

Universidade Federal do Ceará
Centro de Tecnologia
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica



**Diagnóstico de Falhas em Sistemas Elétricos baseado em Redes de Petri
Coloridas e Técnicas de Sistemas Especialistas**

Francisco Gualberto Santos Filho

Fortaleza

Julho 2007

Francisco Gualberto Santos Filho

**Diagnóstico de Falhas em Sistemas Elétricos baseado em Redes de Petri
Coloridas e Técnicas de Sistemas Especialistas**

Dissertação submetida à Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores:

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

Prof^a. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

Fortaleza

Julho de 2007

Santos, F. G. Filho, “Diagnóstico de Falhas em Sistemas Elétricos Baseado em Redes de Petri Coloridas e Técnicas de Sistemas Especialistas”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2007, 96p.

Quando o sistema elétrico experimenta qualquer distúrbio uma avalanche de alarmes é reportada ao Centro de Operação do Sistema (COS) dificultando ao operador na identificação da causa do distúrbio. O grande volume de informações disponibilizado pelos sistemas supervisórios em condição de falta no sistema elétrico é de pouco valor se não possibilitar um rápido diagnóstico, para uma pronta e correta tomada de decisão e restabelecimento à condição normal de operação. Usando como entrada os dados informados pelo SCADA foi desenvolvido um Sistema de Diagnóstico de Falhas (SDF), baseado em Redes de Petri Coloridas (RPC), que filtra as informações do SCADA e é capaz de fornecer em tempo real aos operadores o diagnóstico para as falhas no sistema. O diagnóstico é obtido a partir da simulação off-line de um expressivo número de possíveis falhas no sistema em que a marcação final da RPC para cada falta é convertida em diagnóstico. Um Programa Especialista foi desenvolvido para a interpretação da marcação final fornecida pela RPC para geração automática do diagnóstico de falta. O Programa Especialista interpreta os resultados do modelo RPC independente do sistema elétrico monitorado, diagnosticando os eventos que ocorrem tanto em uma subestação quanto nas linhas de transmissão que ligam as subestações, fornecendo um diagnóstico rápido, sucinto, e com formato e linguagem comuns ao operador.

Palavras-chave: Diagnóstico de Falhas, Técnicas de Sistema Especialista, Redes de Petri, SCADA, Sistema Elétrico.

Santos ,F. G. Filho, “Fault Diagnosis on Electric Systems, Based on Colored Petri Nets and Expert Systems Techniques”, Universidade Federal do Ceará – UFC, 2007, 96p.

When a fault occurs in an electrical system often an avalanche of information is made available to the System Operation Center making it difficult to the operator to identify the cause of the fault. The great deal of information provided by the supervisory system is of any value if it does not make easy to the operator, to take a right and prompt decision to bring the system back to normal operation. Based on the SCADA information a Fault Diagnosis System (SDF) was developed, which uses the Colored Petri Nets (CPN) method to filter out the large amount of information made available by the SCADA system and then to give the fault diagnosis. The drawback of the SDF is that the fault diagnosis is developed off line from the CPN final markings for all the likely fault conditions on the power system. In this work an Expert Program is developed to automatically convert the CPN final markings into the system fault diagnosis. The Expert Program interprets the results of the CPN model independent of the monitored electrical system, it diagnosis events that occur in substations as much as the transmission lines that connect the substations, providing a fast and concise diagnosis with common format and language to the operator.

Keywords: Fault Diagnosis, Expert Systems Techniques, Colored Petri Nets, SCADA, Electric System.

Sumário

Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Lista de Abreviaturas e Siglas	xi
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação e Objetivo do Trabalho	2
1.2 Abordagens Utilizadas em Sistemas de Diagnóstico de Falhas	4
1.3 Estrutura da Dissertação	9
CAPÍTULO 2.....	11
FERRAMENTAS DE MODELAGEM DO SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS	11
2.1 Redes de Petri	11
2.1.1 Redes de Petri Coloridas.....	12
2.2 Inteligência Artificial e Sistemas Especialistas	16
2.2.1 Inteligência Artificial.....	16
2.2.2 Sistemas Especialistas	18
2.2.2.1 <i>Representação do Conhecimento</i>	18
2.2.2.2 <i>Regras Heurísticas</i>	19
CAPÍTULO 3.....	21
CONCEPÇÃO GERAL DO SDF.....	21
3.1 Concepção geral do SDF	23
3.2 Modelo em RPC.....	25
3.2.1 Conjuntos e fichas;	27
3.2.2 Processos do modelo em RPC;	29

	vi
3.2.2.1	<i>Processo de Atuação ou Falha do Relé</i> 29
3.2.2.2	<i>Operação Manual ou Falha do Disjuntor</i> 30
3.2.2.3	<i>Processo de Transferência da Proteção</i> 31
3.2.2.4	<i>Processo de Disparo das Proteções;</i> 33
3.2.2.5	<i>Modelo do Processo de Religamento;</i> 34
CAPÍTULO 4	37
PROGRAMA ESPECIALISTA	37
4.1. Programa Especialista	37
4.1.1.	Banco de Dados do Programa..... 39
4.1.2.	Representação das Fichas e dos Lugares da RPC no Programa Especialista..... 42
4.1.3.	Representação do Conhecimento..... 43
4.1.4.	Procedimentos de Supervisão 44
4.1.5.	Procedimentos de Estado..... 45
4.1.5.1.	<i>Processo Para Um Disjuntor Aberto</i> 46
4.1.5.2.	<i>Processo Para Dois Disjuntores Abertos</i> 49
4.1.5.3.	<i>Processo Para Três Disjuntores Abertos</i> 55
4.1.5.4.	<i>Processo Para Quatro ou Mais Disjuntores Abertos</i> 56
4.1.6.	Procedimentos de Diagnóstico 57
4.1.6.1.	<i>Processo Para Um Relé Atuado</i> 58
4.1.6.2.	<i>Processo Para Dois Relés Atuados</i> 59
4.1.6.3.	<i>Processo Para Três Relés Atuados</i> 61
4.1.6.4.	<i>Processo Para Quatro ou Mais Relés Atuados</i> 62
4.2. Interface Gráfica	63
CAPÍTULO 5	65
ESTUDOS DE CASOS	65
5.1 Estudos de Casos 1	65
5.1.1	Estudo de Caso 1.1: Falta no Barramento de Entrada da Subestação 67
5.1.2	Estudo de Caso 1.2: Falta em uma Linha de Alta Tensão. 69

5.1.3	Estudo de Caso 1.3: Faltas Múltiplas.....	71
5.2	Estudos de Caso 2.....	74
5.2.1	Estudo de Caso 2.1: Falta na Saída de Linha de uma Subestação, com Atuação do Disjuntor de Transferência.	75
5.2.2	Estudo de Caso 2.2: Falta no Barramento de Entrada de uma Subestação com Falha da Proteção Principal.....	77
CAPÍTULO 6.....		79
CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....		79
6.1	Conclusões.....	79
6.2	Trabalhos Futuros.....	81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		83
APÊNDICE A		88
APÊNDICE B		92

Lista de Figuras

Figura 2.1: Ilustração de uma RP	12
Figura 2.2: Mudança de estado de uma RP	12
Figura 2.3: Declaração de uma RPC	14
Figura 2.4: Exemplo de uma RPC	15
Figura 2.5: Mecanismo de Pesquisa Heurística	19
Figura 3.1: Modelo RPC (Medeiros et al. - 2006)	22
Figura 3.2: Estrutura do SDF proposto em (Medeiros et al. - 2006)	21
Figura 3.3: Estrutura do SDF	23
Figura 3.4: Modelo em RPC	26
Figura 3.5: Declarações do Modelo em RPC	27
Figura 3.6: Processo de Atuação ou Falha do Relé	29
Figura 3.7: Processo de Operação ou Falha de Disjuntor	31
Figura 3.8: Modelo do Processo de Transferência da Proteção	32
Figura 3.9: Modelo do Processo de Disparo das Proteções.	33
Figura 3.10: Modelo do Processo de Religamento.	35
Figura 4.1: Diagrama Esquemático do Programa Especialista	38
Figura 4.2: Sistema elétrico genérico	41
Figura 4.3: Código que inicializa os lugares como estruturas.	42
Figura 4.4: Função para identificar o tipo de equipamento	43
Figura 4.5: Exemplo de uma parte do programa que trata com regras complementares	48
Figura 4.6: Fluxograma do Processo para um disjuntor aberto	49
Figura 4.7: Esquemático da Regra D-2.6	52
Figura 4.8: Esquemático da Regra D-2.7	53
Figura 4.9: Fluxograma do processo para dois disjuntores abertos	54
Figura 4.10: Interface Gráfica de Saída	64
Figura 5.1: Eixo Cariré	66
Figura 5.2: Ponto de falta do estudo de caso 1.1	67
Figura 5.3: Diagnóstico para Estudo de Caso 1.1.....	69

Figura 5.4: Ponto de falta do estudo de caso 1.2	70
Figura 5.5: Diagnóstico para estudo de caso 1.2	71
Figura 5.6: Diagnóstico do Estudo de Caso 1.3	73
Figura 5.7: Sistema Elétrico para estudos de caso 2	74
Figura 5.8: Ponto de falta para estudos de caso 2.1.	75
Figura 5.9: Diagnóstico para estudo de caso 2.1	76
Figura 5.10: Ponto de falta para estudo de caso 2.2	77
Figura 5.11: Diagnóstico para estudo de caso 2.2	78
Figura B.1: Tela inicial do EmulaScada2	93
Figura B.2: Eixo Cariré – Regional Sobral	93
Figura B.3: a) Opções de atuação de relés; b) Opções de atuação dos disjuntores	94
Figura B.4: Tabela de alarmes do EmulaScada2	94

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Tabela com as informações sobre as atuações de um único religador.	24
Tabela 3.2: Tabela com as informações sobre o sistema elétrico a ser monitorado.	28
Tabela 4.1: Tabela com as informações sobre o sistema elétrico a ser monitorado.	40
Tabela 4.2: Tabela de configuração do SDF para o sistema genérico	41
Tabela 5.3: Planilha com as funções de proteção	42
Tabela 5.1: Tabela com as informações sobre o sistema elétrico do Eixo Cariré.....	66
Tabela 5.2: Marcação inicial para estudo de caso 1.1.	68
Tabela 5.3: Marcação final para estudo de caso 1.1.....	68
Tabela 5.4: Marcação inicial para estudo de caso 1.2	70
Tabela 5.5: Marcação final para o estudo de caso 1.2	70
Tabela 5.6 Marcação final para Estudo de Caso 1.3.....	72
Tabela 5.7: Tabela de configuração do sistema elétrico da Figura 5.7	75
Tabela 5.8: Marcação final para estudo de caso 2.1	76
Tabela 5.9: Marcação final para o estudo de caso 2.2	77
Tabela A.1: Codificação dos níveis de Tensão do sistema Elétrico	89
Tabela A.2: Codificação dos Tipos de Equipamentos	90
Tabela A.3: Caracteres para Definir Seqüência dos Equipamentos	91

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG	Algoritmo Genético
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COS	Centro de Operação do Sistema
EPRI	European Parliaments Research Initiative
IA	Inteligência Artificial
IEC	International Engineering Consortium
IED	Intelligent Electronic Device
IHM	Interface Homem-Máquina
LAN	Local Area Network
PB	Programação Binária
RNA	Rede Neural Artificial
RP	Redes de Petri
RPC	Redes de Petri Coloridas
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDF	Sistema de Diagnóstico de Falhas
SE	Sistemas Especialistas
TIC	Tecnologia de Informação e Comunicação
TW	Transformada Wavelet
TWE	Transformada Wavelet Estacionária

CAPÍTULO 1 | INTRODUÇÃO

A sociedade moderna necessita, de forma essencial, da energia elétrica para manutenção do bem-estar de seus indivíduos e para seu desenvolvimento econômico e tecnológico. Graças à busca incessante por este desenvolvimento é que o setor energético tem crescido cada vez mais, tanto em tamanho quanto em complexidade.

A expansão do sistema elétrico e a demanda por confiabilidade no suprimento de energia elétrica trouxeram consigo a necessidade de sistemas automatizados para supervisionar e controlar o sistema elétrico. As empresas de energia elétrica deparam-se, então, com a necessidade de manter não apenas confiabilidade, mas também qualidade na prestação de serviço, devido principalmente à abertura do mercado de energia elétrica, que incentiva a concorrência entre as empresas do setor energético, e aos padrões de qualidade regulamentados pelas agências reguladoras de energia elétrica. Por conseguinte, as empresas têm investido na melhoria da qualidade do serviço através do uso da Tecnologia de Informação e Comunicação (TIC), tendo como marco inicial a digitalização das subestações e a aplicação de sistemas de controle supervisão, normalmente denominados de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) (Boyer - 1999). Com o passar dos anos, os sistemas elétricos e os sistemas supervisórios foram evoluindo, provendo maior segurança e eficiência no fornecimento de energia elétrica.

Os sistemas SCADA possuem capacidade de transmissão de grande fluxo de informação proveniente do enorme número de dispositivos de proteção e controle alocados no sistema de energia elétrica (Hor e Crossley – 2005 e 2006). Porém estes sistemas são limitados na habilidade de interpretar estas informações e tomar decisões em nível operacional visando o correto desempenho do sistema elétrico. Em geral, as decisões ficam ao encargo do operador, que deve possuir experiência para interpretar apropriadamente e em tempo hábil o grande volume de informações, fazendo com que seu trabalho torne-se cada vez mais difícil, estressante e de risco para integridade do sistema elétrico.

Quando o sistema elétrico é submetido a uma falta elétrica, uma avalanche de informações é disponibilizada ao operador, tornando o trabalho de análise da ocorrência, e a tomada de decisão, difícil e demorado. O grande volume de informação por vezes torna-se tão prejudicial quanto a ausência de informação. É, portanto, importante e necessário o

desenvolvimento de ferramentas capazes de filtrar e tratar com rapidez, precisão e objetividade a informação disponibilizada pelo SCADA ao operador do sistema elétrico.

Após a ocorrência de algum evento no sistema elétrico que leve à atuação da proteção, em geral, parte do sistema é desenergizado, e a informação da causa primária da ocorrência e sua localização são de fundamental importância para a tomada de decisão do operador no restabelecimento rápido e seguro do sistema. Portanto, ferramentas computacionais de auxílio ao trabalho dos operadores, em especial durante condições de falta, tornam-se cada vez mais essenciais.

1.1 Motivação e Objetivo do Trabalho

Não é fácil formular problemas que envolvem o diagnóstico de faltas dentro de um raciocínio analítico. O diagnóstico geralmente é feito com base nos dispositivos atuados, e devido à grande quantidade de equipamentos monitorados o método de solução precisa saber tratar com a natureza combinatória do problema, uma vez que as possibilidades de atuações dos equipamentos, levando a distintos diagnósticos, são proporcionais à quantidade de dispositivos. Esta tarefa de diagnosticar os eventos é atualmente associada aos operadores, que por sua experiência conseguem analisar as informações e realizar o diagnóstico de forma segura. Com isto, o método de diagnóstico precisa também ser capaz de cuidar não só das leis físicas do sistema de potência, mas também de suas leis artificiais, ou seja, dos procedimentos de operação arbitrários dos operadores (Lambert-Torres et al. - 1992).

Técnicas computacionais avançadas têm sido usadas para se automatizar esses procedimentos de identificação e diagnóstico de faltas em sistemas de energia elétrica, através de uma área da ciência de computação denominada de Inteligência Artificial (IA), por meio, por exemplo, de Sistemas Especialistas (Harmon e King - 1988), “Fuzzy Logic” e Redes Neurais Artificiais (RNAs) (Lambert-Torres et al. - 1992). Dessas técnicas, a mais utilizada para síntese e diagnóstico é a de Sistemas Especialistas que têm como principal característica ser capaz de lidar com um dado problema num dado domínio, imitando o comportamento de um especialista humano naquele domínio. São programas não procedimentais, que resolvem problemas complexos por meio de modelos computacionais que empregam técnicas de inferência sobre uma base de conhecimento, de forma a alcançar as mesmas soluções encontradas por um especialista humano confrontando o mesmo problema (Lambert-Torres et al. - 1992).

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta de diagnóstico de faltas em redes elétricas, ou seja, um Sistema de Diagnóstico de Faltas (SDF) que auxilie os operadores do sistema elétrico das subestações, fornecendo um diagnóstico rápido e confiável dos eventos, de forma a minimizar o tempo de restabelecimento do sistema elétrico quando da ocorrência de uma falta.

O SDF baseado em um modelo em Redes de Petri Coloridas (RPC) (Murata - 1989) basicamente seleciona, dentre uma vasta gama de informações disponibilizadas pelo SCADA, os dados considerados importantes para gerar o diagnóstico e os transforma em marcação inicial da RPC. A RPC é então processada mediante a ocorrência de um evento no sistema que leve à atuação do sistema de proteção, resultando em uma marcação final da RPC. Entretanto, para a obtenção do diagnóstico em uma linguagem comum aos operadores, é necessária a correta interpretação por um especialista das marcações fornecidas pela RPC.

O diagnóstico do SDF baseado em Redes de Petri é construído a partir de simulações off-line de um expressivo número de possíveis faltas no sistema, tendo-se para cada situação de falta o diagnóstico na forma de marcação final da RPC. Uma tabela é então construída com a conversão, por especialistas, da marcação final em diagnóstico em linguagem usual ao pessoal de operação do sistema elétrico. A tabela associa a cada marcação final, portanto para cada ocorrência, um diagnóstico da falta. Quando operado em modo on-line, o SDF é então capaz de emitir diagnósticos precisos, rápidos e sucintos.

A utilização de uma tabela construída em modo off-line para interpretar as marcações do modelo em RPC é considerada uma limitação do SDF, uma vez que há a necessidade de atualização da tabela sempre que um caso não previsto não tenha sido considerado durante as simulações off-line, além de ser necessário refazer toda a simulação sempre que o SDF for monitorar outro sistema elétrico.

A fim de automatizar o processo de interpretação dos códigos da RPC, em que embutem o diagnóstico de faltas, foi desenvolvido um programa baseado em técnicas de sistemas especialistas como interface entre a RPC e o usuário do SDF.

O objetivo deste trabalho é então desenvolver uma ferramenta capaz de extrair da marcação final da RPC as informações relevantes dos eventos ocorridos. A ferramenta interpreta de forma automática a marcação final da RPC em uma linguagem usual aos operadores do sistema elétrico de potência. Desta forma, o SDF passa a apresentar uma

característica muito importante que é a portabilidade, não sendo necessárias mais simulações off-line sempre que o SDF tiver de monitorar um novo sistema.

O sistema desenvolvido utiliza algumas técnicas comuns aos sistemas especialistas, e apresenta algumas de suas características tais como a representação de um conhecimento específico através de regras e casos, regras estas em forma de texto. Apesar de a ferramenta abordar e utilizar alguns procedimentos de sistemas especialistas, não deve ser considerado como tal, já que não apresenta todas as funcionalidades e características que definem um sistema especialista.

1.2 Abordagens Utilizadas em Sistemas de Diagnóstico de Faltas

Várias técnicas e abordagens vêm sendo testadas e utilizadas para se obter sistemas de diagnóstico de faltas eficientes, seja o diagnóstico de faltas em sistemas elétricos, subestações, ou equipamentos.

Diversas técnicas são utilizadas para desenvolvimento de SDF's, dentre as quais se destacam os Sistemas Especialistas, as Redes Neurais Artificiais (RNAs) (Haykin - 2001), Algoritmos Genéticos (AGs) (Chambers - 2001), Redes de Petri (RP) (Cardozo e Vellete – 1997) e suas variantes, entre outras técnicas. Dependendo da técnica empregada, o SDF pode variar em complexidade, velocidade de resposta, precisão, facilidade de manutenção do SDF e versatilidade quanto à topologia do sistema modelado.

Algumas técnicas se destacam na utilização de dados analógicos, como as medidas de tensão e corrente do sistema elétrico, ou seja, os dados de oscilografia. Dentre os trabalhos que utilizam este tipo de informação destacam-se os que utilizam RNAs, Lógica Fuzzy, entre outras.

Em (Oleskovicz, Coury e Aggarwal - 2000) é proposto o uso de RNAs para o reconhecimento de padrões, e assim identificar as faltas ocorridas em linhas de transmissão. O sistema utiliza-se de dados de corrente e tensões pós-falta para alimentar a RNA e determinar quais as fases envolvidas na falta.

Em (Oleskovicz, Coury e Aggarwal - 2001) é proposto um sistema completo de detecção, identificação e localização de faltas em linhas de transmissão, baseado também em RNAs. O modelo utiliza-se de três módulos para realizar o diagnóstico, um módulo para detecção, um segundo para identificação do tipo de falta e outro para a localização. O sistema

proposto baseia-se em dados de oscilografia do sistema elétrico, tais como valores de tensão e da corrente que circula na linha de transmissão nos instantes de pré e pós-falta.

Em (Góes, Rodrigues e Silva - 2001) são também utilizadas as RNAs para identificar trechos de linhas submetidos a curtos-circuitos, porém a ferramenta desenvolvida é dedicada a identificar faltas em sistema de distribuição e não em sistemas de transmissão.

Em (Ramos, Vellasco e Pacheco - 2003) também são utilizadas as RNAs para analisar dados de tensão e corrente em linhas de transmissão, para identificar o tipo de falta e sua localização. Os autores utilizaram cinco modelos baseados em RNA, dos quais um é utilizado para identificar quando da ocorrência de uma falta e os demais modelos para localizar o ponto de falta, sendo um modelo para cada tipo de falta: monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica.

Em (Do Vale, Coser e Rolim - 2006) é proposto um método para diagnóstico de faltas em alimentadores de distribuição de energia. Neste método o monitoramento ocorre apenas na subestação, tendo-se como dados de entrada as tensões e correntes nas três fases do alimentador. A análise da resistência de falta determina o melhor algoritmo de localização a ser executado. Para faltas de baixa impedância é empregada uma técnica baseada na modelagem da rede de distribuição, enquanto faltas de alta impedância utiliza-se RNAs.

Ainda utilizando RNAs como ferramenta de modelagem, diversos trabalhos foram propostos na área de diagnósticos de faltas, entre eles estão (Silva et al. - 1996), (Giovanini e Coury, - 1999), (Bretas e Bretãs - 2003) e (Bretas et al. - 2006).

A maioria dos trabalhos até aqui expostos, baseados em RNAs, para o diagnóstico de faltas, utiliza como fonte de informações os dados de tensão e corrente no sistema elétrico.

Em (Bretas, Salim e Filomena - 2006) é proposto um algoritmo de identificação de faltas em sistemas desequilibrados com presença de geração distribuída. O algoritmo é matemático e baseia-se nos valores de impedância aparente de seqüência positiva. O algoritmo executa cálculos matemáticos baseados em valores de tensão, corrente e impedância do sistema até que haja uma convergência do ponto de falta.

Em (Silva, Oleskovicz e Coury - 2006) é apresentado um estudo preliminar da aplicação da Transformada Wavelet (TW) na sua versão estacionária, para a extração dos componentes de frequência fundamental dos sinais trifásicos de corrente e de tensão. O trabalho tem como objetivo a utilização destes sinais de corrente e tensão em um algoritmo para a localização de faltas em sistemas de transmissão com três terminais. Esta proposta faz uso de ambos os

sinais de aproximação e de detalhe, oriundos da Transformada Wavelet Estacionária (TWE), para localizar a falta. O método compreende as funções de detecção, classificação e de localização da falta, todas baseadas na utilização da TW.

Em (Dalcastagnê et al. - 2006) são apresentados os fundamentos de um método de localização de faltas baseado nos fasores dos dois terminais de uma linha de transmissão obtidos de forma não-sincronizada. O algoritmo proposto é iterativo e emprega um modelo a parâmetros distribuídos para a linha de transmissão. A cada iteração, as magnitudes das tensões calculadas ao longo da linha a partir dos fasores (tensão e corrente) de ambos os terminais são aproximadas por duas retas, cujo ponto de interseção é tomado como a estimativa da localização da falta. O processo é interrompido quando a diferença entre duas estimativas sucessivas torna-se menor do que um valor estipulado pelo usuário. Como o processo se baseia em magnitudes de fasores de tensão, a técnica proposta não requer sincronismo entre as medidas de tensão e corrente, tomadas nos dois terminais da linha de transmissão.

Em (Leão, Silva e Mantovani - 2006) é proposto um modelo de Programação Binária irrestrito (PB) para a localização de faltas em sistemas de energia elétrica. Este modelo é obtido utilizando-se a teoria de conjuntos de coberturas mínimas. Através desta teoria se busca o casamento entre o relatório de alarmes informados pelo sistema de controle e aquisição de dados (SCADA) e o estado esperado dos dispositivos de controle e proteção. Este estado esperado é obtido através de relações lógicas que consideram a filosofia de seletividade e coordenação entre os dispositivos de proteção (relés diferenciais, de distância e sobrecorrente) e as seções as quais eles protegem, como barras, linhas e transformadores. A solução do modelo de programação binária irrestrito é obtida através de um algoritmo genético (AG) dedicado e seus parâmetros de controle são calibrados para obter eficiência computacional e precisão dos resultados.

Outra gama de trabalhos, diferentemente dos trabalhos citados até aqui, que utilizavam dados de oscilografia, utilizam os alarmes disponibilizados pelo sistema SCADA.

Em (Brittes - 1998) é proposta uma Função de Apoio ao Operador no Diagnóstico de Atuação do Sistema de Controle e Proteção da Subestação. Este trabalho sugere a implementação de Sistemas Especialistas locais dedicados à filtragem e diagnóstico de alarmes em subestações, utilizando os dados disponibilizados no centro de operação da subestação.

