD COM BLOQUEIO (SOBRECORRENTE/DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA)]
 - 2 [04/01/14 03:16:22; ART BLACKOUT]
 - 3 [04/01/14 03:16:22; PEN BLACKOUT]
-

09/01/2014 (20:00-20:12)

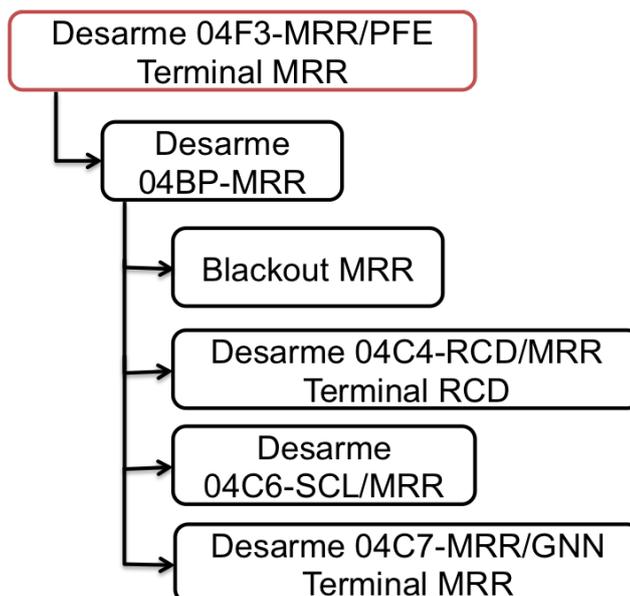


Figura B.12: Árvore de Propagação de Falha.

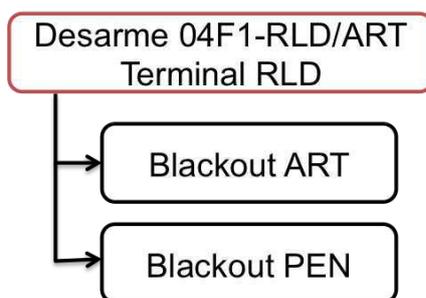


Figura B.13: Árvore de Propagação de Falha.

Código Fonte B.14: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [09/01/14 20:10:05; PEN 04T3 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 2 [09/01/14 20:10:05; PEN BLACKOUT]
 - 3 [09/01/14 20:09:58; RLD/ART 04F1 DESARME (DISTANCIA DIRECAO REVERSA/
DISTANCIA)]
 - 4 [09/01/14 20:10:11; ART BLACKOUT]
-

14/01/2014 (05:30-05:50)

Código Fonte B.15: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [14/01/14 05:47:58; ART/PEN 04S9 DESARME (DISTANCIA)]
 - 2 [14/01/14 05:48:13; PEN 04T3 DESARME DEFEITO SISTEMICO (SUBTENSAO)]
 - 3 [14/01/14 05:48:13; PEN BLACKOUT]
-

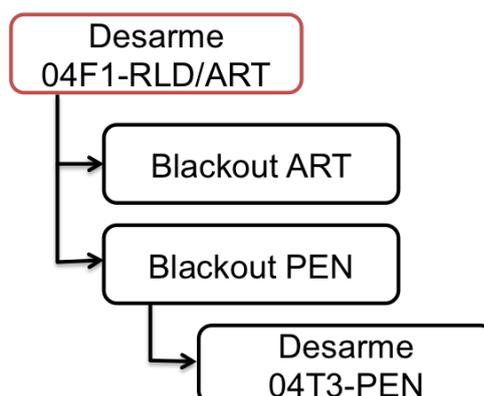


Figura B.14: Árvore de Propagação de Falha.

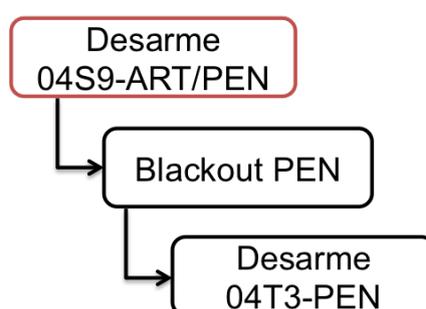


Figura B.15: Árvore de Propagação de Falha.

25/01/2014 (12:00-12:20)

Código Fonte B.16: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [25/01/14 12:13:29; PRD/RNT 04Z7 DESARME TERMINAL PRD CRA SEM SUCESSO, ATUACAO INDEVIDA DA PROTECAO (SOBRECORRENTE/DISTANCIA/DIFERENCIAL)]
 - 2 [25/01/14 12:14:52; RNT BLACKOUT]
-

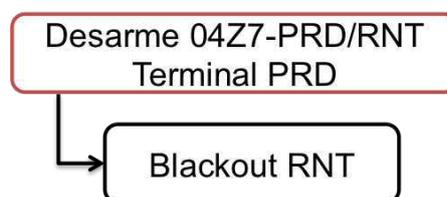


Figura B.16: Árvore de Propagação de Falha.