Na área de inteligência artificial, além das RNAs, existem trabalhos baseados em algoritmos genéticos (Wen e Han - 1995) e lógica fuzzy (Yang et al. - 1995). Utilizando programas inteligentes, como sistemas especialistas ou programas baseados em regras, podem ser citados (Jeyasurya, Venkata e Vadari - 1990) e (Cardozo e Talukdar - 1988).

Na área de redes de Petri existem SDF's baseados em redes de Petri Lugar Transição (Lo et al. - 1997 e 1999) e (Bezerra et al. - 2003 e Bezerra - 2004), Redes de Petri Fuzzy (Jing et al. - 1996), Redes de Petri Coloridas (Sampaio - 2002 e Sampaio, Barroso e Leão - 2005).

Um dos primeiros trabalhos publicados que aplicam Redes de Petri em sistemas de diagnóstico de faltas é o sistema proposto em (Lo et al. - 1997 e 1999).

Em (Lo et al. - 1997, 1999) o autor utiliza RP's para diagnóstico de falta em sistema elétrico de potência. O modelo em RP proposto em (Lo et al. - 1997) pode ser aplicado tanto para sistemas de distribuição, como para sistemas de transmissão, enquanto que o modelo RP proposto em (Lo et al. - 1999) foi aplicado à subestação. O trabalho apresentado tem por objetivo deduzir, a partir da análise das informações disponíveis na RP, qual o dispositivo de proteção que atuou e, conseqüentemente, qual disjuntor abriu. Nos modelos, os lugares da Rede de Petri representavam os barramentos, linhas de transmissão, relés e disjuntores, e as transições representavam ocorrências de faltas (Sampaio - 2002 e Sampaio et al. - 2005).

A metodologia adotada em (Lo et al. - 1997 e 1999) é simples e de fácil implementação por se tratar apenas de manipulação de matrizes. O SDF proposto baseado em Rede de Petri Lugar-Transição permite diagnosticar a localização de faltas, verificar sinais incorreto-incertos e identificar os equipamentos de proteção que atuaram, tais como disjuntores e relés. No entanto, o modelo SDF ali apresentado não explicita a função do relé que atua, a fase que ocorre a falta e os tipos de falhas que ocorrem nos disjuntores e relés como em (Sampaio - 2002 e Sampaio et al. - 2005).

Em (Bezerra et al. - 2003 e Bezerra - 2004) é apresentado um avanço ao trabalho de (Lo et al. - 1999) para o diagnóstico de faltas em subestação. O SDF proposto apresenta uma estrutura em camadas, desde a camada que busca os dados disponibilizados pelo SCADA até o diagnóstico, reportado ao operador por meio de uma interface gráfica. Em comparação com os resultados apresentados por (Lo et al. - 1999) este trabalho aperfeiçoou nos aspectos de representação do problema de diagnóstico de faltas em uma estrutura de camadas, no uso da função "*breaker failure*" comumente utilizada nos relés numéricos atuais, permitindo a

inclusão do diagnóstico de sensibilização dos relés, refinamento dos modelos direto e reverso, aumento na precisão do diagnóstico e ainda a compatibilidade com os estados dos barramentos.

Em (Sampaio - 2002 e Sampaio et al. – 2005) é proposto um sistema de diagnóstico de faltas em subestações de distribuição baseado em Redes de Petri Coloridas. O sistema proposto adota uma abordagem distribuída, na qual os SDF's são localizados nas subestações e integrados aos níveis hierárquicos superiores do sistema de automação, reportando os resultados dos diagnósticos para o COS (Centro de Operação do Sistema). O SDF proposto disponibiliza em seu diagnóstico além dos equipamentos que atuaram e a localização da falta, a função de proteção atuada nos relés e possíveis falhas nos relés e disjuntores. Um modelo em RPC é desenvolvido para cada vão da subestação: vão de alta tensão, vão de média tensão, vão de transformação, vão de alimentadores e vão de compensação, tendo assim diversas redes de Petri Coloridas para modelar o sistema de proteção de uma subestação. Com isto, o sistema de diagnóstico fica limitado a diagnosticar somente faltas ocorridas nas zonas modeladas, não podendo ser generalizado para outras partes do sistema elétrico.

Em (Medeiros et al. – 2006)¹ é proposto um SDF baseado em RPC, para diagnóstico de faltas em subestações e na rede elétrica que as interligam. O sistema proposto apresenta um único modelo em RPC ao invés de uma rede para cada vão da subestação, o que é uma evolução em relação ao trabalho apresentado por (Sampaio – 2002 e Sampaio et al. – 2005). O modelo em RPC proposto foi desenvolvido visando como característica a flexibilidade quanto à topologia do sistema elétrico. O SDF desenvolvido utiliza informações de atuação dos relés e disjuntores independente da topologia do sistema elétrico. Para o modelo apresentado, é indiferente se o evento ocorre em uma subestação ou em uma linha de transmissão ou alimentador de distribuição, o que importa são os equipamentos envolvidos e as funções de proteção, e a partir destas informações é que se dá o diagnóstico (Medeiros et al. – 2006).

A utilização das técnicas de Inteligência Artificial está sendo bastante utilizadas para a resolução de problemas de diagnóstico de faltas. No caso das RNAs e da Lógica Fuzzy a sua

¹ Trabalho de mestrado a ser defendido até o término do ano de 2007.

utilização está bastante relacionada aos dados disponíveis sobre o sistema elétrico, geralmente utilizando dados de oscilografia, ou dados numéricos.

Já para o tratamento de informações de alarmes do SCADA a utilização de RNAs e Fuzzy não é muito difundida, ao contrário dos Sistemas Especialistas, que se enquadram muito bem ao problema de tratamento de alarmes.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este trabalho de pesquisa possibilitou a publicação de dois artigos científicos:

- “Um Sistema de Diagnóstico de Falhas para Sistemas Elétricos Baseado em Redes de Petri Coloridas”. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 17 a 19 de Julho, 2006.
- “Fault Diagnosis System for Power Systems Based On Colored Petri Nets”. XII Latin-American Congress on Automatic Control – CLCA, 3 a 6 de Outubro de 2006.

Bem como os dois artigos científicos, a pesquisa é apresentada através desta dissertação de mestrado, que está dividida em capítulos e seções, subdividindo os temas e assuntos de forma a facilitar a compreensão.

O segundo capítulo está organizado de forma a apresentar uma introdução teórica sobre as ferramentas utilizadas no desenvolvimento do trabalho. A primeira seção apresenta uma explanação sobre Redes de Petri, dando ênfase às Redes de Petri Coloridas. A segunda seção apresenta uma introdução à Inteligência Artificial e aos Sistemas Especialistas.

No terceiro capítulo é descrita a concepção geral do SDF, bem como o modelo em RPC utilizado como base de informações para desenvolvimento do Programa Especialista.

No quarto capítulo está descrito todo o desenvolvimento do Programa Especialista, desde o seu banco de dados até a interface gráfica disponibilizada ao operador.

No quinto capítulo são apresentados alguns estudos de caso, mostrando o funcionamento do SDF de forma prática e ilustrativa. Na primeira seção estudos de caso sobre o sistema elétrico que foi utilizado como base de pesquisa e de dados para o desenvolvimento da ferramenta, no caso um setor do sistema elétrico do estado do Ceará da área de concessão da COELCE, o eixo Cariré da Regional Sobral. Já na segunda seção são apresentados estudos de

caso sobre outro setor do sistema elétrico, ilustrando a capacidade de abstração do Programa, que é capaz de se adequar, através da configuração do seu banco de dados, a diversos sistemas elétricos, mostrando toda sua portabilidade.

No sexto e último capítulo estão as conclusões e sugestões de trabalhos futuros, buscando uma continuidade da linha de pesquisa em sistemas de proteção.

Por fim encontra-se a bibliografia estudada e consultada durante a elaboração deste trabalho, bem como os Apêndices.

No Apêndice A está representada a codificação utilizada pela concessionária de energia para identificar os equipamentos de proteção e manobra do sistema elétrico, já no Apêndice B está apresentado um software desenvolvido para emular uma parte do sistema elétrico do Ceará, fornecendo os dados sobre atuações dos equipamentos de proteção, para validação e testes do SDF.

2.1 Redes de Petri

Rede de Petri (RP) é uma ferramenta matemática e gráfica, capaz de modelar, analisar, controlar, validar e implementar muitos sistemas, especialmente sistemas que possam ser interpretados como sistemas a eventos discretos (Murata - 1989; Peterson - 1981).

Sistema discreto é um sistema no qual as mudanças ocorrem em instantes precisos. Os sistemas a eventos discretos possuem estados bem definidos e a mudança de estado acontece quando da ocorrência de um evento. Os sistemas a eventos discretos são modelados de forma que as variáveis de estado variam bruscamente em instantes determinados, e que os valores das variáveis nos estados seguintes podem ser calculados diretamente a partir dos valores precedentes, sem ter que considerar o tempo entre estes dois instantes (Cardoso e Valette, 1997).

Um evento, do ponto de vista do sistema elétrico de potência, é uma ocorrência de origem interna ou externa, que altera as características do fluxo de energia, provocando mudanças de estado do sistema e afetando seu funcionamento (NBR 5460, 1992). Estado é a condição ou situação em que se encontra o sistema elétrico em um dado instante (Brand e Kopainsky, 1988; Das e Holloway, 2000).

Os principais elementos das redes de Petri são: lugares, transições, arcos e fichas, como mostrado na Figura 2.1. Os lugares são representados por círculos ou elipses, as transições são representadas por barras ou retângulos, e os arcos direcionados são representados por setas que ligam os lugares às transições de diferentes maneiras, de acordo com o seu direcionamento e seu peso, que é a quantidade de fichas que ele retira ou põe nos lugares.

A rede de Petri é capaz de modelar eventos através do conjunto de fichas contidas nos lugares da rede, chamada de marcação. O conjunto de todas as marcações possíveis representa os estados do sistema modelado; uma determinada marcação representa um determinado estado. A dinâmica do sistema pode ser representada pelos disparos das transições, que conduzem o sistema de um estado inicial, ou marcação inicial, para um outro estado qualquer, representando assim a mudança de estados do sistema.

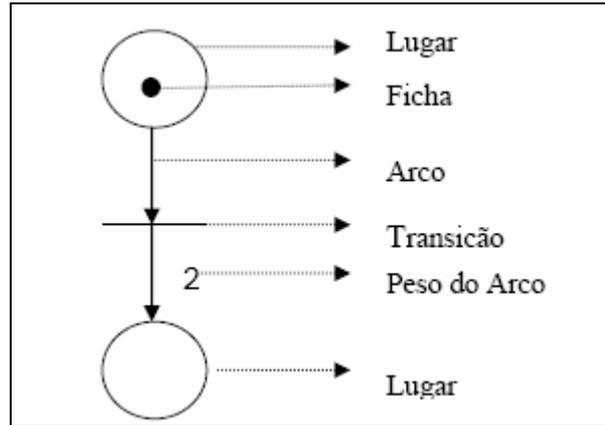


Figura 2.1: Ilustração de uma RP

Na Figura 2.2 é representada uma Rede de Petri que modela a atuação de um relé quando da ocorrência de uma falta em um sistema elétrico. A falta representa um evento discreto que leva à mudança de estado do sistema, e, por conseguinte habilita o disparo de uma transição, passando a rede de Petri de uma marcação inicial para uma marcação final. A existência de fichas nos lugares “Relé pronto para atuar” e “Falta” habilita a transição “t”, que é disparada retirando as fichas dos seus lugares de entrada e colocando fichas no lugar de saída, “Relé Atuado”. Neste exemplo é demonstrado o funcionamento básico da rede de Petri aplicada na modelagem da atuação de um relé mediante uma falta no sistema elétrico. Desta forma pode ser representada uma mudança de estado de um componente do sistema elétrico através de RP.

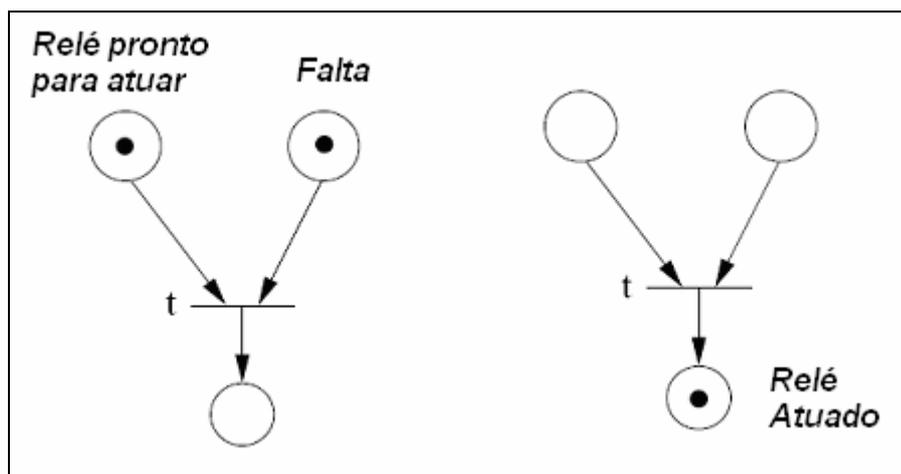


Figura 2.2: Mudança de estado de uma RP

2.1.1 Redes de Petri Coloridas

Em geral, os sistemas do mundo real são complexos e possuem vários processos com características similares, mas não idênticos. As RPs possuem apenas um tipo de ficha, isto

significa que o estado de um lugar é descrito por um único tipo de dado que pode ser inteiro ou booleano. O fato das RPs não manipularem tipos de dados diferentes dificulta a modelagem de sistemas grandes e complexos (Jensen - 1997).

As Redes de Petri Coloridas (RPC) são ferramentas orientadas para especificação, projeto, simulação, validação e implementação de sistemas que podem ser interpretados como eventos discretos e são consideradas como uma das mais poderosas linguagens para aplicação em sistemas que contêm processos concorrentes e paralelos, entre outros (Jensen - 1997).

As RPCs fazem parte da classe de rede de Petri de alto nível. A vantagem das redes de Petri de alto nível sobre os outros tipos de RPs é sua capacidade de modelar sistemas complexos, provendo modelos com alto nível de abstração e melhor capacidade de representação gráfica. As RPCs, ao contrário das RPs, são capazes de representar um sistema através de um modelo gráfico mais compacto e estruturas de dados mais poderosas (Jensen - 1997).

Com o objetivo de diferenciar as fichas, são associadas *cores* às fichas (tipos de dados). Como consequência, a cada lugar se associa um conjunto de cores das fichas que podem pertencer ao lugar (Cardoso e Valette - 1997).

Por razões históricas, para distinguir das RPs, as fichas são chamadas fichas coloridas e os tipos de dados são denominados conjuntos de cores. Nas RPCs, cada ficha representa um valor e a cada lugar é associado um tipo de dado (Jensen - 1997).

As fichas deixam de ser pontos nos lugares (Figuras 2.1 e 2.2), representando apenas uma quantidade, e passam a ser dados representativos do processo. Uma mesma topologia de lugares e transições pode representar vários processos apenas com a variação nos dados representados nas fichas. Nas RPCs cada ficha pode ser modificada pela ocorrência das transições, dando assim maior flexibilidade aos modelos.

As etiquetas ou inscrições dos arcos não são mais números inteiros, ou pesos, como no caso das redes ordinárias, mas funções que representam matrizes de inteiros. Para cada transição é necessário descrever quais “cores” de fichas serão retiradas dos lugares de entrada (pré-condição) e quais “cores” de fichas serão colocadas nos lugares de saída (pós-condições) (Cardoso e Valette - 1997).

Em substituição ao peso do arco, utilizado nas RP, as RPC têm associadas aos arcos inscrições de arco. As inscrições de arcos são expressões que especificam os dados que devem existir para cada atividade ocorrer, ou que será produzida se uma atividade ocorrer. Da mesma

forma, associadas às transições podem ter inscrições denominadas guardas, que são expressões booleanas, com a função de restringir a ocorrência de transições a determinadas condições. Estas inscrições determinam dinamicamente quantas e quais fichas devem ser removidas ou adicionadas aos lugares associados. A marcação inicial de uma RPC também é determinada pelas inscrições associadas aos lugares. O uso do conjunto de cores em RPC é análogo ao uso de tipos de dados em linguagem de programação (Jensen - 1997).

As RPCs são adequadas para o modelo do Sistema de Diagnóstico de Faltas (SDF), pois elas apresentam características importantes para a modelagem de sistemas complexos, como modularidade, manutenibilidade e expansibilidade. Estas características permitem que novos processos possam ser incorporados ao modelo original, possibilitando ao SDF a incorporação de novas funções, ou a adequação do modelo atual a novos processos do sistema elétrico que por ventura venham a ser contemplados pelo sistema de diagnóstico de faltas.

Para criar e simular o modelo desenvolvido em RPC para o SDF foi utilizado o software CPN Tools 2.2.0². O CPN Tools é uma ferramenta para edição, simulação e análise de Redes de Petri Coloridas. Ele possui uma interface gráfica para o usuário, facilitando na construção e na análise das redes.

Na Figura 2.3 é apresentado um exemplo das declarações de conjuntos de cores e variáveis de uma RPC aplicada ao sistema de proteção elétrica, desenvolvida no software CPN Tools.

```

▼ Declarations
  ▼ Standard declarations
    ▼ colset SE = with BBR;
    ▼ colset RELE= with Ra2|Ra3|Ra4|Rbc|Rdt|Rtb|Rta|Rti|Rtd|R86|Rel;
    ▼ colset FUNCAO = string;
    ▼ colset FICHA_RELE = product SE*RELE*FUNCAO;
    ▼ var s: SE;
    ▼ var r: RELE;
    ▼ var f: FUNCAO;
  
```

Figura 2.3: Declaração de uma RPC

As declarações “colset” são os conjuntos de cores utilizados na RPC. O conjunto “SE” e o conjunto “RELE” possuem todas suas fichas, ou dados, especificados na declaração, já o

² Software de simulação de RPC para fins acadêmicos, maiores informações: <http://www.daimi.au.dk/CPNTools/>

conjunto “FUNCAO” possui fichas indefinidas, porém define o tipo de fichas que podem pertencer a ele, que são somente as fichas do tipo “string”. O conjunto “FICHA_RELE” é formado pelo produto dos três conjuntos anteriormente declarados, com isso as fichas deste conjunto possuem três campos distintos.

As fichas do conjunto “SE” apresentam os dados representativos das subestações. Neste exemplo, somente uma subestação está contemplada no modelo, que é a subestação com código “BBR”, representando a subestação “Beberibe”. As fichas do conjunto “RELE” representam os relés da subestação e as fichas do conjunto “FUNCAO” representam as funções de atuação dos relés.

As declarações “var” são as variáveis do modelo, ou seja, “s” é uma variável pertencente ao conjunto “SE”, “r” é uma variável pertencente ao conjunto “RELE” e, por fim, “f” é uma variável pertencente ao conjunto “FUNCAO”. Na Figura 2.4 é apresentada a rede de Petri colorida declarada anteriormente na Figura 2.3.

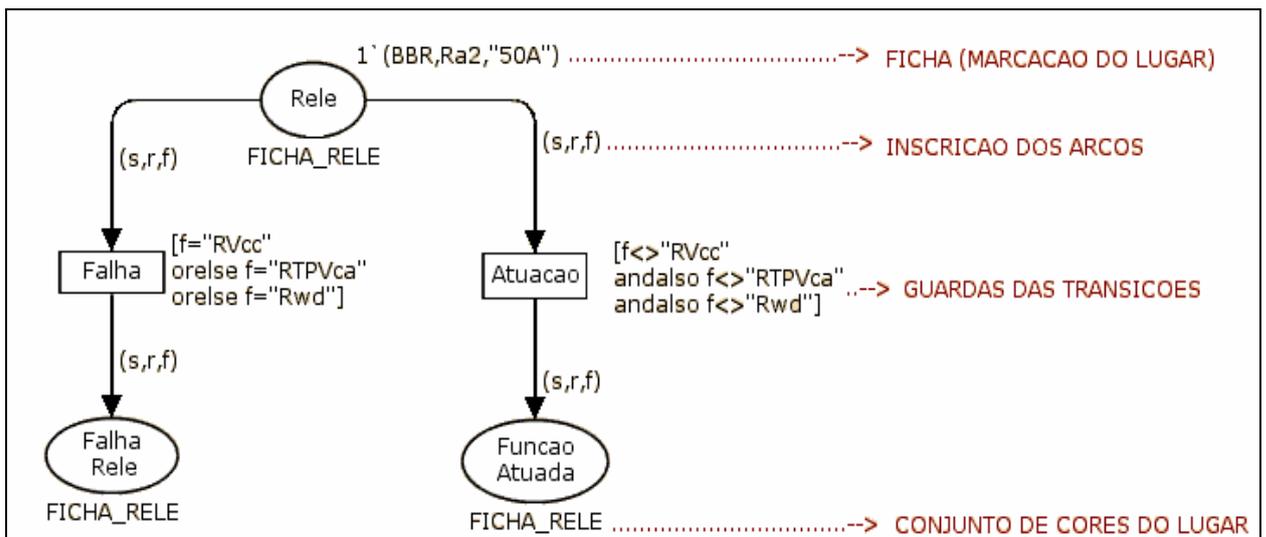


Figura 2.4: Exemplo de uma RPC

Observa-se que o conjunto de dados declarado para os lugares da rede é o conjunto “FICHA_RELE” e que suas fichas são formadas por um conjunto de três campos distintos: o primeiro é um dado pertencente ao conjunto “SE”, o segundo pertence ao conjunto “RELE” e o terceiro pertence ao conjunto “FUNCAO”, assim como está declarado o conjunto “FICHA_RELE”.

Nos arcos não se tem mais um número inteiro representando apenas quantidade, e sim uma inscrição, que pode ser uma função ou simplesmente variáveis que especificam quais

fichas serão retiradas e quais serão colocadas nos lugares quando da ocorrência de uma transição.

As guardas são as inscrições representadas próximas às transições. Elas são escritas entre colchetes e indicam uma condição para a transição estar ou não habilitada, dependendo das fichas contidas nos lugares de entrada da transição. No caso do exemplo ilustrado anteriormente, a transição “Falha” somente estará habilitada se no seu lugar de entrada, no caso lugar “Rele”, existir uma ficha cujo campo referente à variável “f” contenha um dos três casos declarados na guarda, ou seja, uma das três funções: “RVcc”, “RTPVca” ou “Rwd”. De forma inversa funciona a guarda da transição “Atuacao”, em que a transição só estará habilitada se a ficha no lugar de entrada contiver no seu campo relativo à função, ou seja, na variável “f”, um código diferente dos três acima mencionados.

2.2 Inteligência Artificial e Sistemas Especialistas

2.2.1 Inteligência Artificial

A inteligência artificial é a transferência das características da inteligência humana para as máquinas. Os sistemas especialistas lidam com uma pequena área técnica que pode ser convertida da inteligência humana para a artificial (Levine, Drang e Edelson - 1988).

A inteligência artificial é um campo científico preocupado com a criação de sistemas computadorizados que podem atingir níveis humanos de raciocínio. Mais precisamente, a IA é o ramo da informática que enfoca o desenvolvimento de programas de computadores capazes de desempenhar tarefas normalmente associadas ao comportamento humano inteligente. Isto é obtido através de uma coleção de técnicas sustentadas por computadores que competem com algumas habilidades naturais dos seres humanos, como por exemplo, a representação do conhecimento, a capacidades de inferência, entre outras. (Chorafas - 1988).

A inteligência artificial pode também ser definida como um ramo da informática cujo objetivo é equipar as máquinas com raciocínio e capacidades perceptivas. As características da IA são (Chorafas - 1988):

- Manipulação de símbolos em vez de números;
- Inferências e deduções a partir da informação disponível;
- Aplicação do conhecimento na resolução de um problema;

- Utilização de seu conhecimento e suas regras associadas para limitar o crescimento exponencial que ocorre em situações complexas do mundo real.

Aquilo que geralmente é considerado “inteligência” pode ser dividido em uma coleção de fatos, e um meio de se utilizar esses fatos para alcançar os objetivos. Isto é feito em parte pela formulação de conjuntos de regras relacionadas aos fatos armazenados. Estas regras geralmente encontram-se expressas numa relação SE-ENTÃO, ou relação condicional (Levine, Drang e Edelson - 1988).

Dependendo da natureza do problema a ser investigado, o número de fatos e regras pode ser extremamente grande, dificultando sua análise. Para minimizar este problema existe um processo que guia a seleção de uma resposta adequada a uma situação específica. Este processo é conhecido como poda, e ele busca eliminar os caminhos de pensamento que não são relevantes para o objetivo imediato. (Levine, Drang e Edelson - 1988).

Diversas técnicas de inteligência artificial são estudadas, dentre elas destacam-se as Redes Neurais Artificiais (RNAs), a Lógica Fuzzy, os Sistemas Especialistas, entre outras.

A Lógica Fuzzy é um método de raciocínio que se assemelha ao raciocínio humano já que opera com valores e inferências aproximados (lógica difusa), e dados incompletos ou ambíguos (dados difusos) em lugar de recorrer a dados claros, tais como dados binários (sim/não). A lógica difusa utiliza uma terminologia que é deliberadamente imprecisa, tais como muito alto, em crescimento, quente, frio, razoável e muito baixo. Isto permite que os sistemas difusos processem dados incompletos, e rapidamente forneçam soluções aproximadas, mas aceitáveis, para problemas difíceis de serem resolvidos por outros métodos. Observa-se que os dados analisados pelo SDF não apresentam esta característica, uma vez que as informações são claras e precisas, como por exemplo, disjuntor aberto, relé atuado entre outras.

As RNAs possuem como uma de suas principais características a capacidade de aprendizado, característica esta associada principalmente ao comportamento humano. A eficiência da RNA depende da sua topologia, bem como de um conjunto de dados sobre o sistema. Este conjunto de dados deve ser utilizado para treinar a RNA, para que ela possa aprender sobre o sistema modelado e ser capaz de obter resultados coerentes quando da inserção de um novo conjunto de dados. Isto exige uma vasta gama de dados sobre o sistema modelado, para que um conjunto relevante de dados seja escolhido como conjunto de

treinamento da RNA. Para o desenvolvimento do SDF uma dificuldade seria escolher um conjunto de dados relevantes para possibilitar uma boa generalização por parte da RNA.

As RNAs possuem características interessantes que possibilitam sua implementação para a solução de problemas de diagnóstico de faltas. Porém foram escolhidas como ferramenta, para o desenvolvimento do sistema, algumas técnicas utilizadas pelos Sistemas Especialistas, principalmente a representação do conhecimento através de regras, além da utilização de regras heurísticas, explicitadas no Capítulo 4. Entende-se que seus procedimentos e abordagens se enquadram melhor às características do problema de interpretar a marcação final do modelo RPC do SDF.

2.2.2 Sistemas Especialistas

Professor Edward Feigenbaum, da Universidade de Stanford, um dos principais pesquisadores em sistemas especialistas, definiu um sistema especialista como um programa inteligente de computador que usa conhecimento e procedimentos inferenciais para resolver problemas que são bastante difíceis de forma a requererem, para sua solução, muita perícia humana (Harmon e King – 1988).

Sistema convencional é baseado em um algoritmo, emite um resultado final correto e processa um volume de dados de maneira repetitiva enquanto que um sistema especialista é baseado em uma busca heurística, e trabalha com problemas para os quais não existe uma solução convencional organizada de forma algorítmica disponível ou é muito demorada.

Um sistema especialista é um sistema de informação baseado no conhecimento sobre uma área de aplicação específica e complexa para atuar como um consultor especializado para usuários finais. Os sistemas especialistas fornecem respostas a questões de uma área-problema muito específica, fazendo inferências sobre conhecimento contido em uma base de conhecimento especializada. Por isso, os sistemas especialistas podem fornecer aos usuários apoio à decisão na forma de um conselho de um consultor especialista em uma área específica de problemas.

2.2.2.1 Representação do Conhecimento

Existem muitas maneiras pelas quais o conhecimento pode ser representado em sistemas especialistas. Entre os exemplos encontram-se métodos de representação do conhecimento baseado em regras e em casos.

- Raciocínio Baseado em Casos: Conhecimento representado na forma de casos, ou seja, exemplos de desempenho, ocorrências e experiências passadas.
- Conhecimento Baseado em Regras: Conhecimento representado na forma de regras e declarações de fatos. As regras são declarações que normalmente assumem uma premissa e uma conclusão do tipo SE (condição) ENTÃO (conclusão).

2.2.2.2 Regras Heurísticas

Regras heurísticas não são formuladas como um resultado comum reconhecido por todos, elas são regras específicas que somente alguém especialista na área em questão conhece, ou seja, elas se baseiam em informações que são de conhecimento exclusivo de especialistas. Muitas regras heurísticas são baseadas na probabilidade de certos eventos ocorrerem, uma probabilidade que os especialistas têm o conhecimento e experiência para avaliar (Levine, Drang e Edelson - 1988).

Em um sistema especialista, um mecanismo de poda que utiliza regras heurísticas é chamado de mecanismo de pesquisa heurística, uma vez que se utilizam regras heurísticas para minimizar o número de considerações feitas sobre o problema investigado, conforme é mostrado na Figura 2.5. (Levine, Drang e Edelson - 1988).

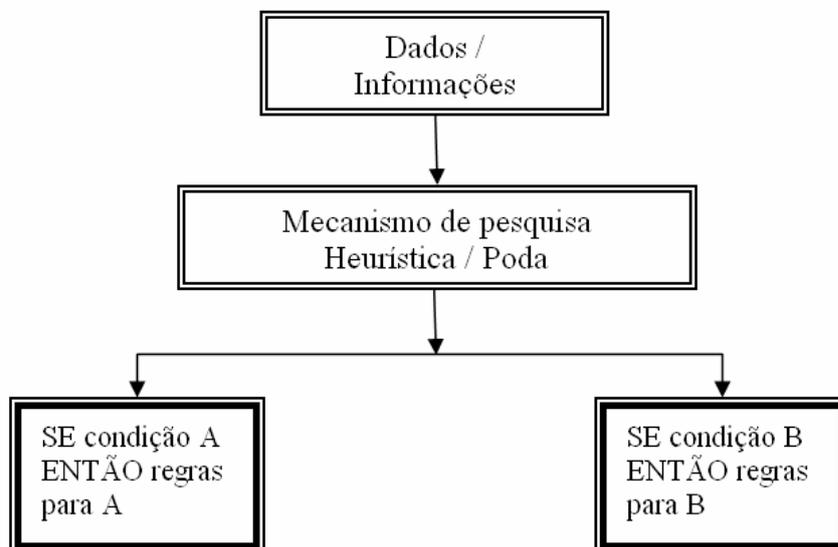


Figura 2.5: Mecanismo de Pesquisa Heurística

Para o desenvolvimento do SDF foram utilizadas algumas das técnicas dos Sistemas Especialistas para interpretar o modelo em RPC e reportar um diagnóstico ao operador. Os Sistemas Especialistas baseiam-se em conhecimentos adquiridos por um especialista humano

para realizar uma tarefa, o que se adequa bem ao problema de interpretar o modelo em RPC, em que diversos conhecimentos em áreas distintas são necessários.

O sistema desenvolvido neste trabalho utilizar algumas técnicas comuns aos Sistemas Especialistas, em que não deve ser considerado e analisado como tal, uma vez que ele não apresenta todas as características de um Sistema Especialista.

O conhecimento será representado na ferramenta em forma de casos e regras, bem como através das informações sobre a codificação dos equipamentos utilizada pela concessionária de energia para identificar e localizar os dispositivos no sistema elétrico.

No próximo capítulo será apresentada a concepção geral do SDF, baseado em RPC Técnicas de Sistemas Especialistas. Neste mesmo capítulo será apresentada uma descrição sobre o modelo em RPC utilizado pelo SDF.

CAPÍTULO 3 | CONCEPÇÃO GERAL DO SDF

Neste capítulo será apresentada a concepção geral do SDF proposto dando ênfase ao modelo RPC, de forma a suprir as informações necessárias para um melhor entendimento do Programa Especialista desenvolvido que será abordado no próximo capítulo.

Em (Medeiros et al. – 2006) é apresentado um modelo RPC para o diagnóstico de faltas, conforme Figura 3.1. Este modelo serviu de base para o desenvolvimento do Programa Especialista.

O SDF proposto em (Medeiros et al. – 2006) apresenta uma estrutura em camadas, conforme mostrado na Figura 3.2, onde uma camada recebe informações da camada anterior para realizar seus procedimentos e fornecer seus próprios resultados. O diagnóstico é disponibilizado através de uma tabela que associa a cada marcação final do modelo em RPC um diagnóstico. Desta forma é necessário que se realize um pré-cadastro de todos os possíveis eventos para que o SDF esteja pronto para operar, tornando a implementação do SDF limitada aos diagnósticos cadastrados.

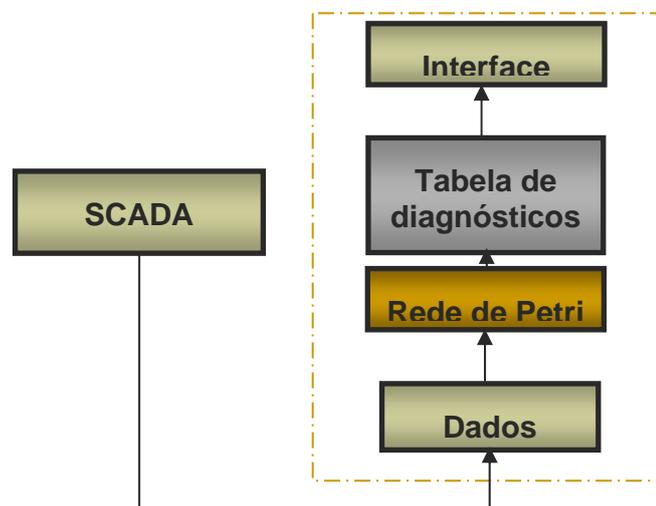


Figura 3.2: Estrutura do SDF proposto em (Medeiros et al. - 2006)

A utilização de uma tabela para interpretar as marcações do modelo em RPC é, portanto, uma limitação do SDF, uma vez que para o sistema ficar pronto a operar em outros sistemas elétricos, ou em outros setores de uma mesma rede elétrica, é necessário um estudo dos eventos locais para que se atualize a tabela de diagnósticos.

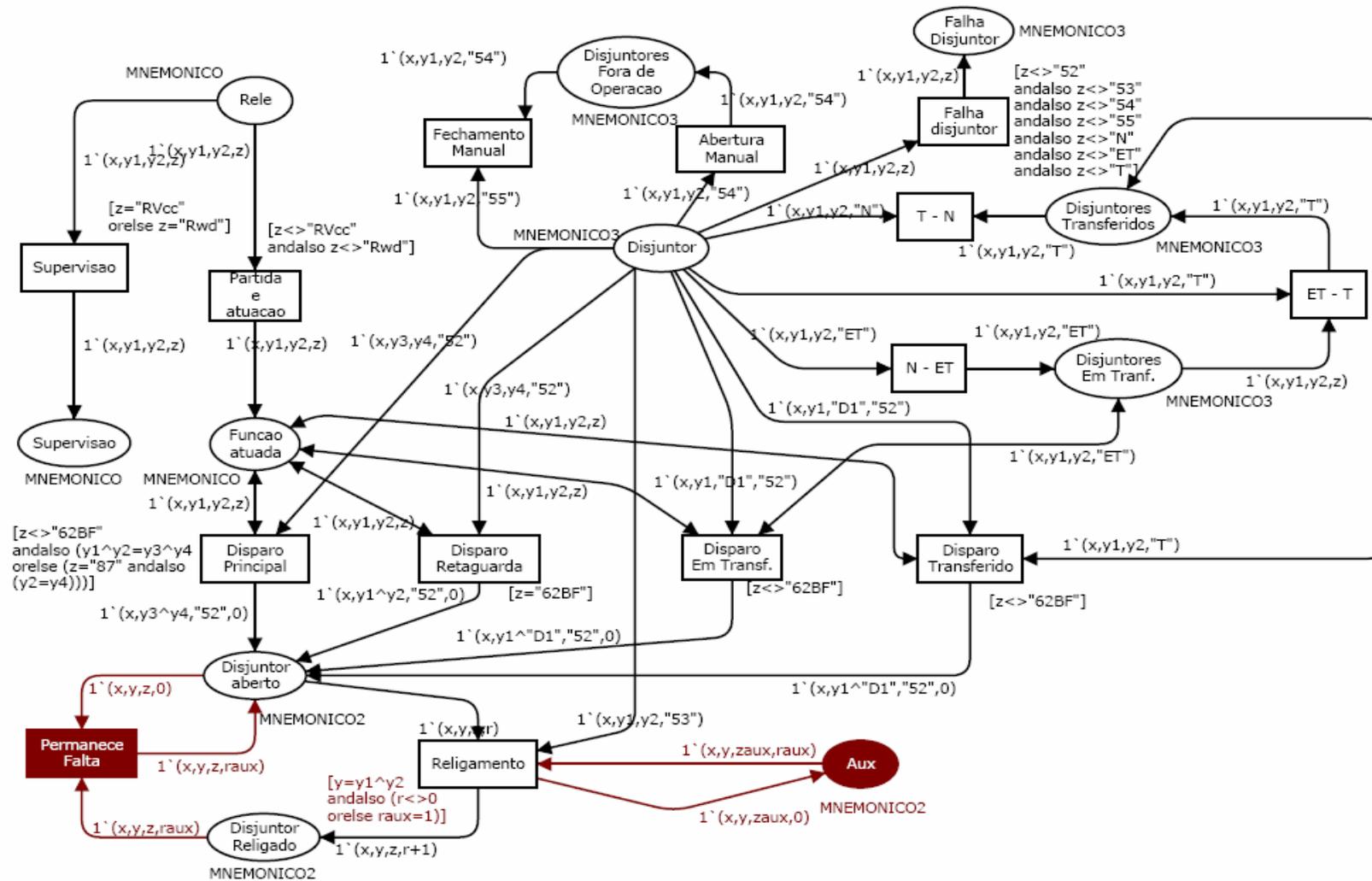


Figura 3.1: Modelo RPC (Medeiros et al. - 2006)

Baseado no modelo de (Medeiros et al. – 2006) buscou-se o desenvolvimento de um programa baseado em conhecimento para interpretar as marcações finais do modelo em RPC, e assim fornecer um diagnóstico sucinto e claro ao operador. Este programa é uma alternativa à tabela de diagnósticos, proposta em (Medeiros et al. – 2006).

Foram necessárias, porém, algumas modificações no modelo original, para que o SDF como um todo seja mais versátil quanto ao sistema elétrico monitorado, sendo capaz de monitorar diferentes redes elétricas sem a necessidade de um estudo prévio das possíveis contingências do sistema elétrico a ser monitorado.

3.1 Concepção geral do SDF

O SDF proposto neste trabalho é composto de quatro camadas básicas, são elas: camada de entrada, camada do modelo em Rede de Petri Colorida, camada de interpretação do modelo e a camada de saída. A Figura 3.3 apresenta a estrutura do SDF, desde os dados do SCADA até o diagnóstico disponibilizado ao operador através da interface homem-máquina (IHM) no Centro de Operação do Sistema (COS).

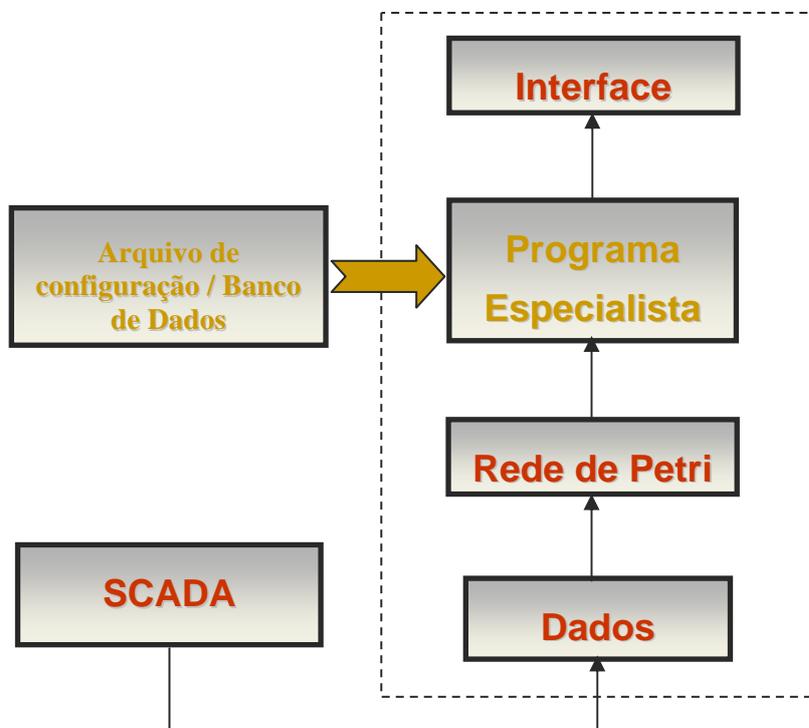


Figura 3.3: Estrutura do SDF 8

A camada de entrada lê os dados do evento a ser diagnosticado, contidos na tabela de alarmes do sistema supervisorio no COS. Esta camada então manipula os dados convertendo-os para um formato adequado ao modelo em RPC, criando assim uma marcação inicial para a Rede de Petri Colorida relativa ao evento em questão.

De forma a ilustrar a quantidade de informações disponibilizadas aos operadores nos COS durante uma ocorrência de falta no sistema elétrico, observa-se na Tabela 3.1 uma planilha com informações sobre as atuações de um único equipamento. Estas informações são relativas a um religador de uma subestação e fazem referência às atuações deste equipamento em um período de aproximadamente 25 segundos.

Desta forma, destaca-se a relevância do modelo RPC, em que estas informações são devidamente selecionadas, separadas e armazenadas nas fichas nos devidos lugares da rede.

Tabela 3.1: Tabela com as informações sobre as atuações de um único religador.

Consulta de Alarmes OFFLine							
Data	Hora	MilSeg	Estação	Parque	Elemento	Descrição	Estado
1/2/2006	07:52:00	559	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE A	AL
1/2/2006	07:52:00	559	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE B	AL
1/2/2006	07:52:00	559	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE C	AL
1/2/2006	07:52:00	695	SBU	15	21S8	DISJUNTOR ABERTO	AB
1/2/2006	07:52:00	761	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	+
1/2/2006	07:52:02	708	SBU	15	21S8	ATUAÇÃO DE RELIGAMENTO	AL
1/2/2006	07:52:02	837	SBU	15	21S8	DISJUNTOR FECHADO	FE
1/2/2006	07:52:02	961	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	-
1/2/2006	07:52:03	211	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE A	AL
1/2/2006	07:52:03	211	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE C	AL
1/2/2006	07:52:03	211	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE B	AL
1/2/2006	07:52:03	321	SBU	15	21S8	DISJUNTOR ABERTO	AB
1/2/2006	07:52:03	336	SBU	15	21S8	FALTA TENSAO VCC	+
1/2/2006	07:52:03	411	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	+
1/2/2006	07:52:03	446	SBU	15	21S8	FALTA TENSAO VCC	-
1/2/2006	07:52:13	488	SBU	15	21S8	DISJUNTOR FECHADO	FE
1/2/2006	07:52:13	624	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	-
1/2/2006	07:52:13	778	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE B	AL
1/2/2006	07:52:13	778	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE C	AL
1/2/2006	07:52:13	884	SBU	15	21S8	DISJUNTOR ABERTO	AB
1/2/2006	07:52:13	964	SBU	15	21S8	FALTA TENSAO VCC	+
1/2/2006	07:52:13	984	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	+
1/2/2006	07:52:14	19	SBU	15	21S8	FALTA TENSAO VCC	-
1/2/2006	07:52:24	59	SBU	15	21S8	DISJUNTOR FECHADO	FE
1/2/2006	07:52:24	194	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	-
1/2/2006	07:52:24	249	SBU	15	21S8	FALTA TENSAO VCC	+
1/2/2006	07:52:24	316	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE A	AL
1/2/2006	07:52:24	316	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE C	AL
1/2/2006	07:52:24	316	SBU	15	21S8	PROT 51 FASE B	AL
1/2/2006	07:52:24	423	SBU	15	21S8	DISJUNTOR ABERTO	AB
1/2/2006	07:52:24	524	SBU	15	21S8	INTEGRIDADE BOBINA ABERTURA	+
1/2/2006	07:52:24	554	SBU	15	21S8	FALTA TENSAO VCC	-

A camada do modelo em RPC processa a marcação inicial fornecida pela camada de entrada, chegando a um estado onde não exista mais nenhuma transição habilitada, e obtendo desta forma uma marcação final relativa ao evento. Esta marcação apresenta-se no formato de

fichas do modelo em RPC, de forma que seria impraticável para o usuário, sem o conhecimento sobre RPC, fazer a correta interpretação desta marcação.

A camada que recebe os dados do modelo em RPC (Programa Especialista) é composta por um programa baseado em conhecimentos e regras, que utiliza algumas técnicas de sistemas especialistas. O Programa Especialista utiliza as informações contidas na marcação final do modelo para reconhecer e interpretar as informações disponíveis, e obter o diagnóstico dos eventos ocorridos.

3.2 Modelo em RPC

De forma a fornecer as informações necessárias para o completo entendimento dos procedimentos utilizados pelo Programa Especialista para realizar os diagnósticos, será feita nesta seção uma explanação sobre o modelo em RPC utilizado como base para o desenvolvimento do SDF.

O modelo utilizado deriva do modelo apresentado em (Medeiros et al. – 2006), e difere do original somente no tratamento das informações de religamentos ocorridos no sistema elétrico.

O modelo em RPC utilizado para desenvolvimento do Programa Especialista é apresentado na Figura 3.4. A zona destacada na Figura 3.4 é onde houve a mudança em relação ao modelo original.

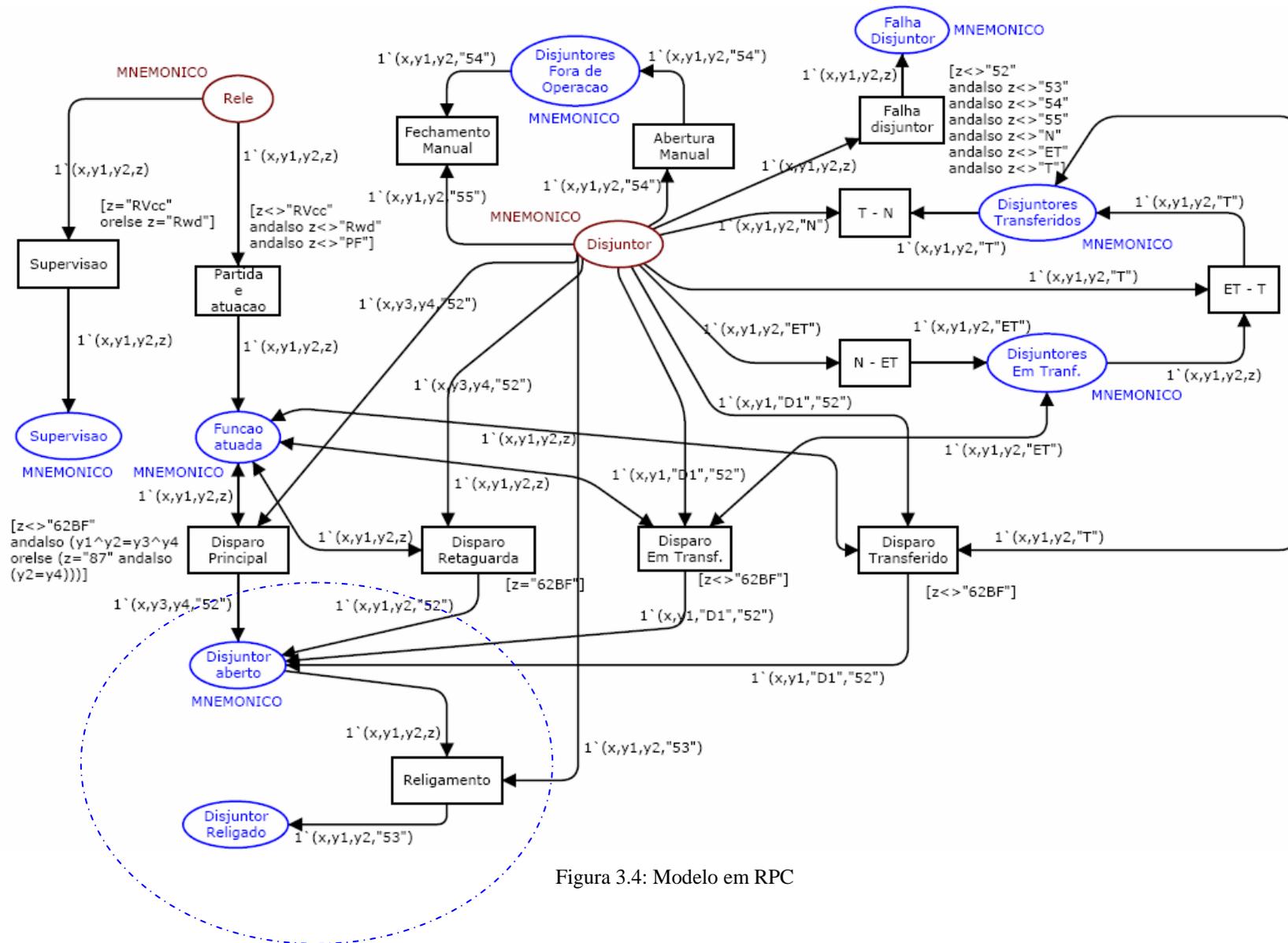


Figura 3.4: Modelo em RPC

No processo de formação das fichas são utilizados códigos mnemônicos para uma melhor representação e visualização dos dados representativos dos eventos.

No sistema elétrico os equipamentos são identificados por códigos que os especialistas reconhecem e retiram informações destes códigos, como nível de tensão do equipamento, tipo do equipamento, etc, conforme mostrado no Apêndice A.

No modelo é importante saber o que representa cada código, pois as transições são habilitadas justamente por estes códigos, além de que as informações contidas nestes códigos é que serão utilizadas pelo Programa Especialista para disponibilizar o diagnóstico.

3.2.1 Conjuntos e fichas;

Os conjuntos definidos no modelo são: “DATA” e “MNEMÔNICO”. Na Figura 3.5 é apresentada a declaração dos conjuntos e variáveis utilizadas no modelo.

```

▼ Declarations
  ▼ Standard declarations
    ▼ colset DATA = string;
    ▼ colset MNEMONICO = product DATA * DATA * DATA*DATA;
    ▼ var x: DATA;
    ▼ var y,yaux,y1,y2,y3,y4: DATA;
    ▼ var z,zaux: DATA;
  
```

Figura 3.5: Declarações do Modelo em RPC 10

O conjunto “DATA” possui fichas do tipo “string”, ou seja, as fichas e variáveis pertencentes a este conjunto são formadas por um conjunto de caracteres alfanuméricos.

No conjunto “MNEMÔNICO” a ficha é formada por um produto, ou união de três variáveis do conjunto “DATA”. Ou seja, a ficha do conjunto “MNEMÔNICO” possui três campos do tipo “string”, em que cada um destes campos apresenta uma informação diferente referente ao equipamento. O primeiro campo possui três dígitos e indica o código da subestação na qual o equipamento está instalado. O segundo campo indica o código do equipamento em si, ou seja, a nomenclatura dada ao equipamento para sua identificação dentro da subestação. E o terceiro campo é relativo à função de atuação do equipamento.