12/02/2014 (16:00-16:20)

Código Fonte B.17: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [12/02/14 16:13:57; PFE/ADE 04P1 DESARME]
 - 2 [12/02/14 16:13:59; PFE/UPT 04P2 DESARME CRA SEM SUCESSO (DISTANCIA)]
 - 3 [12/02/14 16:14:01; PFE 04T2 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 4 [12/02/14 16:14:01; PFE/CTM 04F8 DESARME COM BLOQUEIO, COM FALHA 14F8-PFE (DISTANCIA)]
 - 5 [12/02/14 16:14:01; PFE 04T1 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 6 [12/02/14 16:14:17; PFE BLACKOUT]
 - 7 [12/02/14 16:14:17; PFE 04BP DESARME COM FALHA 14F8-PFE]
-

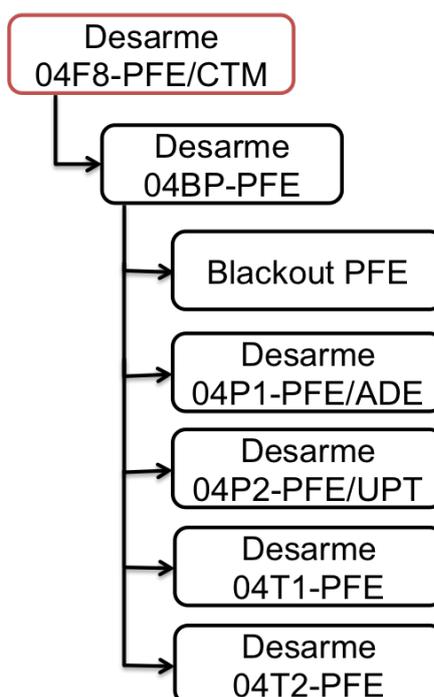


Figura B.17: Árvore de Propagação de Falha.

12/05/2014 (18:40-18:59)

Código Fonte B.18: Diagnósticos da ocorrência de falha.

-
- 1 [12/05/14 18:53:47; JRM 02BP DESARME COM FALHA 12M7-JRM, PROTECAO 02A1-JRM/02A2-JRM]
 - 2 [12/05/14 18:53:47; JRM/MCQ 02M7 DESARME COM BLOQUEIO, COM FALHA 12M7-JRM]
-

23/05/2014 (15:30-15:50)

Código Fonte B.19: Diagnósticos da ocorrência de falha.

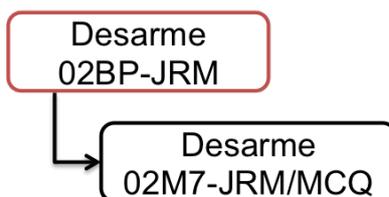


Figura B.18: Árvore de Propagação de Falha.

- 1 [23/05/14 15:39:01; SUD/UTS 04P2 DESARME COM BLOQUEIO]
- 2 [23/05/14 15:39:01; RNT/SUD 04M1 DESARME TERMINAL SUD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 3 [23/05/14 15:39:01; PRD/SUD 04Z8 DESARME TERMINAL SUD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 4 [23/05/14 15:39:01; SUD/UTS 04P1 DESARME COM BLOQUEIO]
- 5 [23/05/14 15:39:01; SUD/SUT 04Z5 DESARME TERMINAL SUD COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
- 6 [23/05/14 15:39:01; SUD 04B1 DESARME COM BLOQUEIO;DESARME;ROOT]
- 7 [23/05/14 15:39:01;SUT BLACKOUT]

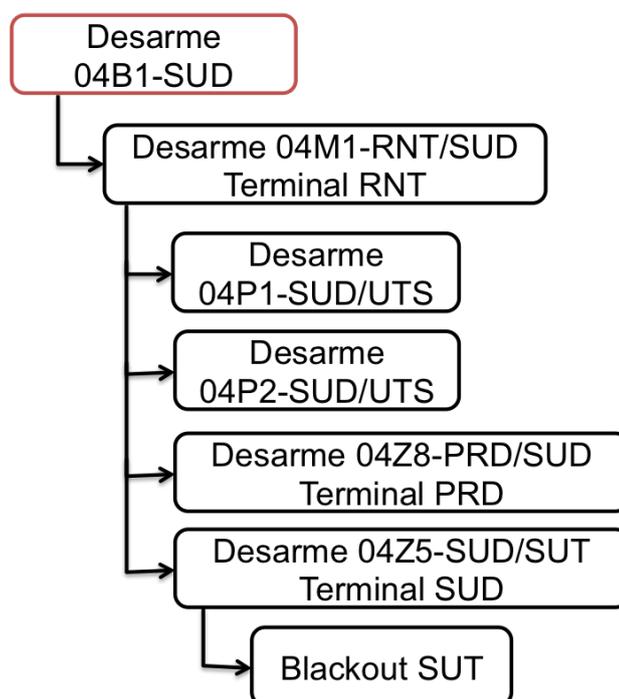


Figura B.19: Árvore de Propagação de Falha.