É imprescindível entender o que cada variável representa para entender o modelo. A variável ‘x’ representa a subestação na qual o equipamento está instalado, ou seja, se dois equipamentos, ou duas fichas, apresentam a mesma variável ‘x’, eles estão na mesma subestação. A variável ‘y1’ informa o nível de tensão e o tipo de equipamento, se disjuntor,

religador, etc. Já a variável ‘y2’ é um código dado para identificar cada equipamento. A variável ‘z’ representa as funções de proteção atuadas.

Observa-se, porém, que na nomenclatura utilizada pela concessionária de energia (ver Apêndice A) não existe um código padrão para diferenciar os relés dos demais equipamentos da subestação. Sendo assim, os relés geralmente são identificados pelo mesmo código do equipamento a que o ele está associado. A diferenciação entre relés e disjuntores ou religadores, no modelo, se dá pelo código da função atuada e pela localização das respectivas fichas nos lugares da rede. Ou seja, existem códigos de função relativos a relés e outros relativos a disjuntores.

Como ilustração observa-se a ficha com a seguinte codificação:

(“ARU”, “12C2”, “50A”).

A leitura desta ficha indica que o equipamento está instalado na subestação Araras Um (“ARU”), que o mesmo é o “12C2”, e a função atuada foi a de proteção contra sobrecorrente instantânea na fase A (50A). Sabe-se que a ficha indica a atuação de um relé devido ao código da função, que neste caso é um código associado somente aos relés, já que os disjuntores não identificam sobrecorrentes, eles simplesmente abrem ou fecham por um comando externo. Como exemplo de funções associadas a disjuntores podem ser citadas as funções “52”, “53”, “54” entre outras, que significam, respectivamente: abertura de disjuntor, fechamento de disjuntor e abertura manual de disjuntor.

Na Tabela 3.2 é mostrada a relação de alguns dos códigos mnemônicos utilizados.

Tabela 3.2: Tabela com as informações sobre o sistema elétrico a ser monitorado.

	Mnemônicos	Descrição
Subestação	ARU	Araras Um
	CRE	Cariré
	NVR	Nova Russas
Equipamento	12C1	Relé ou disjuntor
	12J6	Relé ou disjuntor
	21L1	Relé ou religador
Função	50A	Sobrecorrente instantânea na fase A
	51C	Sobrecorrente temporizada na fase C
	52	Abertura de disjuntor
	53	Fechamento disjuntor
	Rwd	Sinal de falha no relé

Através do nome dado aos equipamentos, algumas conclusões podem ser tiradas, como por exemplo: se dois equipamentos estiverem instalados na mesma linha eles apresentam os

mesmos valores em 'y1', pois estão no mesmo nível de tensão, e em 'y2', já que estão na mesma linha. Já quando dois equipamentos estão relacionados a um mesmo transformador, eles apresentam o mesmo código em 'y2, porém com códigos diferentes em 'y1', pois estão em níveis de tensão diferentes, um no primário e outro no secundário.

3.2.2 Processos do modelo em RPC;

Para se entender a dinâmica dos processos modelados, o modelo apresentado na Figura 3.3 será subdividido didaticamente em cinco partes para simplificar o entendimento do modelo de forma geral. As partes, ou processos são: processo de atuação ou falha do relé, operação manual ou falha do disjuntor, etapas de transferência da proteção, disparos da proteção e religamento automático.

3.2.2.1 Processo de Atuação ou Falha do Relé

Na Figura 3.6 é apresentada a parte do modelo que representa o processo de modelagem utilizado para identificar quando um relé atuou por proteção do sistema, por falha ou se foi simplesmente uma sensibilização sem atuação.

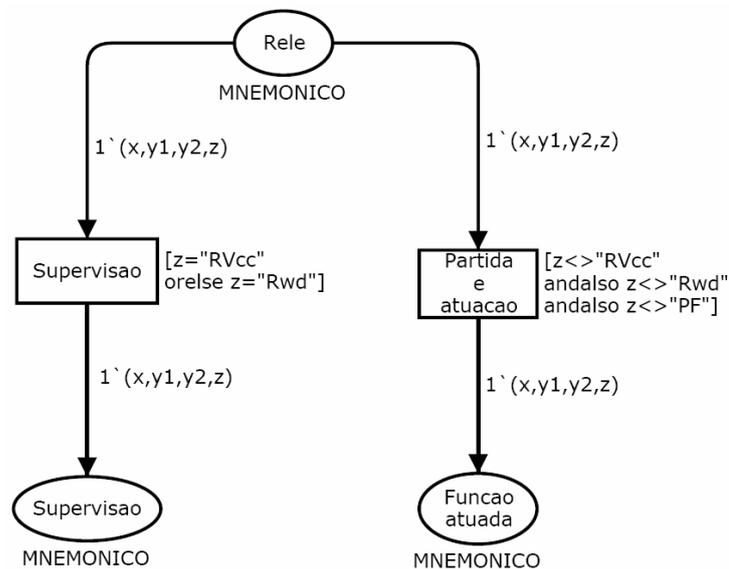


Figura 3.6: Processo de Atuação ou Falha do Relé

As informações que chegam ao modelo sobre atuações do relé podem ser separadas em três categorias: partida de função ou sensibilização, falha no relé, e atuação da função de proteção. O modelo então identifica em qual categoria se enquadra a informação contida na ficha no lugar "Rele" pelo código da função, neste caso representado nas guardas das transições.

No caso de chegar ao modelo uma ficha com a informação de falha no relé, o modelo identifica esta informação e transmite-a ao lugar “Supervisao”, retirando a ficha do lugar “Rele” e colocando uma ficha com as mesmas informações no lugar “Supervisao”.

No caso de uma ficha no lugar “Rele” conter a informação de partida de uma função de proteção, ou seja, uma informação de que o relé foi sensibilizado por um evento qualquer ocorrido no sistema elétrico sem atuar, esta informação é descartada. Uma forma destas informações de sensibilização de relés não serem passadas adiante no SDF é deixá-las presas no lugar “Rele” que não é um lugar de saída do modelo.

A informação de sensibilização não é utilizada pelo SDF, porém em trabalhos futuros sugere-se um estudo destas informações para se refinar o diagnóstico, principalmente no diagnóstico de descoordenações do sistema de proteção.

Por fim, se uma ficha no lugar “Rele” contiver a informação de atuação de uma função de proteção, esta informação deve ser passada adiante, pois esta é utilizada para o diagnóstico do evento. Assim sendo, as fichas que contenham tais informações são colocadas no lugar “Partida e Atuação”.

3.2.2.2 *Operação Manual ou Falha do Disjuntor*

Os processos modelados de operações manuais ou falhas dos disjuntores são apresentados na Figura 3.7.

O lugar “Disjuntor” é o lugar que recebe todas as fichas com as informações sobre atuações dos disjuntores. Estas atuações são então classificadas do mesmo modo como foi estabelecido para as atuações dos relés.

Esta parte do modelo modela as atuações dos disjuntores por operações manuais, ou seja, aberturas e fechamentos comandados pelo operador, ou falhas no próprio disjuntor. A diferenciação entre tais atuações é feita novamente pelo código relativo à função de proteção, modelada pela variável ‘z’ do modelo em RPC. Estes códigos representam a ação realizada pelo disjuntor. De acordo com cada classificação, as fichas do lugar “Disjuntor” são retiradas, e fichas com os mesmos valores são colocadas nos seus devidos lugares.

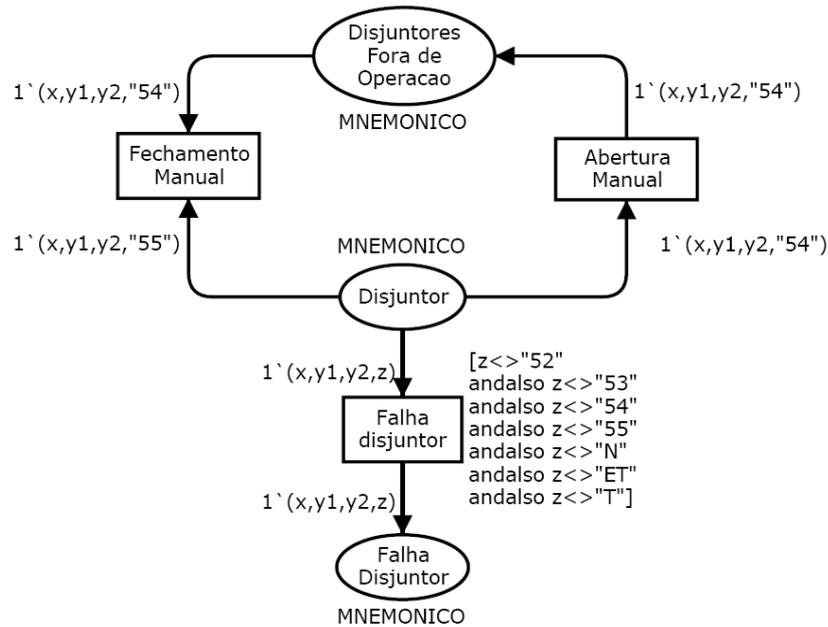


Figura 3.7: Processo de Operação ou Falha de Disjuntor

O lugar “Disjuntores Fora de Operação” recebe as fichas com informações dos disjuntores que foram abertos manualmente e, portanto, encontram-se fora de operação. O código ‘54’ representa abertura manual, bem como o código ‘55’ representa fechamento manual. Este lugar é um lugar de saída do modelo, porém ele não deve ser reinicializado após a execução do SDF, pois as informações dos disjuntores abertos manualmente devem permanecer disponíveis até um comando de fechamento manual do disjuntor, já que esta informação é utilizada posteriormente para informar o estado do sistema elétrico.

Com a chegada de uma ficha contendo a informação do fechamento manual do disjuntor, através da transição “Fechamento Manual” e do código ‘55’, a ficha contida no lugar “Disjuntores Fora de Operação” é retirada e nenhuma outra ficha é colocada na rede, uma vez que a transição em questão é uma transição sorvedouro. Desta forma conclui-se que o sistema elétrico retorna ao seu estado inicial.

Outra possibilidade de atuação do disjuntor é a atuação por falha. Esta atuação é representada pela transição “Falha Disjuntor”, onde qualquer informação diferente das informações contidas nos códigos da variável ‘z’, na guarda da transição, é então classificada como falha. Esta falha pode ou não acarretar na retirada de operação do disjuntor. As informações de falha de disjuntores são reportadas ao lugar “Falha Disjuntor”.

3.2.2.3 Processo de Transferência da Proteção

Na Figura 3.8 é apresentada a parte que modela o processo de transferência da proteção.

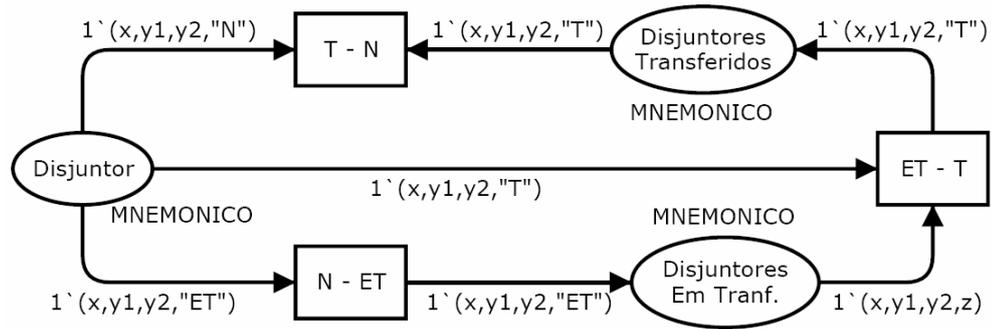


Figura 3.8: Modelo do Processo de Transferência da Proteção

O sistema de proteção das subestações possui alguns disjuntores de transferência, que são utilizados para substituir algum outro disjuntor que esteja impossibilitado de operar. Este processo de transferência da proteção é realizado por chaves de transferência, que recebem os sinais de comando dos relés e os enviam aos disjuntores apropriados, de acordo com a posição da chave.

A chave possui três posições: normal, em transferência e transferido. Quando a chave encontra-se na posição ‘normal’ indica que a proteção principal está ativa, ou seja, não é necessária a atuação do disjuntor de transferência. Para chegar ao estágio em que a proteção está transferida ao disjuntor de transferência é necessário passar por um estágio intermediário, que é o estado da chave ‘em transferência’. Neste estado, a chave envia os sinais que receber dos relés para os dois disjuntores, o principal e o de transferência, e caso ocorra alguma falta os dois disjuntores serão abertos.

Para modelar este processo utilizou-se dois lugares e três transições, em que o código da função, ou variável ‘z’, é associado aos disparos das transições, indicando o estado dos disjuntores, pondo a ficha relativa ao disjuntor no lugar apropriado.

Quando uma ficha com a variável ‘z’ igual a ‘ET’ chega ao lugar “Disjuntor”, a transição “N-ET” é habilitada e disparada, retirando-se a ficha do lugar “Disjuntor” e colocando-se outra com os mesmos valores no lugar “Disjuntores Em Transf.”.

Contando agora que existe uma ficha no lugar “Disjuntores em Transf.” e o lugar “Disjuntor” recebe outra ficha relativa ao mesmo equipamento, porém com o código da função igual a ‘ET’, a transição ‘ET-T’ é habilitada e disparada e a ficha é retirada do lugar “Disjuntores em Transf.” e uma ficha é colocada no lugar “Disjuntores Transferidos”, implicando que o equipamento concluiu o processo de transferência da proteção e passou para o estado transferido.

Uma vez o disjuntor no estado transferido, o lugar “Disjuntor” pode receber uma ficha, informando que a chave de transferência está no estado normal, ou seja, uma ficha com a variável ‘z’ igual a ‘N’. Esta ficha habilita a transição “T-N” que é disparada retirando a ficha do lugar “Disjuntores Transferidos” e não colocando fichas em nenhum outro lugar da rede, já que esta transição é uma transição sorvedouro.

Os lugares “Disjuntores Transferidos” e “Disjuntores em Transf.” são lugares de saída do modelo, porém estes não devem ser reinicializados quando o SDF for executado novamente, já que estas informações são relevantes para a obtenção do diagnóstico e não serão reenviadas sempre que ocorrer uma falta, portanto devem ficar armazenadas no SDF até que as chaves de transferência retornem ao seu estado normal de operação.

3.2.2.4 Processo de Disparo das Proteções;

Na Figura 3.9 é apresentada a parte onde está modelado o processo de disparo das proteções.

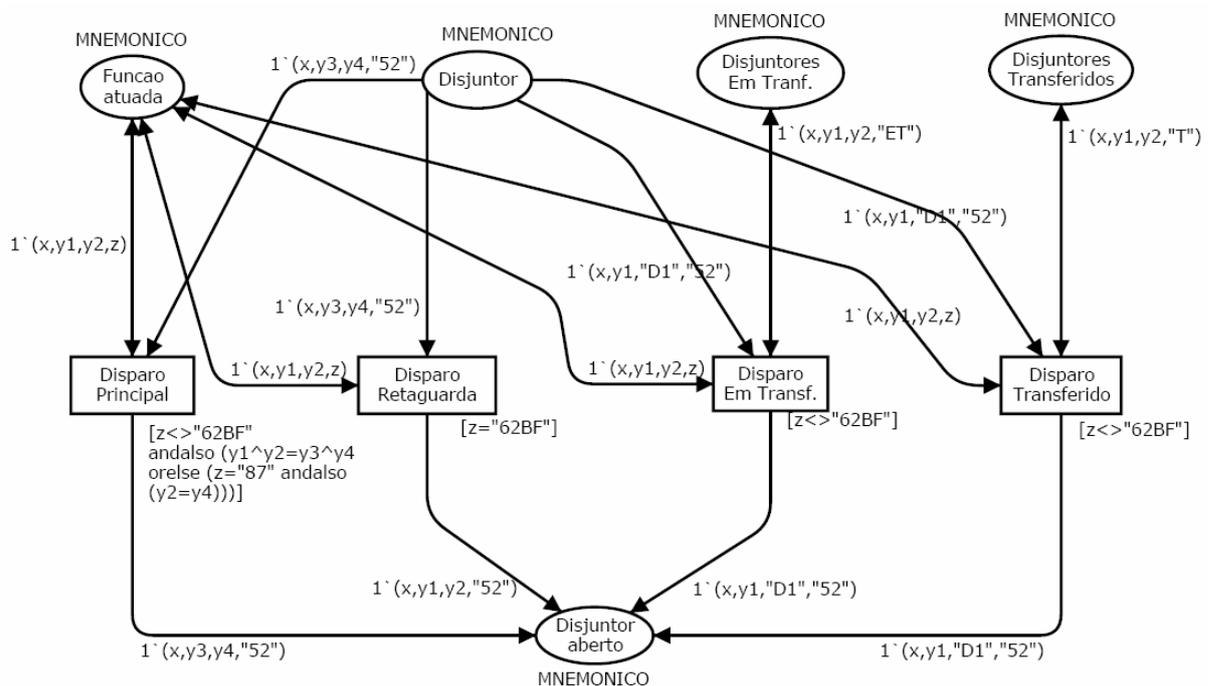


Figura 3.9: Modelo do Processo de Disparo das Proteções.

O processo aqui denominado de disparo das proteções, nada mais é do que o modelo de um disjuntor que recebe de um relé, ou de uma chave de transferência, um sinal de abertura, ou sinal de trip. Uma vez recebido este sinal de abertura, o disjuntor deve abrir seus contatos.

O modelo do SDF contempla quatro modos diferentes de se realizar este processo de disparo, estes modos estão representados pelas transições desta parte do modelo, ou seja, as

transições “Disparo Principal”, “Disparo Retaguarda”, “Disparo Em Transf.” e “Disparo Transferido”.

Para que o SDF entenda que houve um disparo de proteção, é necessário que o relé que atuou e o disjuntor aberto possuam os mesmos nomes, já que o relé recebe o nome do disjuntor a que está associado. Porém, nem sempre as atuações procedem desta forma: existem casos em que um disjuntor pode ser aberto por um comando de um outro relé que não seja o que lhe está associado.

A transição “Disparo Principal” contempla os casos em que o relé envia sinal de trip para o disjuntor principal que se encontra ativo, ou seja, a chave de transferência encontra-se na posição normal, e este abre seus contatos. Além deste processo mais simples, a transição contempla o caso de atuação da função ‘87’, que é a função diferencial. A atuação desta função implica que um relé enviou sinal de abertura para dois disjuntores, no caso os disjuntores ligados no primário e no secundário do transformador. Assim, a transição deve permanecer habilitada mesmo que o relé atuado e o disjuntor aberto não possuam exatamente o mesmo código. Porém, estes devem estar relacionados ao mesmo transformador, portanto o valor da variável ‘y2’ deve ser o mesmo.

A função ‘62BF’ habilita a transição “Disparo Retaguarda”, que deve permanecer habilitada para qualquer disjuntor que esteja na mesma subestação do relé atuado. Isto se dá porque esta função ativa a atuação da proteção de retaguarda e, desta forma, disjuntores com códigos diferentes dos relés atuados podem ser abertos.

A transição “Disparo Em Transf.” é habilitada quando um relé atua e o seu disjuntor associado encontra-se em transferência. Desta forma, os dois disjuntores devem abrir, o principal e o de transferência, que é identificado pelo código ‘D1’. Já a transição “Disparo Transferido” é habilitada quando o relé atua e o disjuntor associado encontra-se transferido. Nestes casos a variável ‘y2’ apresenta o código ‘D1’.

3.2.2.5 *Modelo do Processo de Religamento;*

Na Figura 3.10 é apresentada a parte que modela o processo de religamento.

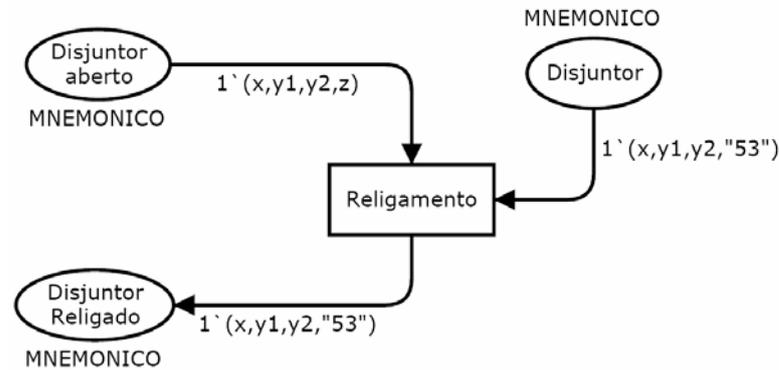


Figura 3.10: Modelo do Processo de Religamento.

O processo de religamento é representado pela transição “Religamento”. Uma vez que existe uma ficha no lugar “Disjuntor Aberto”, indicando abertura de um disjuntor, e chega ao lugar “Disjuntor” uma ficha relativa ao mesmo equipamento com o código de função atuada ‘53’, que significa fechamento automático, a transição é habilitada e disparada retirando a ficha do lugar “Disjuntor Aberto” e colocando uma ficha no lugar “Disjuntor Religado”.

Uma vez processadas as informações no modelo em RPC, uma marcação final é disponibilizada. Esta marcação deve ser interpretada para que se possa disponibilizar ao operador um diagnóstico claro e conciso do evento ocorrido. Esta interpretação é feita pela camada do Programa Especialista.

O modelo original (Medeiros et al. – 2006), apresenta uma parte para tratar as informações de religamentos, onde duas transições são responsáveis por modelar o processo de religamento dos disjuntores.

Observa-se na Figura 3.1 e na Figura 3.4 que a diferença entre o modelo original e o modelo atual é que no modelo atual foram excluídos um lugar e uma transição, destacados na Figura 3.1 por estarem coloridos. O lugar excluído é o lugar “Aux”, e a transição é a transição “Permanece Falta”.

O processo de religamento no modelo original utiliza as informações de disjuntores abertos e disjuntores fechados, por comandos dos relés, para contar o número de religamentos executados por um determinado equipamento. Porém, para que o processo execute a contagem corretamente é necessário que utilize um lugar auxiliar, o lugar “Aux”, para habilitar a transição “Religamento” no seu primeiro disparo para um determinado equipamento. Contudo é necessária uma ficha neste lugar, referente a cada equipamento do sistema elétrico monitorado, que possa realizar um ciclo de religamento. Desta forma, o modelo precisa apresentar uma marcação inicial neste lugar auxiliar sempre que o SDF for

executado, e assim o modelo deve ser alterado quando for monitorar um outro setor do sistema elétrico que não tenha sido previamente analisado.

Este processo é considerado uma limitação do SDF e não seria interessante desenvolver um Programa Especialista que fosse capaz de diagnosticar as faltas em um sistema elétrico totalmente novo, se o próprio modelo não possuir esta capacidade. Assim, optou-se por alterar o processo de religamentos para que esta limitação não exista mais.

No próximo capítulo será apresentada a descrição do processo de interpretação do diagnóstico do evento através da marcação final. Este processo é realizado por um programa, baseado no conhecimento, que é representado em forma de casos e regras.

CAPÍTULO 4 | PROGRAMA ESPECIALISTA

Neste capítulo serão expostos os procedimentos utilizados para o desenvolvimento da camada de interpretação do modelo em RPC, que é composta por um programa de computador baseado em técnicas de sistemas especialistas, sendo este aplicativo identificado no trabalho como Programa Especialista.

O Programa Especialista juntamente com o modelo em RPC formam um SDF capaz de diagnosticar faltas em todo o sistema elétrico, desde faltas em uma subestação como faltas que envolvem diversas subestações, contemplando inclusive casos de atuações em faltas múltiplas. O SDF possui também a capacidade de diagnosticar os eventos em qualquer rede elétrica, independente da topologia da rede, sem que seja necessário um pré-estudo das contingências passíveis de ocorrência, bastando para isto a configuração do banco de dados utilizado pelo SDF.

A camada de interpretação da saída da RPC é responsável por extrair das fichas, contidas na marcação final do modelo RPC, as informações necessárias para reportar ao operador o diagnóstico do evento. As informações codificadas nas fichas de saída da RPC identificam as subestações, as funções de proteção, bem como as atuações dos disjuntores.

O protótipo foi desenvolvido no software MatLab 7.0, porém o algoritmo pode ser facilmente convertido para outras linguagens de programação.

4.1. Programa Especialista

A camada de interpretação é baseada em técnicas de sistemas especialistas, uma vez que é transmitido um conhecimento específico sobre sistemas de proteção e sobre o modelo em RPC para um programa de computador, tal qual um sistema especialista. Desta forma, o Programa Especialista é responsável por realizar uma tarefa exercida somente por um profissional especialista na área de estudo em questão.

A ferramenta tem por finalidade extrair as informações necessárias para o diagnóstico, independente do sistema elétrico no qual o SDF esteja instalado. Com isso, torna o sistema de diagnóstico o mais versátil possível no que diz respeito à configuração do sistema elétrico a ser monitorado, já que o modelo em RPC apresenta essa característica.

O conhecimento embutido no sistema apresenta-se em forma de casos, em que a partir de determinadas condições é feito um estudo sobre os possíveis eventos do sistema elétrico que poderiam levar àquela situação. Desta forma busca-se um conjunto de regras que limitem o espaço de busca do diagnóstico. Na Figura 4.1 é ilustrado um diagrama esquemático com a estrutura do Programa Especialista.

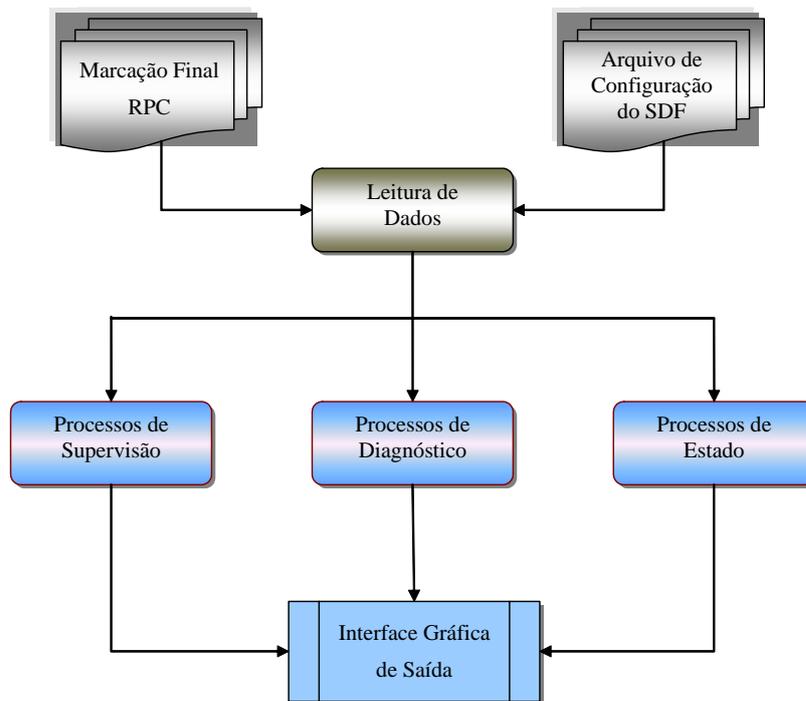


Figura 4.1: Diagrama Esquemático do Programa Especialista

O Programa Especialista pode então ser dividido em três partes. A primeira parte analisa as informações contidas nas marcações dos lugares de supervisão do modelo, ou seja, as fichas contidas nos lugares “Supervisao”, “Falha Disjuntor” e “Disjuntor Fora de Operação”.

A segunda parte é responsável por interpretar as informações sobre atuações dos disjuntores, objetivando informar o estado do sistema elétrico após a ocorrência de um evento. Ou seja, uma vez disponíveis as informações sobre os disjuntores abertos ou fora de operação, pode-se concluir que partes do sistema elétrico estão energizadas ou desenergizadas.

A terceira parte é a interpretação das informações sobre as atuações dos relés. Os relés são os equipamentos do sistema de proteção responsáveis por identificar as faltas e defeitos no sistema elétrico de potência, através das funções de proteção previamente configuradas.

Para que o SDF possua portabilidade em relação ao sistema elétrico monitorado, a camada de interpretação do diagnóstico, ou Programa Especialista, necessita de algumas informações sobre a topologia do sistema elétrico. Portabilidade é a capacidade de o SDF

diagnosticar as faltas ocorridas em um outro setor do sistema elétrico, que apresente uma topologia diferente da topologia do sistema que foi utilizado como base de estudos, sem que seja necessária uma reprogramação.

Para garantir a portabilidade é necessária apenas uma atualização do banco de dados de configuração do SDF, atualizando as informações para o novo sistema elétrico a ser monitorado. No processo utilizado para representar o conhecimento na ferramenta, não se utilizou nenhuma informação específica sobre a configuração do sistema elétrico de potência, justamente para que o SDF não ficasse limitado a uma determinada topologia. Sendo assim, é necessário que estas informações sobre o sistema elétrico sejam fornecidas pelo usuário.

Para entender esta necessidade de informações sobre a topologia do sistema elétrico basta saber que, por exemplo, para afirmar que uma subestação está desenergizada, deve-se ter a certeza de que nenhuma linha está alimentando a subestação, seja pela abertura do seu disjuntor de entrada de linha ou pela abertura do disjuntor na outra ponta da linha, ou seja, em outra subestação. Para chegar a esta conclusão de que todas as linhas que alimentam a subestação estão desconectadas da mesma, é preciso ter a informação de quantas e de quais são as linhas responsáveis por alimentar a referida subestação.

Uma vez entendida a necessidade destas informações sobre a configuração do sistema elétrico, a camada de interpretação do modelo faz uso de uma planilha, que funciona como um banco de dados sobre a configuração, ou arranjo, do sistema elétrico a ser monitorado. Estas informações devem conter a relação das subestações que compõem o sistema elétrico, bem como as informações sobre estas subestações, como suas entradas de linha, saídas de linha e transformadores.

4.1.1. Banco de Dados do Programa

Como dito, a ferramenta necessita de um mínimo de informações sobre o sistema elétrico para poder concluir sobre o diagnóstico. Estas informações estão armazenadas em uma planilha eletrônica. O banco de dados é o arquivo que guarda as informações de configuração do Programa Especialista. No diagrama esquemático apresentado na Figura 4.1 a planilha representa o “Arquivo de Configuração do SDF”.

Na Tabela 4.1 é apresentada a planilha com as informações de que necessita o SDF para obter um diagnóstico sobre os eventos do sistema elétrico. Esta planilha faz referência a uma

parte do sistema elétrico do estado do Ceará, a ser explorado no capítulo sobre estudos de casos.

Tabela 4.1: Tabela com as informações sobre o sistema elétrico a ser monitorado.

LISTA DAS SUBESTAÇÕES	CODIGOS	EL	SL	Transformadores
CARIRÉ	CRE	CRE12J1CRE12J6CRE12J7	12C1IBP,12C2ARU,12C4ARU	T1
ARARAS UM	ARU	ARU12C2ARU12C4	12J1ARD,12L1NVR,12L2NVR	T1T2
IBIAPINA	IBP	IBP12C1	12P2INH	T1
NOVA RUSSAS	NVR	NVR12L1NVR12L2	12N1CAT	T1T2
INHUÇU	INH	INH12P2	--	T1T2
CRATEUS	CAT	CAT12N1	--	T1
ARARAS II	ARD	ARD12J1	--	T1T2
SOBRAL	SBD		12J1CRE,12J6CRE,12J7CRE	

A primeira coluna da planilha contém os nomes das subestações que estão sendo monitoradas pelo SDF, a segunda deve apresentar os códigos mnemônicos que são utilizados pela concessionária de energia para identificar cada subestação. Estes códigos são os valores que a variável ‘x’ do modelo em RPC pode assumir.

Na terceira coluna estão representadas as linhas que alimentam a subestação, ou seja, as entradas de linha da subestação. Estas linhas estão representadas pelos códigos utilizados para identificá-las. Um nome dado a uma linha, por exemplo, é “02J1”, em que o primeiro dígito indica o tipo de equipamento, ou seja, o ‘0’ representa equipamento não interruptor, o segundo dígito apresenta o nível de tensão, em que o ‘2’ representa 69kV, e o terceiro e o quarto dígitos representam o nome ou função do equipamento (APÊNDICE A). Este código, associado ao código que identifica a subestação é utilizado para representar as entradas de linha da subestação.

Na quarta coluna estão as saídas de linha, ou seja, são as linhas que saem da subestação para alimentar uma outra subestação. Neste trabalho, a subestação que é alimentada por uma linha será identificada por subestação posterior. Desta forma, para representar as saídas de linha é necessário que, além do nome da linha, a identificação contenha o código da subestação posterior, já que existem linhas com o mesmo nome em pontos distintos do sistema elétrico. A última coluna da tabela apresenta o nome dos transformadores pertencentes à subestação.

Na Figura 4.2 é apresentado um sistema elétrico genérico para exemplificar a configuração da tabela de dados do Programa Especialista.

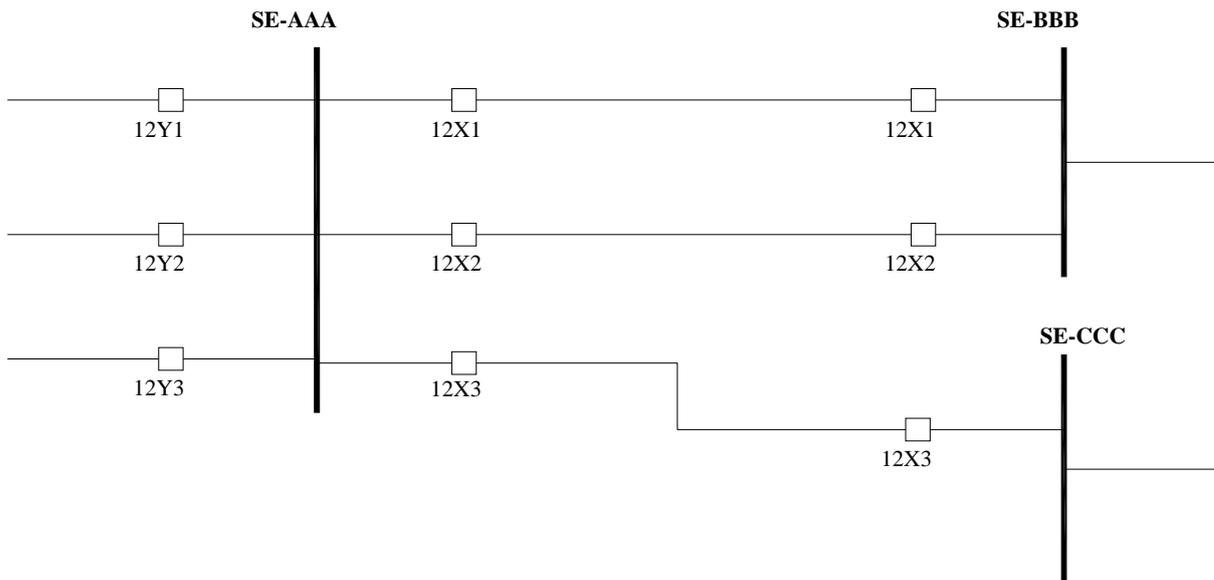


Figura 4.2: Sistema elétrico genérico

No exemplo da Figura 4.2 o fluxo de potência se dá pela subestação “AAA” para as subestações “BBB” e “CCC”. Desta forma, pode-se afirmar que a subestação posterior em relação à linha “02X1” é a subestação “BBB”. Pode-se afirmar ainda que os disjuntores “12Y1”, “12Y2” e “12Y3” são entradas de linha da subestação “AAA”. A tabela de configuração para este sistema é então apresentada na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Tabela de configuração do SDF para o sistema genérico

LISTA DAS SUBESTAÇÕES	CODIGOS	EL	SL	Transformadores
SUBESTAÇÃO AAA	AAA	AAA12Y1AAA12Y2AAA12Y3	12X1BBB,12X2BBB,12X3CCC	T1
SUBESTAÇÃO BBB	BBB	BBB12X1BBB12X2	--	T1
SUBESTAÇÃO CCC	CCC	CCC12X3	--	T1

A última coluna apresenta o nome dos transformadores pertencentes à subestação.

Se por algum motivo houver alguma modificação na topologia do sistema elétrico, como, por exemplo, uma mudança no fluxo de potência entre as subestações, em que em uma determinada subestação sua entrada de linha passe a ser saída de linha ou vice-versa, então é necessário também uma reconfiguração do arquivo de banco de dados do SDF para a nova realidade, de forma a fornecer para o Programa Especialista as informações referentes à nova topologia.

Esta planilha foi criada de modo a tornar fácil a reutilização do Programa Especialista, bem como do próprio SDF, em outros setores do sistema elétrico, sem que seja necessário alterar o modelo em RPC ou o Programa que interpreta o modelo. Caracterizando, mais uma vez, a portabilidade apresentada pelo Sistema de Diagnóstico.

O arquivo de banco de dados contém também uma planilha com as funções de proteções e suas descrições, desta forma não é necessário inserir estas informações no código do programa, além de ser mais fácil de incrementar com novas funções de proteção. Na Tabela 4.3 é apresentada a planilha com as funções de proteção cadastradas.

Tabela 5.3: Planilha com as funções de proteção

FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	
CODIGOS	DESCRIÇÃO
50	Sobrecorrente Instantânea
51	Sobrecorrente Temporizada
46	Seqüência Negativa
67	Sobrecorrente Direcional
21	Proteção de Distância
27	Sub-tensão
59	Sobre-tensão
87	Diferencial
61	Desequilíbrio de corrente
63	Relé de Gás do Transformador
62BF	Falha no Disjuntor
50BF	Falha na Abertura do Disjuntor

4.1.2. Representação das Fichas e dos Lugares da RPC no Programa Especialista

A entrada de dados do Programa Especialista é em forma de fichas, ou seja, o Programa deve ser capaz de interpretar estas marcações da maneira como elas estão representadas no modelo RPC. Para tanto, os lugares são representados na camada de interpretação através de estruturas de dados em que os componentes destas estruturas são as variáveis 'x', 'y1', 'y2' e 'z' das fichas, do mesmo modo como é no modelo em RPC.

Inicialmente as estruturas, ou fichas, são inicializadas com valores '0', até que o programa seja executado e receba as informações sobre as fichas em cada lugar. Na Figura 4.3 é evidenciada a parte do código que inicializa os lugares como estruturas.

```
funcao_atuada=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
disj_aberto=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
disj_religado=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
disj_ET=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
disj_T=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
supervisao=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
disj_fora_oper=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
falha_disj=struct('x',0,'y1',0,'y2',0,'z',0);
```

Figura 4.3: Código que inicializa os lugares como estruturas.

Após a leitura da marcação final proveniente do modelo em RPC, estes valores inicializados com '0' são atualizados para os valores contidos nas variáveis das fichas. Como

exemplo, observa-se que, caso na marcação final exista a ficha 1 (“ARU”, “12”, “C2”, “50A”) no lugar “Função Atuada”, então a estrutura assume os seguintes valores: `funcao_atuada.x = 'ARU'`; `funcao_atuada.y1 = '12'`; `funcao_atuada.y2 = 'C2'` e `funcao_atuada.z = '50A'`.

Caso na marcação final exista mais de uma ficha em um mesmo lugar a estrutura é então indexada, ou seja, as estruturas recebem índices passando a existir mais estruturas com o mesmo nome, onde o conjunto destas estruturas com o mesmo nome, no caso o nome do lugar do modelo, é justamente a marcação final do referido lugar.

O programa utiliza-se destas estruturas para realizar seus procedimentos, fazendo inferências para obter o diagnóstico do evento.

4.1.3. Representação do Conhecimento

Algumas rotinas do Programa foram concebidas para analisar as fichas, de forma a fazer inferências e fornecer ao restante do programa as informações necessárias para se chegar ao diagnóstico por completo. Nestas funções está inserida uma parte do conhecimento especialista. Um exemplo de uma destas rotinas que analisam as informações é a função “buscaEQUIP”. O código desta função está apresentado na Figura 4.4.

```

% Identifica o tipo de equipamento pelo seu código
function [equip]=buscaEQUIP(funcao_atuada)
if funcao_atuada.y1(1)=='2'           % dígito que identifica o tipo de equipamento
    equip=horzcat('reliador ',funcao_atuada.y1,funcao_atuada.y2); % 2 - reliador
elseif funcao_atuada.y1(1)=='1'     % 1 - disjuntor
    if funcao_atuada.y2(1)=='D'
        equip=horzcat('disjuntor de transferencia ',funcao_atuada.y1,funcao_atuada.y2);
    else
        equip=horzcat('disjuntor ',funcao_atuada.y1,funcao_atuada.y2);
    end
elseif funcao_atuada.y1(1)=='3'     % 3 - chave seccionadora
    equip=horzcat('chave seccionadora ',funcao_atuada.y1,funcao_atuada.y2);
else
    equip='';
end

```

Figura 4.4: Função para identificar o tipo de equipamento

Esta função é um exemplo de como o conhecimento está representado no programa. Para uma pessoa que não tenha conhecimento sobre a codificação utilizada pelas concessionárias para identificar seus equipamentos, é difícil saber, por exemplo, que o defeito foi em um determinado equipamento já que ela não saberia qual dígito, da identificação do equipamento, é utilizado para identificar o tipo do equipamento, e qual valor identifica cada equipamento. Por exemplo, se chegar ao operador a informação de que o equipamento

“21Y1” apresentou uma falha, é imprescindível a informação de que o primeiro dígito, no caso o dígito ‘2’, identifica que o equipamento é um religador para que o operador identifique desta forma o equipamento defeituoso. Esta codificação é apresentada no APÊNDICE A.

Além do conhecimento da codificação utilizada para representar as informações sobre os equipamentos do sistema de proteção das subestações, é necessário o conhecimento sobre o modelo em RPC que foi criado. Com esse conhecimento sobre o modelo é possível saber, por exemplo, que a variável 'x' traz as informações sobre as subestações, e que as variáveis 'y1' e 'y2' trazem o código dado a cada equipamento, além do conhecimento de saber buscar as informações necessárias nos devidos lugares da RPC.

Porém só o conhecimento sobre a codificação e sobre a RPC não são suficientes para obtenção do diagnóstico por completo. É necessário também o conhecimento sobre proteção de sistemas elétricos para saber, por exemplo, onde ocorreu uma falta, baseando-se somente nos equipamentos atuados e suas respectivas funções de proteção. Este conhecimento sobre a proteção de sistemas elétricos está representado nas regras e casos a serem expostos posteriormente, através dos procedimentos para informar o estado do sistema elétrico e o diagnóstico do evento.

O Programa Especialista é composto pelos seguintes procedimentos: Procedimentos de Supervisão, Procedimentos de Estado e Procedimentos de Diagnóstico.

4.1.4. Procedimentos de Supervisão

Os procedimentos de supervisão foram implementados através de rotinas que monitoram as informações contidas nas fichas dos lugares de saída “Supervisao”, “Falha Disjuntor” e “Disjuntor Fora de Operação” do modelo RPC. Estes lugares guardam as fichas com as informações de falhas e alarmes tanto dos relés quanto dos disjuntores.

As rotinas implementadas para realizarem estes procedimentos de supervisão verificam se existem fichas nestes lugares, ou seja, as rotinas verificam se as estruturas destes lugares apresentam valores diferentes dos valores inicializados, isto é valores diferentes de '0'.

Quando existem fichas nestes lugares as rotinas de supervisão chamam outras rotinas auxiliares para analisarem as informações, como por exemplo, a rotina apresentada na Figura 4.4. Nesta, o código de identificação do equipamento é analisado para saber qual tipo de equipamento apresentou um defeito ou emitiu algum alarme de advertência, se é religador, disjuntor ou disjuntor de transferência. Existem outras funções auxiliares que analisam os

dados das fichas e informam, por exemplo, em qual subestação o equipamento está instalado, a função de proteção atuada, nível de tensão e etc.

As rotinas de supervisão utilizam as respostas destas funções auxiliares para formular o diagnóstico, ou seja, elas montam o diagnóstico de acordo com as informações contidas nas fichas.

4.1.5. Procedimentos de Estado

Os procedimentos de estado são as rotinas que analisam as informações dos disjuntores abertos para informar no diagnóstico o estado atual do sistema elétrico. Desta forma, quando da ocorrência de um evento, o SDF informa ao operador se alguma parte do sistema elétrico foi desenergizada, para que o operador possa analisar a ocorrência.

As funções criadas utilizam somente as informações dos disjuntores abertos para chegar ao estado do sistema elétrico, isto porque são justamente os disjuntores os equipamentos responsáveis pela desconexão de algum setor do restante do sistema.

Sabe-se que um disjuntor não abre sozinho, sem um comando externo, seja este um comando proveniente de um relé ou de um comando manual (local ou remoto) por parte de um operador. Não é seguro, porém, informar o estado do sistema elétrico baseando-se nas informações de atuações dos relés, uma vez que, mesmo após uma atuação de um relé, que envia sinal para que o disjuntor abra, pode ocorrer um comando de religamento e o disjuntor religar, e desta forma nenhuma parte do sistema elétrico seja desenergizada, situações comuns em faltas temporárias. Portanto, mesmo com a atuação do relé o sistema elétrico pode não apresentar nenhum setor desenergizado.

Como dito, o conhecimento do programa especialista está representado na forma de casos, e desta forma estão representados os procedimentos de estado do sistema elétrico.

Os procedimentos de estado podem ser separados em quatro grandes processos, ou casos, são estes: os casos em que houve apenas um disjuntor aberto, dois disjuntores abertos, três disjuntores abertos e, por fim, um processo para quatro ou mais disjuntores abertos.

Optou-se por separar os casos de atuações dos disjuntores por quantidade de equipamentos atuados simplesmente por se entender que seria mais fácil partir de atuações simples, como no caso de apenas um disjuntor aberto, contemplando desta forma todas as possibilidades de estado do sistema elétrico após a atuação de um único disjuntor, para depois

expandir o processo até que se alcançasse o nível em que fosse capaz de informar o estado do sistema elétrico mesmo com a atuação quasi-simultânea de muitos disjuntores.

Assim foi feito para um único disjuntor aberto, contemplando todas as possibilidades de estado do sistema elétrico após a abertura de um disjuntor. Em seguida, passou-se a analisar as possibilidades de estados do sistema após a abertura de dois disjuntores. Observou-se que o número de possibilidades de estado aumenta muito quando o número de disjuntores abertos aumenta. Desta forma é mais fácil analisar cada caso isoladamente, do que procurar casos gerais que não levassem em conta o número de disjuntores abertos.

A partir destes casos estudados certas regras são estabelecidas, as quais serão expostas à medida que os casos forem avaliados.

A seguir são apresentados os casos para um disjuntor aberto, dois disjuntores abertos, três disjuntores abertos e o caso para quatro ou mais disjuntores.

4.1.5.1. Processo Para Um Disjuntor Aberto

O processo para um disjuntor aberto estuda todas as possibilidades de estados que o sistema elétrico pode assumir após a abertura de um único disjuntor. Por exemplo, se o disjuntor que abriu for um disjuntor de entrada de linha e a subestação só possui uma entrada de linha, conclui-se, imediatamente, que a subestação encontra-se desconectada do restante do sistema elétrico.

Assim, todas as possibilidades de estado do sistema elétrico são analisadas e, com base em casos, podem-se concluir algumas regras.

O caso é então analisado e verifica-se se aquele caso é uma regra geral, ou seja, sempre que acontecer a situação descrita pelo caso a conclusão será sempre a mesma. Se isto ocorre, então uma regra pode ser estabelecida. Um exemplo de regra que pode ser estabelecida é a seguinte:

“Regra D-1.1: Se a subestação tem uma Entrada de Linha e o disjuntor de entrada de linha abriu, então a Subestação está Desenergizada”.

Assim, ao longo dos processos, as regras vão surgindo de acordo com os casos estudados, criando-se um conjunto de regras que, por sua vez, é a representação do conhecimento que está implícito no programa especialista.

Para um disjuntor aberto existem diversos casos a serem analisados. O primeiro caso analisado resultou na Regra D-1.1, como explicado anteriormente. O próximo caso a ser investigado é o caso de o disjuntor aberto ser de saída de linha. Nesse caso, a atenção não deve ser mais voltada para a subestação na qual o disjuntor está instalado, e sim para a subestação alimentada pela linha que teve o disjuntor aberto, ou seja, a subestação posterior. Caso a subestação posterior só possua uma entrada de linha, implica que a subestação está desenergizada, inferindo, assim, uma segunda regra:

“Regra D-1.2: Se o disjuntor aberto é de saída de linha e a subestação posterior só possui uma Entrada de Linha, então a Subestação Posterior está Desenergizada”.

Se esta regra não for totalmente verificada, como, por exemplo, em uma situação em que a subestação posterior possui mais de uma entrada de linha, então não se pode afirmar que a subestação estaria desenergizada. Nesse caso, a conclusão que poderia ser inferida caso o disjuntor aberto seja de saída de linha é simplesmente a de que a linha está desenergizada. Desta forma pode-se inferir em uma regra complementar à Regra D-1.2, que é:

“Regra D-1.3: Se o disjuntor aberto é de saída de linha, então a linha está desenergizada”.

Outro caso é de o disjuntor aberto ser um disjuntor da zona de transformação da subestação. Se o disjuntor pertence à zona de transformação e a subestação só possui um transformador, pode-se concluir que a zona de média tensão da subestação está desenergizada. Já se a subestação possuir mais de um transformador a única conclusão que pode ser tirada é a de que, se o disjuntor está a montante do transformador, este se encontra desenergizado. Porém se o disjuntor está à jusante do transformador, implica simplesmente que a zona de média tensão da subestação está sem a alimentação do transformador em questão. Assim, outras regras são estabelecidas:

“Regra D-1.4: Se o disjuntor aberto é da zona do transformador e a subestação possui somente um transformador, então a Zona de Média Tensão da Subestação está Desenergizada”

“Regra D-1.5: Se o disjuntor aberto é da zona de transformação e é a montante do transformador, então o Transformador está Desenergizado, senão se é à jusante, então a Zona de Média Tensão da Subestação está sem a alimentação do transformador”

Estas duas regras são complementares na interpretação do programa, ou seja, o Programa Especialista só testa a Regra D-1.5 se a Regra D-1.4 não for satisfeita.

As regras complementares são analisadas no programa dentro de uma mesma análise condicional, ou seja, dentro de uma mesma estrutura “SE-SENÃO”. Para um melhor entendimento do processo de habilitação das regras observa-se na Figura 4.5 a parte do código do programa que avalia as regras D-1.4 e D-1.5.

```

if strcmp(disj_aberto.y2(1),'T')==1           % se é zona do trafo
    if length(subestacao(se_ind).T)==2       %so tem um trafo
        status=horzcat('* Zona de Média Tensão (13,8kV) da subestação ',...
            subs,' está desenergizada.',sprintf('\n'));
    else
        if strcmp(disj_aberto.y1,'12')==1     %se é antes do trafo
            status=horzcat('* Transformador 02',disj_aberto.y2,' da subestação '...
                ,subs,' desenergizado.',sprintf('\n'));
        else
            status=horzcat('* Zona de Média Tensão (13,8kV) da subestação ',...
                subs,' sem a alimentação do Transformador 02',...
                disj_aberto.y2, '.',sprintf('\n'));
        end
    end
end
end

```

Figura 4.5: Exemplo de uma parte do programa que trata com regras complementares

Uma outra possibilidade é de o disjuntor aberto ser o disjuntor ligado a um banco de capacitores, nesse caso a regra é a seguinte:

“Regra D-1.6: Se o disjuntor ligado ao banco de capacitores está aberto, então o Banco de Capacitores está Desenergizado”

Além dos casos descritos, ainda há o caso de o disjuntor ser ligado a um barramento. Nesse caso, a regra é:

“Regra D-1.7: Se o disjuntor ligado ao barramento está aberto, então o barramento está desenergizado”.