28/05/2014 (10:10-10:30)

Código Fonte B.20: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [28/05/14 10:24:04;PRS/NTD 04N1 DESARME TERMINAL PRS COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
 - 2 [28/05/14 10:24:04;PRS/ACD 04L4 DESARME TERMINAL PRS COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
 - 3 [28/05/14 10:24:04;PRS 04T1 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 4 [28/05/14 10:24:04;CGD/PRS 04V1 DESARME TERMINAL PRS COM BLOQUEIO (DISTANCIA)]
 - 5 [28/05/14 10:24:05;PRS/ACD 04L3 DESARME COM BLOQUEIO ACD (DISTANCIA/ DIFERENCIAL)]
 - 6 [28/05/14 10:24:26;PRS 04B1 DESARME COM BLOQUEIO]
 - 7 [28/05/14 10:24:26;PRS BLACKOUT]
 - 8 [28/05/14 10:24:26;CGD/PRS 04V2 DESARME (DISTANCIA/DIFERENCIAL)]
 - 9 [28/05/14 10:24:26;PRS/NTD 04N2 DESARME (SOBRECORRENTE/DISTANCIA/ DIFERENCIAL)]
 - 10 [28/05/14 10:29:07;RIB/BON 02L5 DESARME (SOBRECORRENTE)]
-

28/08/2014 (23:30-23:58)

Código Fonte B.21: Diagnósticos da ocorrência de falha.

- 1 [28/08/14 23:53:25;CGD/PLD 03L2 DESARME TERMINAL PLD (DISTANCIA DIRECAO REVERSA/DISTANCIA) , POR DEFEITO EXTERNO]
 - 2 [28/08/14 23:53:28;CGD/STD 03L1 DESARME TERMINAL STD (DISTANCIA) , POR DEFEITO EXTERNO]
 - 3 [28/08/14 23:53:30;CGD 03BP DESARME COM ABERTURA DE TERMINAIS REMOTOS]
-

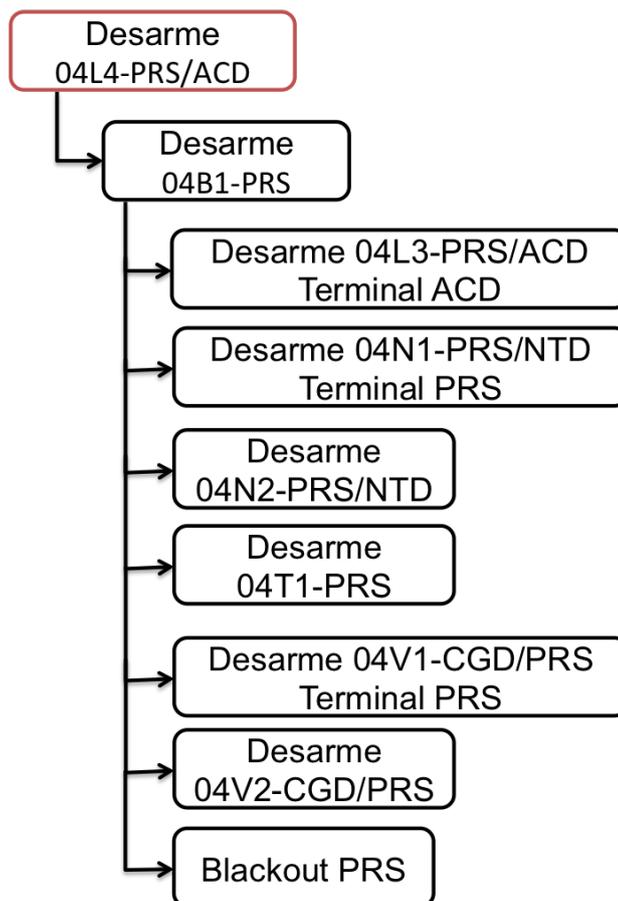


Figura B.20: Árvore de Propagação de Falha.

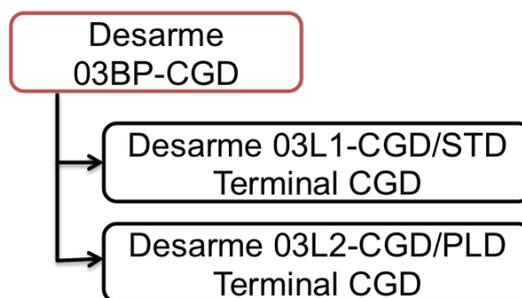


Figura B.21: Árvore de Propagação de Falha.