Finalizando os casos de um único disjuntor abrir, existe o caso em que o equipamento disjuntor é um religador, e neste caso a regra é a seguinte:

“Regra D-1.8: Se o disjuntor aberto é um religador, então o Alimentador de Média Tensão está Desenergizado”.

De forma a ilustrar todo o processo de análise quando da ocorrência de um único disjuntor aberto observa-se o diagrama apresentado na Figura 4.6, em que o processo é apresentado em forma de fluxograma.

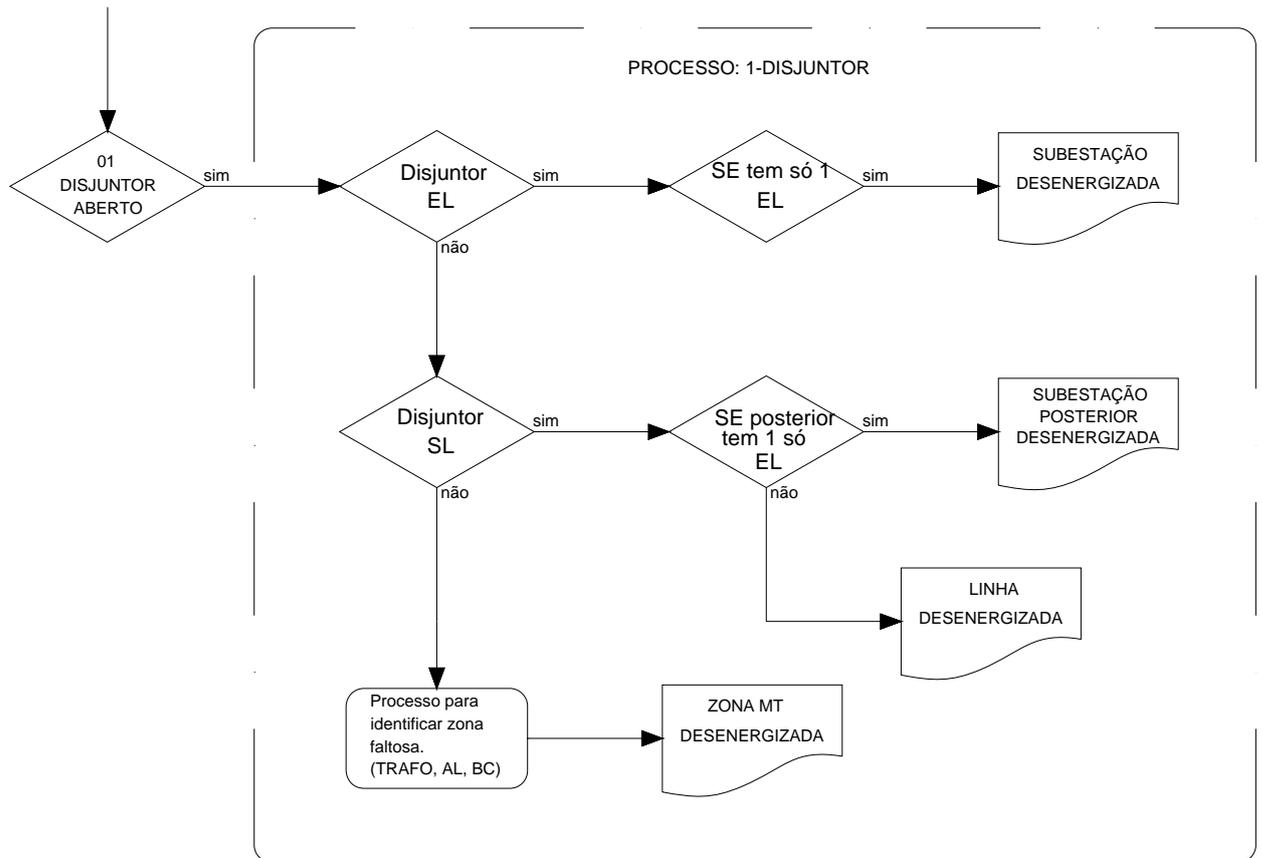


Figura 4.6: Fluxograma do Processo para um disjuntor aberto

4.1.5.2. Processo Para Dois Disjuntores Abertos

Para os casos de dois disjuntores abertos existem as possibilidades deles pertencerem à mesma subestação ou a subestações diferentes.

Para disjuntores de uma mesma subestação, observam-se os seguintes casos:

Caso os dois disjuntores sejam de entrada de linha:

“Regra D-2.1: Se os dois disjuntores abertos são da mesma subestação, e os dois são de entrada de linha e a subestação possui somente duas entradas de linha, então a Subestação está Desenergizada”.

Caso os dois disjuntores abertos sejam de saída de linha:

“Regra D-2.2: Se os dois disjuntores são da mesma subestação, e os dois são de saída de linha, e as linhas alimentam a mesma subestação posterior e a subestação posterior possui somente duas entradas de linha, então a Subestação Posterior está Desenergizada”

Se a regra não for verificada por completo, ou seja, ou as linhas não alimentarem a mesma subestação ou, caso elas alimentem e a subestação posterior tenha mais de duas entradas de linha, então aplicam-se as Regras D-1 aos disjuntores isoladamente.

Caso os dois disjuntores abertos sejam da zona de transformação:

“Regra D-2.3: Se os dois disjuntores abertos são da zona de transformação, e os dois estão ligados a transformadores diferentes e a subestação possui somente dois transformadores, então a Zona de Média Tensão da Subestação está Desenergizada”.

Pode ocorrer de os disjuntores abertos serem da mesma subestação e não se enquadrarem em nenhuma destas três regras supracitadas, nesses casos aplicam-se as Regras D-1 em cada um dos disjuntores isoladamente. Este procedimento de aplicar as regras para um disjuntor, ou seja, Regras D-1 em casos de atuação de dois disjuntores é válido, uma vez que, após uma análise dos equipamentos atuados, estes não apresentaram nenhuma relação relevante entre eles, podendo, portanto, serem tratados isoladamente.

Existe a possibilidade de os dois disjuntores não pertencerem à mesma subestação. Nesse caso deve-se avaliar em quais casos eles apresentam uma relação na qual leve a um único estado, caso eles não estejam relacionados deve-se novamente aplicar as Regras D-1 para cada equipamento isoladamente. Esta análise isolada das informações de disjuntores abertos é possível devido ao processo de representação das fichas no Programa Especialista, que utiliza índices para identificar cada ficha do modelo RPC.

Um caso em que os disjuntores abertos não pertencem à mesma subestação, mas suas atuações estão relacionadas a um mesmo evento, é o caso dos disjuntores pertencerem a uma mesma linha em que a ocorrência de uma falta nesta linha pode implicar na abertura dos disjuntores nas duas subestações. Porém a verificação de que os disjuntores pertencem a uma mesma linha não é tão simples, isto porque a forma encontrada de verificar se dois disjuntores estão em uma mesma linha é através dos seus códigos de identificação. Por exemplo, se existe a linha 02C2 que liga a subestação “AA” à subestação “BB”, então os disjuntores ligados à linha devem ser identificados pelos códigos “AA12C2” e “BB12C2”, de acordo com a codificação utilizada pela concessionária. Observa-se que os disjuntores possuem o mesmo código, variando somente parte da identificação relacionada à subestação. Desta forma poderiam ocorrer erros de interpretação caso exista no sistema uma outra linha com identificação 02C2 ligando subestações diferentes, por exemplo, ligando uma subestação

“CC” a uma subestação “DD”, onde os equipamentos ligados a ela seriam “CC12C2” e “DD12C2”. Desta forma o programa poderia entender, por exemplo, que os disjuntores “CC12C2” e “AA12C2” pertenciam à mesma linha o que não é verdade.

Para contornar este problema foi inserido no banco de dados do programa, no campo relativo às saídas de linha das subestações, além do código da linha o código da subestação posterior, ou seja, a subestação que a linha alimenta. Desta forma, para o programa a identificação dos disjuntores da linha passa a ser não mais “CC12C2”, e sim “CC12C2DD”, indicando as duas subestações ligadas à linha, evitando qualquer confusão por parte do programa.

Uma vez identificado que dois disjuntores pertencem a uma mesma linha, resta saber quais regras podem ser inferidas desta situação. As regras são:

“Regra D-2.4: Se dois disjuntores pertencentes a uma mesma linha abrirem e a subestação alimentada por esta linha só possui uma entrada de linha, então a Linha está Desenergizada causando desenergização da Subestação”.

Outra regra, complementar à Regra D-2.4, é:

“Regra D-2.5: Se dois disjuntores pertencentes a uma mesma linha abrirem, então a Linha está Desenergizada”

Note que estas duas regras também são complementares, ou seja, a Regra D-2.5 só é avaliada se a Regra D-2.4 não for constatada, isto porque a Regra D-2.4 é um caso específico da Regra D-2.5.

Um outro caso seria a atuação de dois disjuntores de saídas de linha de subestações diferentes. Em um primeiro instante o fato de dois disjuntores serem de saída de linha de subestações diferentes não explicita nenhuma relação entre eles, porém se estes possuírem a mesma subestação posterior, significa que as linhas alimentam uma mesma subestação, nesse caso os dois disjuntores estão relacionados, uma vez que, se a subestação possui apenas duas entradas de linha, a abertura destes dois disjuntores implicaria na desenergização da subestação posterior. Para ilustrar este caso de forma mais clara, observa-se na Figura 4.7 um diagrama esquemático do caso citado.

Esta situação dos dois disjuntores abertos serem de saídas de linha de subestações diferentes, alimentando uma mesma subestação posterior e esta, por sua vez, só possuir duas entradas de linha pode inferir em uma outra regra:

“Regra D-2.6: Se dois disjuntores abertos são de saídas de linha de subestações diferentes, e possuem a mesma subestação posterior e esta possui só duas entradas de linha, então a Subestação Posterior está Desenergizada”

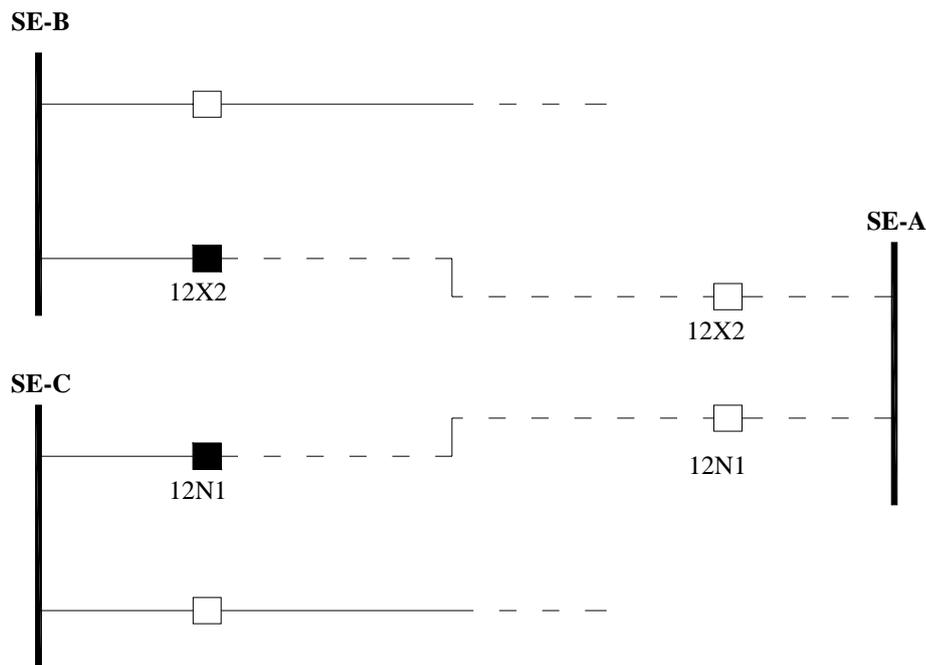


Figura 4.7: Esquemático da Regra D-2.6

Ainda considerando o caso dos dois disjuntores serem de saída de linha e mesmo assim não se enquadrarem na Regra D-2.6, aplicam-se então as Regras D-1, em específico as regras que tratam dos disjuntores de saída de linha.

Pode ocorrer ainda o caso da combinação de abertura de um disjuntor de saída de linha de uma subestação juntamente com o disjuntor de entrada de outra subestação, sem que os disjuntores estejam na mesma linha. Aparentemente estes disjuntores não apresentariam nenhuma relação relevante, porém pode acontecer de a subestação posterior do disjuntor de saída de linha, ou seja, a subestação que é alimentada pela linha na qual o disjuntor está instalado, ser a mesma subestação do disjuntor de entrada de linha. E nesse caso se a subestação só possuir duas entradas de linha ela estaria desenergizada. Na Figura 4.8 é ilustrada esta situação.

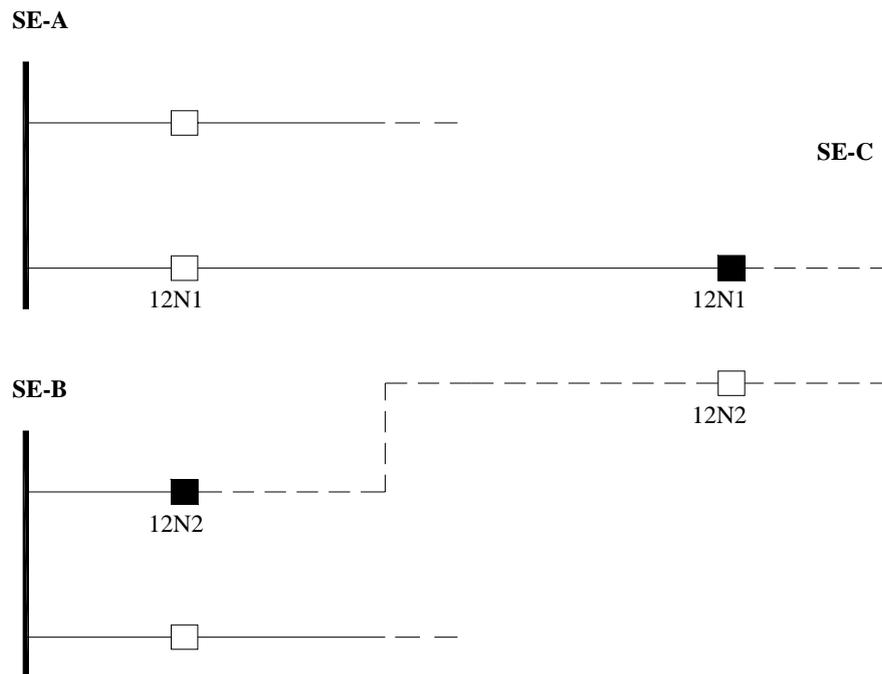


Figura 4.8: Esquemático da Regra D-2.7

A partir desta situação outra regra pode ser estabelecida:

“Regra D-2.7: Se abrirem dois disjuntores instalados em linhas diferentes, e estas linhas alimentarem a mesma subestação e esta subestação possuir somente duas entradas de linha, então a subestação está desenergizada”

Novamente, se esta regra não for totalmente satisfeita, então as Regras D-1 devem ser aplicadas a cada equipamento isoladamente.

Para outras situações de atuações de dois disjuntores que não se enquadraram em nenhuma das regras para dois disjuntores, ou seja, as Regras D-2, então devem ser aplicadas as Regras D-1 para cada equipamento isoladamente.

Para ilustrar o processo de análise quando da abertura de dois disjuntores, é apresentado na Figura 4.9 o fluxograma do processo para dois disjuntores abertos.

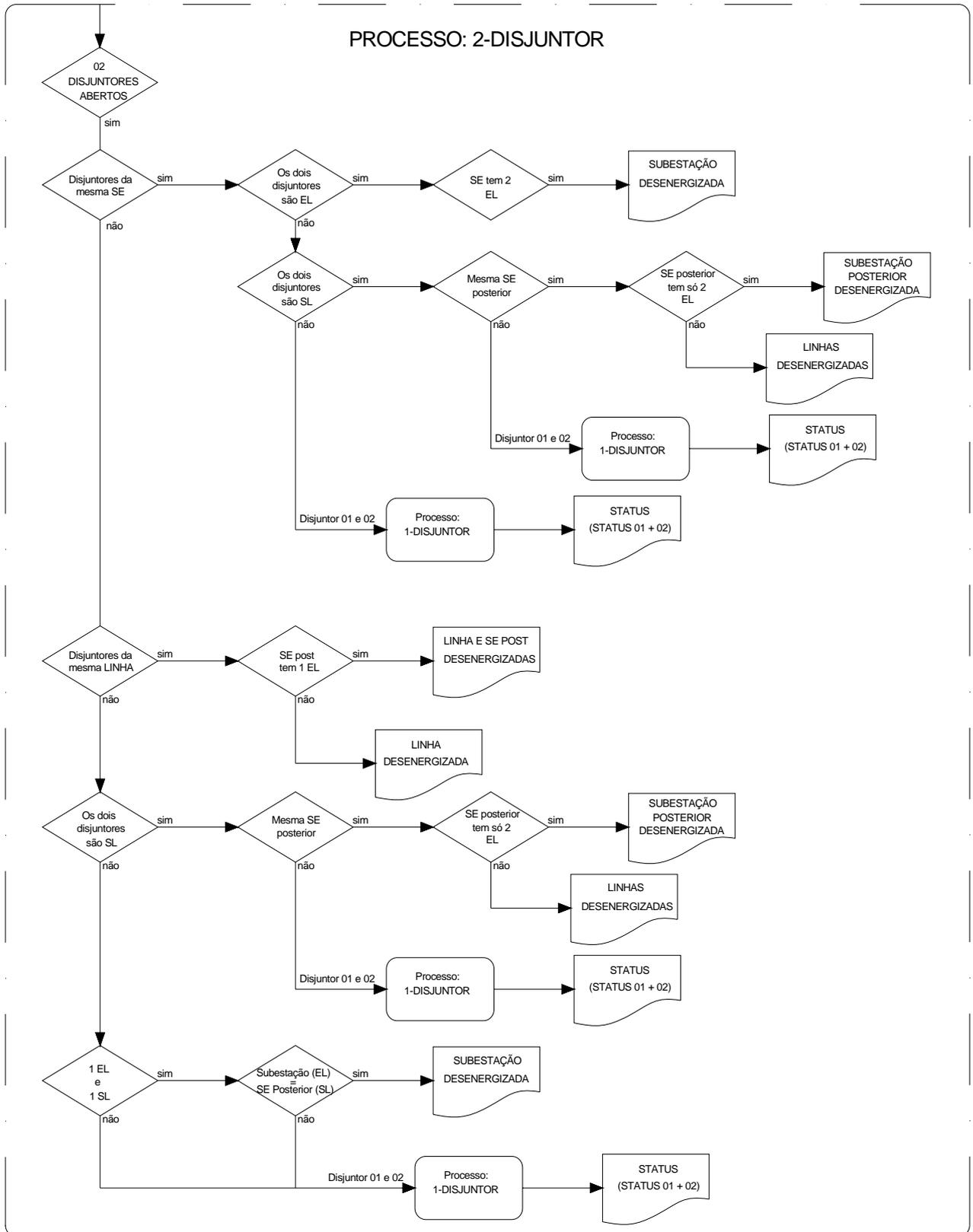


Figura 4.9: Fluxograma do processo para dois disjuntores abertos

4.1.5.3. *Processo Para Três Disjuntores Abertos*

O processo utilizado para avaliação do estado do sistema elétrico baseando-se na abertura de três disjuntores segue o mesmo padrão dos processos anteriores. Da mesma forma, o processo é separado para quando os disjuntores atuados são da mesma subestação ou não.

Os casos em que os disjuntores pertencem à mesma subestação já são bastante reduzidos, uma vez que a possibilidade de três disjuntores atuados apresentarem uma relação que conduza a um único estado do sistema elétrico é pequena. Então, neste processo a preocupação maior é em separar os disjuntores que possuem uma relação dos que não possuem, e desta forma aplicar-lhes as regras já estabelecidas, como as Regras D-1 e Regras D-2, para obter o estado do sistema elétrico após a abertura destes disjuntores.

Para o caso dos disjuntores abertos serem todos de entradas de linha da subestação, a regra é a mesma que foi proposta para os processos anteriores, adaptada, porém, ao número de disjuntores.

“Regra D-3.1: Se os três disjuntores abertos pertencerem à mesma subestação, e forem de entrada de linha e a subestação possuir somente três entradas de linha, então a subestação está desenergizada”.

Quando ocorrer dos três disjuntores serem de saídas de linha a regra que deve ser verificada é a seguinte:

“Regra D-3.2: Se os três disjuntores abertos forem de saídas de linha, e estas linhas alimentarem a mesma subestação posterior e esta possuir somente três entradas de linha, então a subestação posterior está desenergizada”

Para os demais casos em que os disjuntores abertos são da mesma subestação o programa faz a separação dos que podem apresentar alguma relação e aplica as regras já estabelecidas para um e dois disjuntores para obter o estado do sistema elétrico. Esta separação é feita buscando contemplar todas as possibilidades de atuações de três disjuntores simultaneamente, inclusive quando da ocorrência de faltas múltiplas.

O programa separa os disjuntores abertos em três grupos, os de entrada de linha, os de saída de linha e os da zona de transformação e média tensão. De acordo com o número de disjuntores em cada grupo, os processos para um ou dois disjuntores são aplicados.

Desta forma, todos os casos em que ocorre a abertura de três disjuntores em uma mesma subestação são analisados, restando, para concluir o processo de três disjuntores, os casos em que os equipamentos pertencem a subestações diferentes.

Os casos em que os equipamentos não pertencem à mesma subestação são separados em dois grupos: dos três disjuntores, dois pertencem à mesma subestação ou os três disjuntores pertencem a subestações diferentes. Assim, uma vez separados os disjuntores, as regras já estabelecidas são aplicadas. Porém, a escolha de quais regras aplicar, não é direta, ou seja, não é porque dos três disjuntores abertos dois pertencem à mesma subestação que as Regras D-2 devem ser aplicadas a estes disjuntores sem se preocupar com o disjuntor restante, já que mesmo não estando em uma mesma subestação, os disjuntores podem apresentar uma relação, levando a um único estado. Um exemplo de como disjuntores de subestações diferentes podem estar relacionados pode ser visto na Regra D-2.6.

Assim, no processo para três disjuntores abertos o programa busca mais encontrar relações relevantes entre os disjuntores do que inferir novas regras, uma vez que a probabilidade de que três disjuntores abertos conduzam a um único estado é pequena, já que o sistema de proteção deve apresentar uma boa seletividade e coordenação, de forma a atuar somente os equipamentos mais próximos do local onde ocorreu a falta.

4.1.5.4. Processo Para Quatro ou Mais Disjuntores Abertos

Este processo é o último para analisar o estado do sistema elétrico, e como ocorre no processo para três disjuntores, este procedimento busca uma relação entre os equipamentos. Porém a busca por uma relação entre os disjuntores abertos não é tão minuciosa quanto no processo para três disjuntores, uma vez que o número de possibilidades a serem analisadas aumenta muito com o número de disjuntores abertos, tornando esta análise impraticável.

Assim sendo, a busca pela relação entre os disjuntores abertos é feita baseando-se no código dos equipamentos. A separação entre os disjuntores atuados não é tão detalhada quanto nos processos anteriores, uma vez que não procura por disjuntores de entrada de linha, saída de linha ou zona de transformação, e sim por equipamentos com o mesmo código.

A separação dos equipamentos pelo código é bastante eficiente, já que a própria codificação dada aos equipamentos segue um padrão, ou seja, as linhas que alimentam uma subestação recebem a mesma letra, alterando apenas o índice entre elas. Por exemplo, se uma subestação apresenta três entradas de linha, então o nome dado a estas linhas é padronizado da seguinte forma, uma letra é escolhida para identificar as linhas, seguida de um número para

diferenciar cada linha. Supondo que a letra que identifica a linha seja a letra “C”, então as linhas seriam “02C1”, “02C2” e “02C3”. Desta forma identifica-se quando os disjuntores estão relacionados através do código de identificação de cada equipamento.

Vale ressaltar que a utilização do código para classificar os eventos não será tão eficiente caso a codificação dos equipamentos de alguma subestação não siga a padronização adequada. Contudo esta classificação dos eventos pelo código só é feita no processo que envolve a abertura de quatro ou mais disjuntores, minimizando a possibilidade de diagnósticos incompletos ou até mesmos erros no diagnóstico.

Desta forma, o programa é capaz de identificar o “status” do sistema elétrico mesmo quando da ocorrência de faltas múltiplas. Claro que quando o número de disjuntores abertos é muito grande, a eficiência do programa pode ser comprometida. Porém o comprometimento da eficiência não está relacionado ao programa informar um estado errado, mas simplesmente um “status” incompleto.

4.1.6. Procedimentos de Diagnóstico

Nos procedimentos de estado as atuações dos disjuntores foram utilizadas para se obter o estado do sistema elétrico. Já nos procedimentos de diagnóstico os relés atuados e suas funções de proteção serão analisadas no intuito de apresentar um diagnóstico do que pode ter acontecido para que uma determinada parte do sistema elétrico tenha mudado ou não de estado.

Novamente os casos são estudados separadamente, de acordo com o número de relés atuados, partindo de um único relé atuado e expandindo o processo para mais equipamentos.

Os procedimentos de diagnóstico baseiam-se nos relés atuados por estes serem os equipamentos responsáveis por identificar as faltas no sistema elétrico e comandar a abertura de disjuntores. Justamente por serem os relés os dispositivos que detectam as faltas, é que as informações reportadas por eles devem conter os dados que identificam o evento ocorrido.

Vale ressaltar que os processos se baseiam no número de relés diferentes atuados e não no número de fichas no lugar “Funcao Atuada” no modelo RPC, uma vez que pode haver várias fichas neste lugar informando a atuação de um único equipamento, porém com funções de proteção diferentes, por exemplo, a função de sobrecorrente na fase A (50A), na fase B (50B) e na fase C (50C). Sendo assim, antes de escolher qual processo aplicar aos relés, o programa faz um agrupamento das funções atuadas em um mesmo relé. Desta forma se

existirem três fichas no lugar “Funcao Atuada” com as funções de proteção citadas, o programa transformará estas informações em uma única ficha, em que a variável que indica a função de proteção será a união das funções atuadas, ou seja, “50A50B50C”.

Os procedimentos de diagnóstico buscam informar ao operador o local ou a zona onde ocorreu uma falta, ressaltando que não é identificado o local exato da ocorrência quando se trata, por exemplo, de uma linha de transmissão, já que as informações disponíveis ao SDF não são suficientes para esse nível de exatidão. Se, por exemplo um relé de entrada de linha atua com uma função de proteção não direcional, então a falta aconteceu a jusante do relé, podendo ser na entrada da linha ou no próprio barramento de entrada da subestação. Porém quando é diagnosticado que ocorreu uma falta em uma linha, não é possível indicar o local exato, ou a distância do ponto de falta.

Desta forma, as atuações dos relés são analisadas caso a caso. A seguir são apresentados os seguintes casos: um relé atuado, dois relés atuados, três relés atuados e o caso para quatro ou mais relés.

4.1.6.1. Processo Para Um Relé Atuado

Para um relé atuado, há o caso deste ser de entrada de linha, porém se a função de proteção for uma função direcional, por exemplo, a função de sobrecorrente direcional de fase (67), então a falta é a montante do relé, podendo ser na própria linha. Já se a função não for direcional a falta é a jusante, podendo ser no barramento, ou no percurso entre o relé e o barramento de entrada. Desta forma, todas as possibilidades são analisadas buscando o maior índice de eficiência possível.

Nestes procedimentos de diagnóstico não mais serão estabelecidas regras, já que a conclusão sobre cada caso não é exata e sim uma proposição do que pode ter acontecido. Algumas vezes, a resposta destes procedimentos disponibiliza duas possibilidades, como no caso descrito anteriormente, que é o caso em que um relé de entrada de linha atuou com uma função de proteção não direcional e a subestação possui somente uma entrada de linha, então a falta pode ter ocorrido no barramento de entrada da subestação ou na entrada da linha. Observa-se que a conclusão deste caso contempla duas possibilidades que é a de falta no barramento ou falta na entrada da linha. Sendo assim o conhecimento é então representado por casos e não mais por regras, já que o nível de exatidão é menor que nos casos de atuações dos disjuntores.

Se o relé atuado for, por exemplo, de saída de linha, com uma função de proteção não direcional, a conclusão dada é de que a falta é no interior da linha. E, assim, o procedimento para um relé atuado busca a zona que o relé está monitorando para informar o diagnóstico do evento, levando sempre em consideração o tipo de função atuada.

Este processo verifica, através do código de identificação do equipamento, a zona que o relé está supervisionando. E, através das funções de proteção, se a falta foi a montante ou a jusante do relé, podendo ser também uma função de supervisão, caso dos relés que monitoram os transformadores.

Após a obtenção do diagnóstico, o processo verifica se o disjuntor relativo ao relé atuado, ou seja, o disjuntor que possui o mesmo nome (caso este esteja com a proteção transferida, o disjuntor de transferência) atuou corretamente ou se foi religado com sucesso.

Desta forma o SDF disponibiliza um diagnóstico tanto das faltas que provocaram desenergização de alguma parte do sistema elétrico, quanto de faltas temporárias em que houve religamento, que servirão apenas de alerta para deixar o operador consciente do que está acontecendo no sistema elétrico.

Os casos analisados quando da atuação de um único relé são semelhantes aos casos estudados quando da abertura de um disjuntor, porém nos procedimentos de diagnóstico deve ser levada em consideração a função atuada no relé, que influencia no resultado do processo.

4.1.6.2. Processo Para Dois Relés Atuados

Este processo já é mais complexo do que o processo para um relé, uma vez que com a atuação de dois relés deve ser analisada a possibilidade de ter ocorrido atuação da proteção de retaguarda ou descoordenação para cada caso.

A atuação da proteção de retaguarda é verificada sempre que houver falha na abertura da proteção principal. Já se acontecer a atuação concomitante das duas proteções, ou seja, a atuação da proteção principal juntamente com a proteção de retaguarda, então pode ter ocorrido descoordenação entre os equipamentos.

O primeiro caso analisado quando da atuação de dois relés diz respeito ao caso da atuação dos relés na zona de transformação, em que dois relés podem atuar para um mesmo evento, ou seja, a atuação dos dois relés está relacionada e não é um caso de faltas múltiplas. Para esta situação de atuação de relés localizados na zona de transformação existem algumas possibilidades a serem verificadas.

A primeira possibilidade é a de que os dois relés tenham atuado graças à proteção diferencial (87), pois esta função atua tanto sobre o relé ligado ao lado de alta tensão quanto ao do lado de média tensão do transformador. Assim se os relés atuados forem relacionados ao mesmo transformador e tiverem atuado com a função de proteção diferencial, conclui-se que a falta foi na zona do transformador.

Já se os dois relés forem relacionados ao mesmo transformador e não atuaram através da proteção diferencial, então o programa verifica se os dois disjuntores abriram corretamente. Se o disjuntor de média tensão não abriu, então o que houve foi uma atuação da proteção de retaguarda, ou de forma mais completa, ocorreu uma falta na zona de média tensão da subestação com falha na abertura do disjuntor principal e atuação da proteção de retaguarda.

Pode acontecer também de não ter ocorrido nenhuma falha de abertura e, neste caso seria uma atuação da proteção principal junto com a proteção de retaguarda, o que leva a duas conclusões, que são as de que, ou houve uma falta na zona do barramento de média tensão da subestação com atuação também da proteção de retaguarda, indicando uma provável descoordenação ou faltas múltiplas.

Continuando os casos de atuação dos relés na zona de transformação pode ocorrer a atuação de dois relés ligados a transformadores diferentes, o que conduz a outros casos onde, da mesma forma, devem ser analisadas as possibilidades de descoordenação, de atuação da proteção de retaguarda ou faltas múltiplas.

Além dos casos de atuação de dois relés pertencentes à zona de transformação, há ainda os casos de atuação de um relé da zona de média tensão, como os relés dos alimentadores, juntamente com um relé da zona de transformação que pode conduzir a casos de atuação da proteção de retaguarda, descoordenação ou faltas múltiplas. Assim, todas estas possibilidades devem ser novamente verificadas. Bem como nos casos de atuação de um relé de entrada de linha juntamente com um relé de saída de linha ou da zona de alta tensão do transformador, que também podem conduzir às possibilidades citadas acima.

Todos estes casos citados acima contemplam somente os relés atuados de uma mesma subestação, porém relés em subestações diferentes podem estar relacionados da mesma forma como os relés de uma mesma subestação, principalmente quando estes relés estão em uma mesma linha.

A identificação de que uma falta ocorreu no interior da linha, quando da atuação dos dois relés ligados a esta linha, se faz através da atuação da proteção de sobrecorrente

direcional. Caso nenhum dos relés apresente a atuação desta função, então devem ser novamente analisadas as possibilidades de atuação da proteção de retaguarda, descoordenação ou faltas múltiplas.

Assim, todas as possibilidades de atuações de dois relés simultaneamente são analisadas, de forma a não deixar de fornecer um diagnóstico em nenhum destes casos.

4.1.6.3. *Processo Para Três Relés Atuados*

Neste processo a busca é novamente por uma relação entre os relés atuados uma vez que são poucos os casos em que uma falta envolva a atuação de três relés como proteção principal.

A atuação de três relés como proteção principal se dá principalmente quando da ocorrência de uma falta em um barramento de entrada de uma subestação que seja alimentada justamente por três linhas, onde, neste caso, a atuação dos três relés se faz necessária como proteção principal.

Outra situação em que a proteção principal envolve a atuação de três relés é no caso do barramento de média tensão ser alimentado por três transformadores em paralelo. Nesse caso quando ocorre uma falta no barramento é necessário que os três relés ligados aos secundários dos transformadores atuem como proteção principal. Porém estas situações em que três equipamentos devem atuar como proteção principal são reduzidas e, portanto, outras possibilidades devem ser analisadas nesses casos. Novamente deve ser feita uma análise sobre a possibilidade de ter ocorrido uma falha na atuação da proteção principal com atuação da proteção de retaguarda, ou uma descoordenação ou faltas múltiplas.

Um exemplo de atuação de proteção de retaguarda quando da atuação de três relés, é o caso em que uma subestação que possua dois transformadores em paralelo alimentando o barramento de média tensão, e há a ocorrência de uma falta no alimentador em que o religador falhe e não interrompa o circuito. Nessa situação, primeiramente atua o relé do religador e os dois relés dos transformadores são sensibilizados. A partir do momento em que o religador falha, existe a possibilidade de atuação dos outros dois relés dos transformadores, e estes atuam isolando o defeito do restante do sistema. Ao final deste processo observa-se a atuação de três relés, porém só dois disjuntores foram abertos corretamente, caracterizando uma falha na proteção principal e atuação da proteção de retaguarda.

Neste mesmo exemplo, se não tiver ocorrido nenhuma falha na abertura do religador, as possibilidades que seriam analisadas seriam de descoordenação entre a proteção principal, no

caso o relé do religador, e a proteção de retaguarda, ou seja, os relés dos transformadores, ou então um caso de faltas múltiplas, em que um evento não está diretamente relacionado a outro. Isto quer dizer que a atuação do relé do religador, ou do alimentador, foi devido a uma falta e os relés dos transformadores atuaram devido a uma outra falta.

Em diversos casos o programa sugere a ocorrência de descoordenação ou faltas múltiplas, sendo muito difícil afirmar com certeza se foi um ou outro, já que as informações disponíveis ao SDF são limitadas aos alarmes de atuação dos equipamentos, não sendo, em alguns casos, suficientes para se obter um nível de certeza mais elevado. Graças a isto que nos processos de diagnóstico não foram estabelecidas regras, já que regras são fatos incontestáveis que não abrem espaço para dúvidas.

4.1.6.4. Processo Para Quatro ou Mais Relés Atuados

O processo para diagnosticar os eventos que envolvem a atuação de quatro ou mais relés é ainda mais extenso e trabalhoso que os processos anteriores, porém não é necessário que se faça uma análise tão minuciosa quanto a feita no processo para três relés uma vez que estas situações são mais raras de acontecer. Além do que, muitas destas situações estarão relacionadas às faltas múltiplas, e assim, basta separar os dispositivos atuados por evento, ou seja, os que podem apresentar uma relação que caracterize um único evento.

Vale ressaltar que apesar da análise não ser tão detalhada quanto nos processos anteriores isto não afeta de forma significativa a eficiência do Programa. O que pode vir a ocorrer é de o programa não apresentar nenhum diagnóstico, mas é improvável que o SDF disponibilize um diagnóstico errado.

Porém, antes de separar os dispositivos atuados por evento, deve-se verificar a possibilidade destes estarem relacionados a um único evento, apesar de esta possibilidade ser cada vez mais remota à medida que o número de equipamentos atuados aumenta.

Para quatro relés atuados ou mais, os casos em que estes estarão relacionados são reduzidos. Serão principalmente os casos em falta nos barramentos que são alimentados por quatro linhas ou mais, em que uma falta neste barramento obriga à atuação dos relés de todas as linhas, e desta forma teriam quatro ou mais relés atuados.

Outro caso parecido é o caso de uma falta na zona de um barramento de média tensão que possua quatro transformadores em paralelo alimentando-o, e da mesma forma que o caso

anterior, uma falta neste barramento implicaria na atuação dos quatro relés ligados aos transformadores.

O restante dos casos que envolvem a atuação de um grande número de relés se dá por uma das situações que devem ser sempre verificadas quando da atuação de vários dispositivos, que é o caso de falha na atuação da proteção principal com atuação da proteção de retaguarda, ou descoordenação, em que a proteção secundária atua primeiro ou simultaneamente com a primária, ou ainda o caso de faltas múltiplas.

4.2. Interface Gráfica

O Programa Especialista desenvolvido apresenta uma interface gráfica para tornar o SDF mais amigável aos operadores. A interface gráfica do programa especialista é também a interface de saída do SDF, isto é a última camada do sistema.

Na Figura 4.10 é apresentada a interface gráfica de saída do Programa Especialista desenvolvido, responsável por mostrar ao operador de sistemas elétricos o diagnóstico das contingências ocorridas no sistema monitorado.

A interface desenvolvida é bem simples e não apresenta muitas funcionalidades, uma vez que o Programa Especialista desenvolvido é um programa protótipo, e a sua finalidade é mostrar as vantagens e a viabilidade de uma interface inteligente e automática para interpretação da RPC do SDF.

A interface de saída apresenta quatro campos distintos para disponibilizar todas as informações necessárias para auxiliar o operador na tomada de decisão. O primeiro campo é o campo “Evento” e apresenta as informações sobre o evento em si, informando principalmente o local da falta. O segundo campo, “Status e Supervisão” é reservado às informações de estado do sistema elétrico pós-falta e as informações de falhas e alarmes dos equipamentos. O terceiro e quarto campos são os campos “Relés” e “Disjuntores” onde serão apresentadas as informações dos equipamentos atuados e suas respectivas funções de proteção.

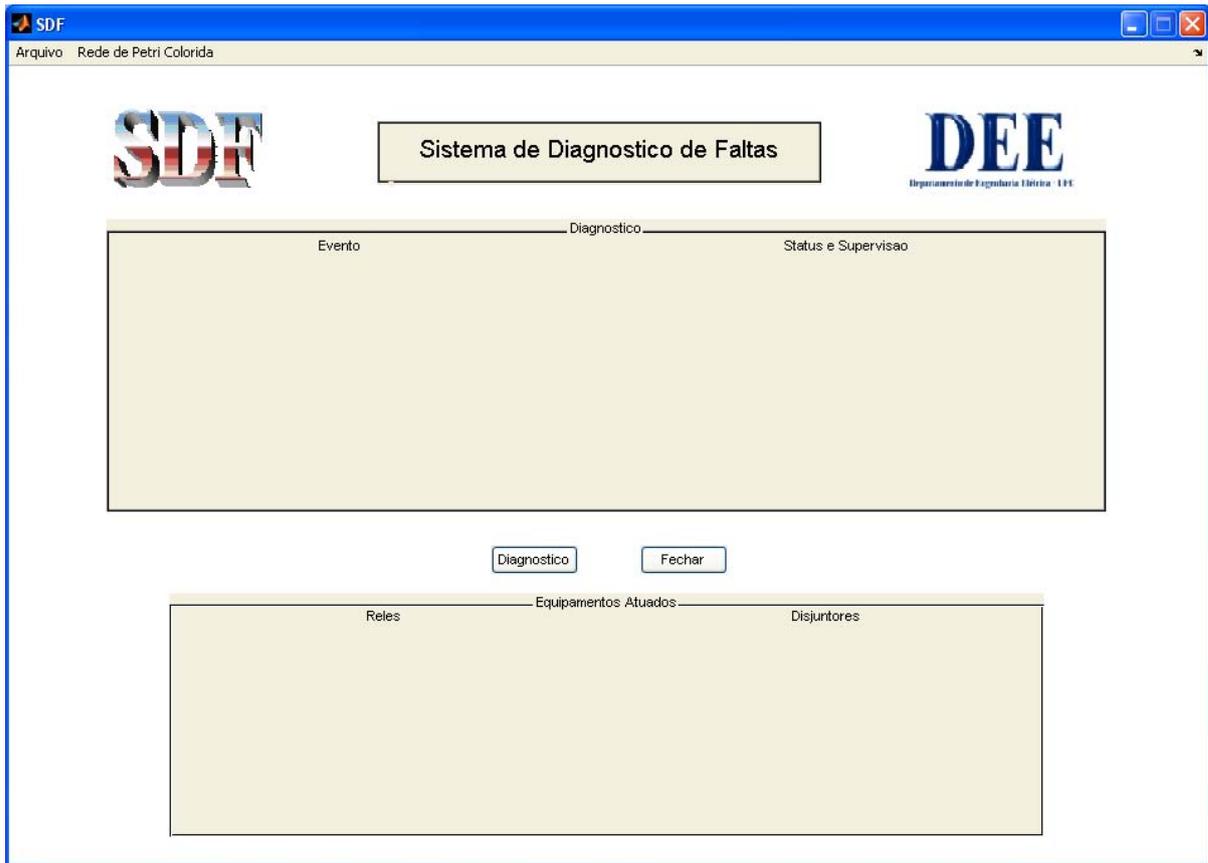


Figura 4.10: Interface Gráfica de Saída

No próximo capítulo serão apresentados os estudos de casos, em que serão utilizados dois setores distintos do sistema elétrico do Ceará, de forma a comprovar a portabilidade e a viabilidade apresentada pelo sistema de diagnóstico com a associação do Programa Especialista à RPC para o desenvolvimento do SDF.

CAPÍTULO 5 ESTUDOS DE CASOS

Neste capítulo serão apresentados estudos de casos mostrando a resposta e a eficácia do sistema desenvolvido.

Um setor do sistema elétrico do estado do Ceará, denominado Eixo Cariré pertencente à Regional Sobral da área de concessão da Companhia Energética do Ceará – COELCE foi usado para realização dos testes do SDF com o Programa Especialista.

Na primeira parte do capítulo os estudos de casos são baseados em eventos ocorridos no sistema elétrico do Eixo Cariré. Com o intuito de demonstrar a portabilidade do SDF com o Programa Especialista, estudos de caso são realizados também em outros setores do sistema elétrico do estado do Ceará, os quais são apresentados na segunda parte do capítulo.

Os dados sobre as atuações dos dispositivos de proteção do sistema elétrico são disponibilizados através de um emulador do sistema SCADA, o EmulaSCADA2 (Bezerra – 2007), desenvolvido para emular a atuação dos equipamentos de proteção de um segmento do sistema elétrico da COELCE de modo semelhante ao SCADA. A descrição sobre o EmulaSCADA2 é apresentada no APÊNDICE B.

Após a geração da tabela de alarmes dada pelo EmulaSCADA2, o SDF recebe uma marcação inicial, procedendo na seqüência com a execução da RPC e disponibilizando uma marcação final. Esta marcação final é inserida em uma planilha eletrônica de onde o Programa Especialista lê os dados.

5.1 Estudos de Casos 1

Os estudos de casos apresentados nesta seção são baseados em eventos emulados no Eixo Cariré que é composto por oito subestações em nível de tensão 69kV. O diagrama unifilar simplificado do eixo Cariré é apresentado na Figura 5.1. A representação não apresenta as zonas de média tensão em 13,8kV das subestações para oferecer melhor visualização do sistema teste. Os quadrados vazados ligados às extremidades das linhas em 69kV são os disjuntores e a cada disjuntor existe um relé multi-função associado.

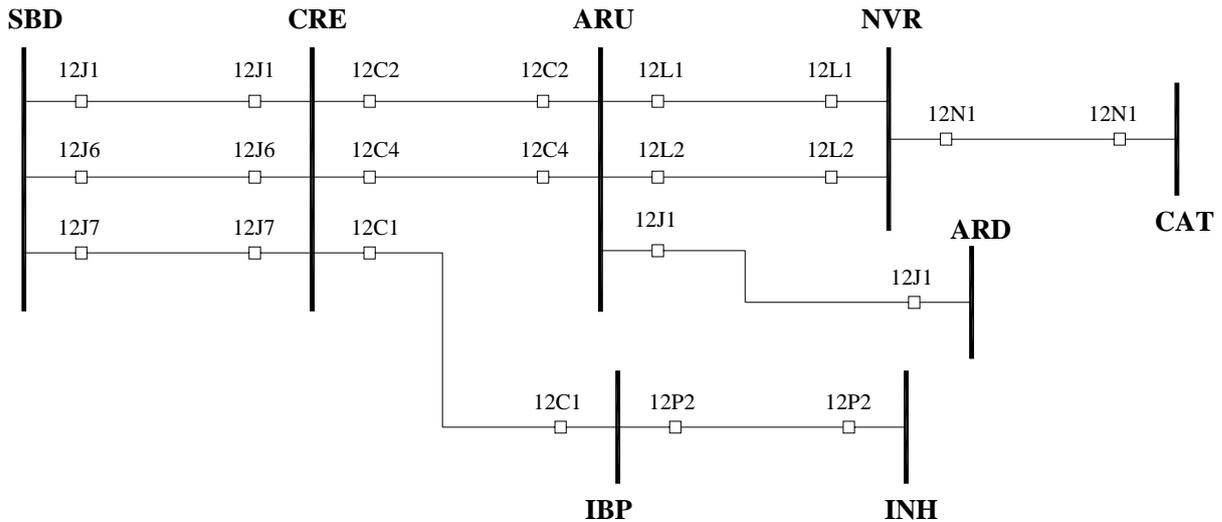


Figura 5.1: Eixo Cariré

Como dito, este sistema foi utilizado como base para a análise das possíveis atuações dos dispositivos de proteção das subestações. Com base nesta análise foram estudados os casos de atuações de relés e disjuntores, gerando, quando possível, regras, anteriormente abordadas no capítulo 4, aplicáveis em outros trechos do sistema elétrico, fornecendo ao programa especialista e ao SDF a portabilidade desejada.

O sistema elétrico utilizado nos testes apresenta uma estrutura bem definida quanto às proteções das linhas, ou seja, todas as subestações possuem disjuntores próprios nas suas entradas e saídas de linha. Com isso, todas as linhas possuem dois disjuntores associados a cada terminal de linha. No entanto, vale ressaltar que o SDF é capaz de diagnosticar faltas em outros sistemas elétricos, mesmo que estes não apresentem a mesma estrutura topológica do sistema Eixo Cariré.

A tabela de configuração do SDF para o sistema elétrico do Eixo Cariré foi apresentada no Capítulo 4 (Tabela 4.1) e será reapresentada abaixo para conforto do leitor .

Tabela 5.1: Tabela com as informações sobre o sistema elétrico do Eixo Cariré.

LISTA DAS SUBESTAÇÕES	CODIGOS	EL	SL	Transformadores
CARIRÉ	CRE	CRE12J1CRE12J6CRE12J7	12C1IBP,12C2ARU,12C4ARU	T1
ARARAS UM	ARU	ARU12C2ARU12C4	12J1ARD,12L1NVR,12L2NVR	T1T2
IBIAPINA	IBP	IBP12C1	12P2INH	T1
NOVA RUSSAS	NVR	NVR12L1NVR12L2	12N1CAT	T1T2
INHUÇU	INH	INH12P2	--	T1T2
CRATEUS	CAT	CAT12N1	--	T1
ARARAS II	ARD	ARD12J1	--	T1T2
SOBRAL	SBD		12J1CRE,12J6CRE,12J7CRE	

De forma a ilustrar a eficiência do SDF, os seguintes casos serão estudados e diagnosticados:

- ✓ Caso 1.1: Falta no barramento de entrada de uma subestação;
- ✓ Caso 1.2: Falta numa linha de transmissão;
- ✓ Caso 1.3: Faltas múltiplas.

5.1.1 Estudo de Caso 1.1: Falta no Barramento de Entrada da Subestação

O caso de uma falta no barramento de entrada de uma subestação pode ser verificado, por exemplo, quando da ocorrência de uma falta no barramento de entrada da subestação Cariré (CRE), conforme mostrado na Figura 5.2.

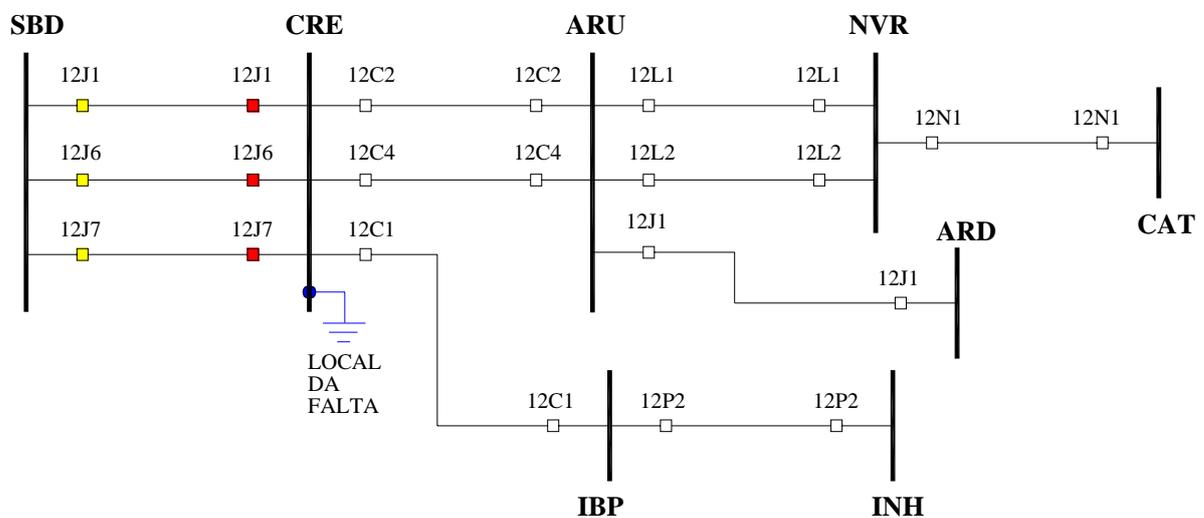


Figura 5.2: Ponto de falta do estudo de caso 1.1

Uma falta no barramento de entrada de uma subestação causa a sensibilização de vários relés (os elementos em amarelo e em vermelho), porém só os relés mais próximos ao barramento devem atuar (elementos em vermelho), por questões de coordenação e seletividade. Vale ressaltar que o fluxo de potência se dá da Subestação Sobral Dois (SBD) para o restante do sistema.

Após a atuação dos relés e aberturas dos disjuntores, o SDF é executado para diagnosticar o evento. A tabela de alarmes é analisada pela camada de entrada que converte os dados, e gera a marcação inicial do modelo em RPC.

Neste estudo de caso, a marcação inicial é apresentada, de forma simplificada, simplesmente como uma forma de ilustrar a quantidade de informações que o modelo tem que processar para chegar à uma marcação final. A marcação inicial é então apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Marcação inicial para estudo de caso 1.1

Rele	Disjuntor
SBU,12J1,PF	CRE,12J1,52
SBU,12J6,PF	CRE,12J6,52
SBU,12J7,PF	CRE,12J7,52
CRE,12J1,PF	
CRE,12J1,50A	
CRE,12J1,50B	
CRE,12J1,50C	
CRE,12J6,PF	
CRE,12J6,50A	
CRE,12J6,50B	
CRE,12J6,50C	
CRE,12J7,PF	
CRE,12J7,50A	
CRE,12J7,50B	
CRE,12J7,50C	

O modelo em RPC é executado e fornece uma marcação final, que está apresentada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Marcação final para estudo de caso 1.1.

Função Atuada	Disjuntor Aberto	Disjuntor religado	Disjuntores Fora de Operação	Falha disjuntor	Disj. Em Transf.	Disj. Transf	Supervisão
CRE,12J1,50A	CRE,12J1,52						
CRE,12J1,50B	CRE,12J6,52						
CRE,12J1,50C	CRE,12J7,52						
CRE,12J6,50A							
CRE,12J6,50B							
CRE,12J6,50C							
CRE,12J7,50A							
CRE,12J7,50B							
CRE,12J7,50C							

A marcação final é lida pelo programa, que processa estas informações e fornece ao operador o diagnóstico em uma linguagem usual.

A tela do Programa Especialista com o diagnóstico é apresentada na Figura 5.3.

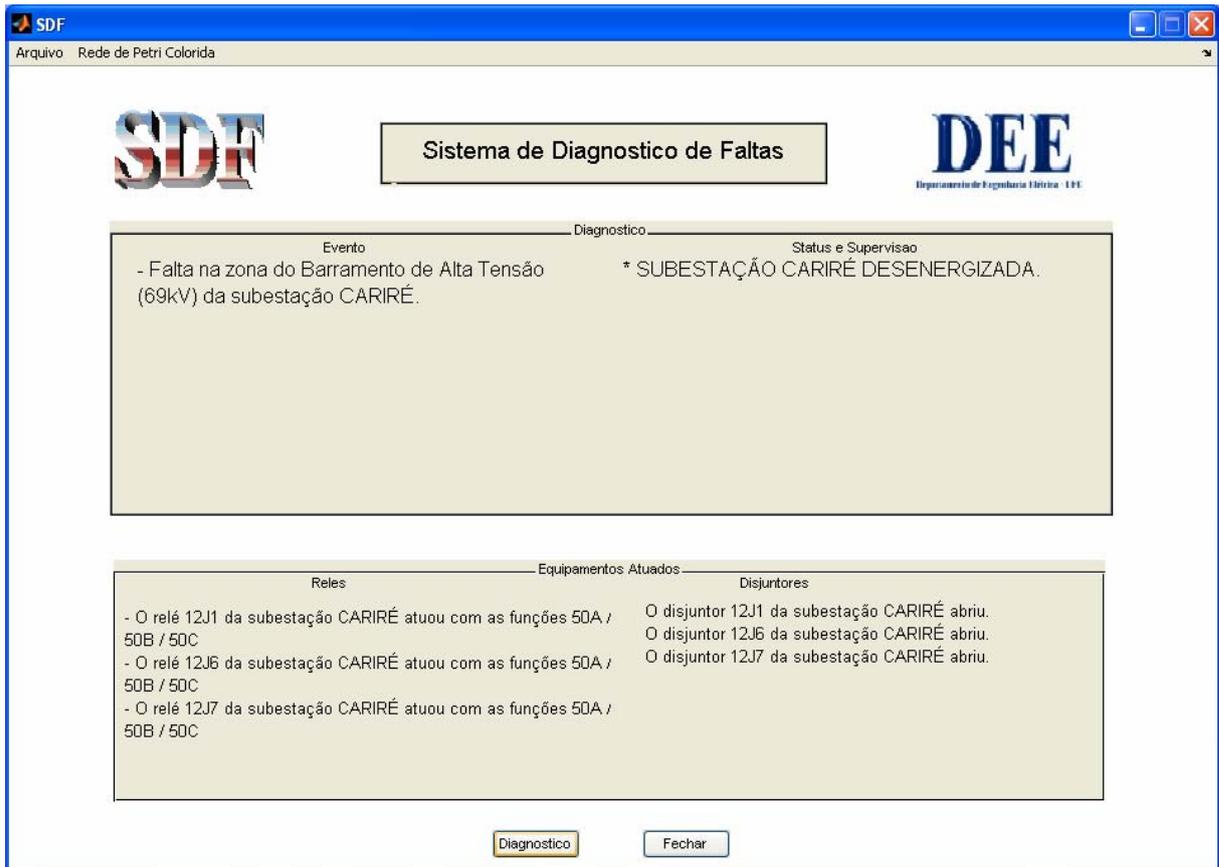


Figura 5.3: Diagnóstico para Estudo de Caso 1.1

5.1.2 Estudo de Caso 1.2: Falta em uma Linha de Alta Tensão.

As faltas ocorridas em uma linha de alta tensão são diagnosticadas através de dois casos distintos. O primeiro caso é quando o relé que atua é de saída de linha de uma subestação, concluindo que, de acordo com a função de proteção atuada, a falta foi no interior da linha.

Um outro caso demonstrado é quando ocorre a atuação de dois relés associados à uma mesma linha. Este caso é também diagnosticado como falta no interior da linha desde que um dos relés tenha atuado com a função de proteção “67”, sobrecorrente direcional.

Para ilustrar um caso de falta em uma linha, será estudado o caso de uma falta na linha “02L1” que interliga as subestações ARARAS UM (ARU) e NOVA RUSSAS (NVR), conforme ilustrado na Figura 5.4.

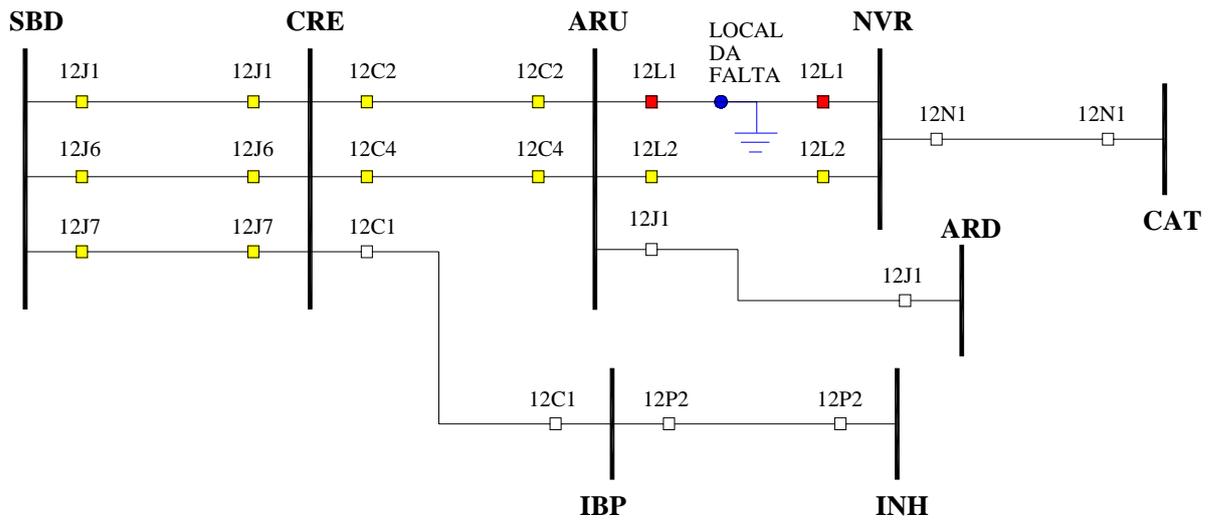


Figura 5.4: Ponto de falta do estudo de caso 1.2

A marcação inicial para este estudo de caso é apresentada na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Marcação inicial para estudo de caso 1.2

Rele	Disjuntor
SBU,12J1,PF	CRE,12J1,52
SBU,12J6,PF	CRE,12J6,52
SBU,12J7,PF	CRE,12J7,52
CRE,12J1,PF	
CRE,12J6,PF	
CRE,12J7,PF	
CRE,12C2,PF	
CRE,12C4,PF	
ARU,12C2,PF	
ARU,12C4,PF	
ARU,12L1,PF	
ARU,12L1,50A	
ARU,12L1,50B	
ARU,12L1,50C	
ARU,12L2,PF	
NVR,12L1,PF	
NVR,12L1,67A	
NVR,12L1,67B	
NVR,12L1,67C	
NVR,12L2,PF	

Depois de processadas as informações da marcação inicial pelo modelo em RPC, uma marcação final é disponibilizada, apresentada na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Marcação final para o estudo de caso 1.2

Função Atuada	Disjuntor Aberto	Disjuntor religado	Disjuntores Fora de Operação	Falha disjuntor	Disj. Em Transf.	Disj. Transf	Supervisão
ARU,12L1,50A	ARU,12L1,52						
ARU,12L1,50B	NVR,12L1,52						
ARU,12L1,50C							
NVR,12L1,67A							
NVR,12L1,67B							
NVR,12L1,67C							

O diagnóstico do evento analisado é disponibilizado através da interface gráfica do Programa Especialista, apresentada na Figura 5.5.

Quanto maior o sistema elétrico a ser monitorado, maior será o número de informações disponíveis, que devem ser processadas e analisadas para a obtenção do diagnóstico.



Figura 5.5: Diagnóstico para estudo de caso 1.2

5.1.3 Estudo de Caso 1.3: Faltas Múltiplas

O desenvolvimento do programa foi feito baseando-se no número de equipamentos atuados, como visto no Capítulo 4. Esta metodologia não implica que o SDF seja limitado a diagnosticar apenas eventos que envolvam um pequeno número de equipamentos.

Nos processos que envolvem a atuação de quatro ou mais equipamentos, sejam disjuntores ou relés, há uma seleção dos equipamentos que estão relacionados a uma mesma contingência, e em seguida os processos são executados para diagnosticar cada grupo de equipamentos isoladamente. Desta forma, o SDF é capaz de diagnosticar faltas múltiplas no sistema elétrico, como será mostrado a seguir.

Supondo a ocorrência dos seguintes eventos em um mesmo instante: falta no barramento de entrada de uma subestação e falta num banco de capacitores de uma outra subestação, cujos alarmes chegam ao centro de operação para reconhecimento pelo operador. Este caso trata-se de um caso de faltas múltiplas, uma vez que as atuações dos equipamentos envolvidos não apresentam nenhuma relação entre eles, estando relacionados a eventos distintos.

A Tabela 5.6 apresenta a marcação final para os eventos listados acima. O diagnóstico está apresentado na Figura 5.6.

Tabela 5.6 Marcação final para Estudo de Caso 1.3

Função Atuada	Disjuntor Aberto	Disjuntor religado	Disjuntores Fora de Operação	Falha disjuntor	Disj. Em Transf.	Disj. Transf	Supervisão
CRE,12J1,50A	CRE,12J1,52						
CRE,12J1,50B	CRE,12J6,52						
CRE,12J1,50C	CRE,12J7,52						
CRE,12J6,50A	NVR,11H1,52						
CRE,12J6,50B							
CRE,12J6,50C							
CRE,12J7,50A							
CRE,12J7,50B							
CRE,12J7,50C							
NVR,11H1,51A							
NVR,11H1,51B							
NVR,11H1,51C							

Observando a marcação final relativa aos eventos anteriormente descritos, pode-se entender o processo que analisa as informações quando da atuação de vários dispositivos do sistema elétrico.

Apesar do grande número de informações sobre relés atuados (lugar “Funcao Atuada”), o programa identifica que algumas destas informações são relativas a um mesmo relé, variando somente a função de proteção. Desta forma, o programa verifica a atuação de quatro relés e de quatro disjuntores, e assim executa os processos: “Processo Quatro ou Mais Relés Atuados” e “Processo Quatro ou Mais Disjuntores Abertos”.

Nestes processos ocorre a separação dos equipamentos de acordo com seus códigos identificadores. Assim, os relés serão separados e analisados separadamente da seguinte forma.

- 1- Os três relés que apresentam no código identificador os respectivos terceiros caracteres iguais (12**J**1,12**J**6,12**J**7), serão analisados pelo processo “Processo Três Relés Atuados”;
- 2- O relé restante que apresenta código diferente (11**H**1) será analisado pelo processo “Processo Um Relé Atuado”;

- 3- Da mesma forma acontece para os disjuntores abertos;
- 4- Por fim o diagnóstico é reportado com o resultado destes processos executados;

Com isto verifica-se que o procedimento de se separar os equipamentos em função dos seus códigos é eficaz, uma vez que, quando os equipamentos podem apresentar alguma relação, estes recebem as mesmas letras nos seus códigos identificadores. Para comprovar esta afirmação, verifica-se na Figura 5.1 que todos os dispositivos instalados na entrada de linha de uma subestação apresentam o mesmo código; no caso da subestação Cariré (CRE) as entradas de linha são 12J1, 12J6 e 12J7 (mesmo código 'J'), já as saídas de linha da mesma subestação são 12C1, 12C2 e 12C4 (mesmo código 'C'). Nas linhas, ocorre o mesmo, dois disjuntores de uma mesma linha recebem o mesmo código, por exemplo, os disjuntores da linha que interliga as subestações Ibiapina (IBP) e Inhuçu (INH) apresentam o mesmo código (12P2).

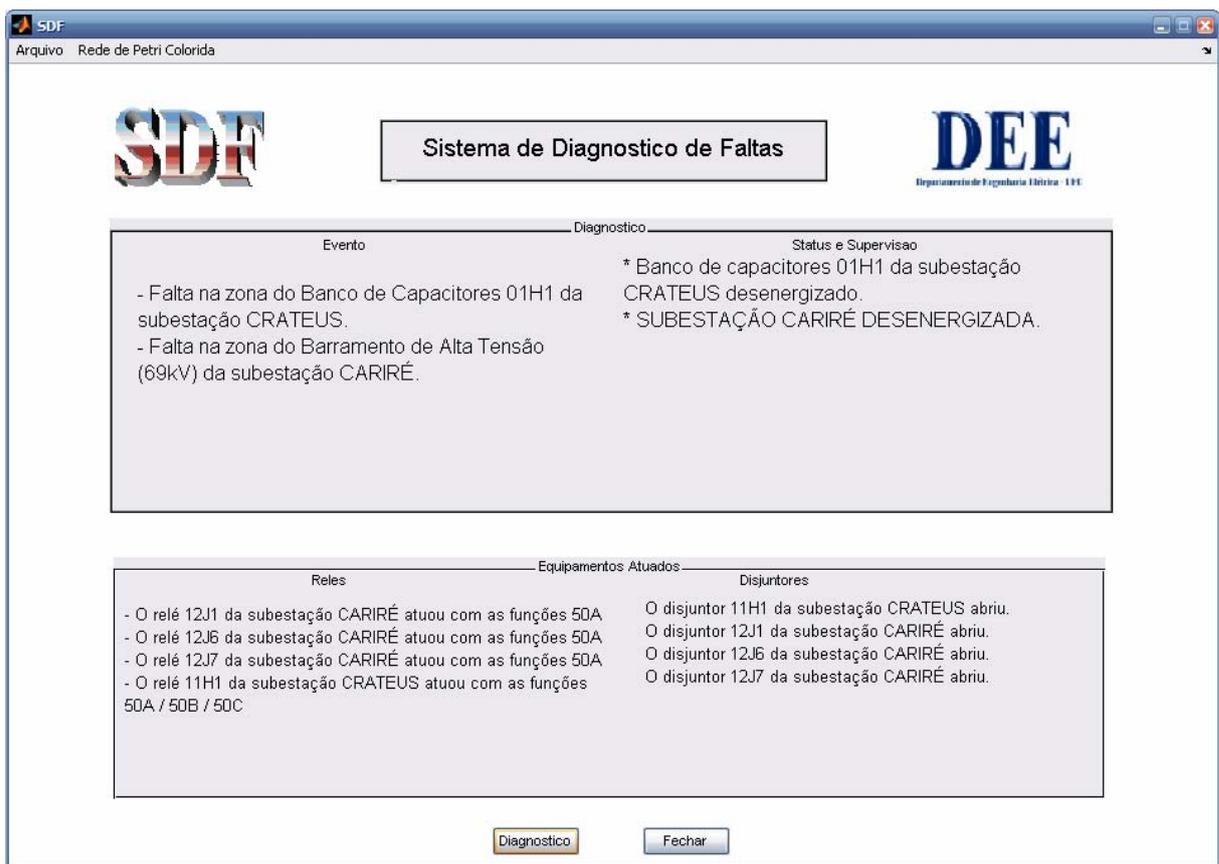


Figura 5.6: Diagnóstico do Estudo de Caso 1.3

Os estudos de casos apresentados até aqui foram emulados sobre o Eixo Cariré e apresentaram resultados satisfatórios, visto que em todos os casos o SDF foi capaz de diagnosticar os eventos de forma coerente e clara.

5.2 Estudos de Caso 2

Para ilustrar a capacidade de portabilidade do SDF serão apresentados casos testes simulados em outro setor do Sistema Elétrico do Ceará que não o eixo Cariré. Este setor é também pertencente à Regional Sobral, e é composto pelas seguintes subestações: Sobral Um, Sobral Dois, Massapé, Amontada, Itapagé, Itapipoca, Caracará e Grendene. O diagrama unifilar simplificado do sistema teste é mostrado na Figura 5.7.

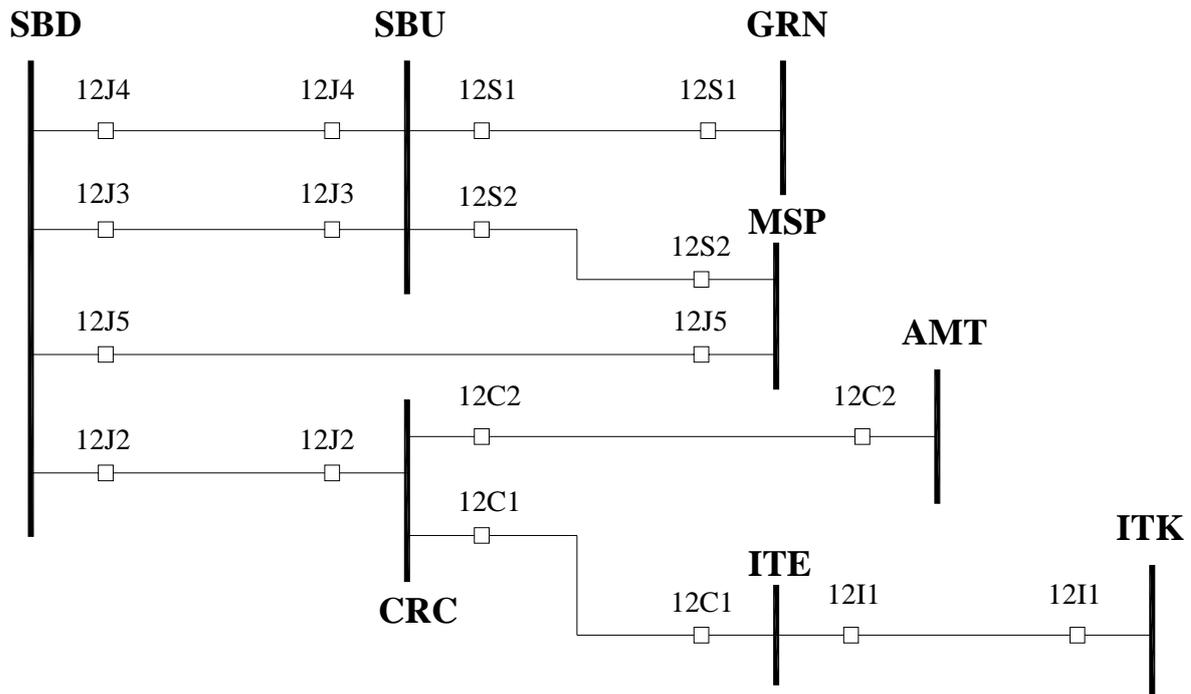


Figura 5.7: Sistema Elétrico para estudos de caso 2

Os casos estudados são os seguintes:

- ✓ Caso 2.1: Falta numa saída de linha;
- ✓ Caso 2.2: Falta no barramento de uma subestação, alimentada por duas subestações diferentes.

A tabela de configuração do sistema elétrico da Figura 5.7 é apresentada na Tabela 5.7.

Observa-se que a subestação Sobral Dois (SBD) não apresenta nenhum disjuntor de entrada de linha cadastrado, isto não quer dizer que ela não possua nenhuma entrada de linha, e sim que ela não está sendo totalmente monitorada pelo SDF. Isto se dá pelo fato da subestação não estar na zona de interesse dos estudos de caso.

Tabela 5.7: Tabela de configuração do sistema elétrico da Figura 5.7

LISTA DAS SUBESTAÇÕES	CODIGOS	EL	SL	Transformadores
SOBRAL UM	SBU	SBU12J3SBU12J4	12S1GRN,12S2MSP	T1T2
SOBRAL DOIS	SBD	--	12J4SBU,12J3SBU,12J2CRC	
AMONTADA	AMT	AMT12C2	--	T1
MASSAPÊ	MSP	MSP12S2MSP12J5	--	T1T2
CARACARA	CRC	CRC12J2	12C2AMT,12C1ITE	T1
ITAPAGÉ	ITE	ITE12C1	12I1ITK	T1T2
ITAPIPOCA	ITK	ITK12I1	--	T1T2
GRENDENE	GRN	GRN12S1	--	T1

5.2.1 Estudo de Caso 2.1: Falta na Saída de Linha de uma Subestação, com Atuação do Disjuntor de Transferência.

O primeiro estudo de caso apresentado envolve uma falta numa saída de linha, no caso uma falta na saída da linha 02S1 da subestação Sobral Um (SBU), conforme apresentado na Figura 5.8.

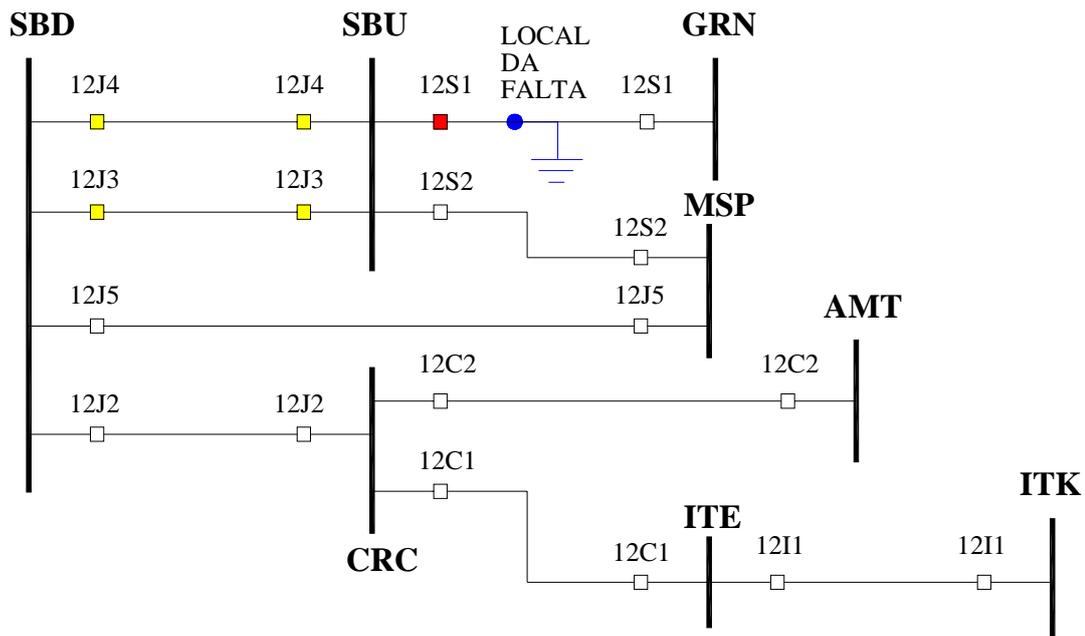


Figura 5.8: Ponto de falta para estudos de caso 2.1.

Neste caso é considerado que o disjuntor principal, o disjuntor 12S1, apresenta-se com a proteção transferida para o disjuntor de transferência 12D1. Este caso teste, em que o disjuntor principal encontra-se com a proteção transferida, comprova a eficácia do Programa Especialista para lidar com as informações sobre os disjuntores de transferência disponíveis no modelo em RPC.

A marcação final relativa a este evento é apresentada na Tabela 5.8, e o diagnóstico deste evento é apresentado na Figura 5.9.

Tabela 5.8: Marcação final para estudo de caso 2.1

Função Atuada	Disjuntor Aberto	Disjuntor religado	Disjuntores Fora de Operação	Falha disjuntor	Disj. Em Transf.	Disj. Transf	Supervisão
SBU,12S1,51A	SBU,12D1,52					SBU,12S1,T	
SBU,12S1,51B							
SBU,12S1,51C							



Figura 5.9: Diagnóstico para estudo de caso 2.1

Neste caso, o SDF analisou uma falta durante o período em que um disjuntor encontrou-se com a proteção transferida, e este se portou satisfatoriamente, apresentando o diagnóstico correto e informando precisamente os equipamentos envolvidos e atuados.

O SDF está também preparado para diagnosticar faltas quando estas ocorrerem durante o processo de transferência da proteção. No espaço de tempo em que se dá a transferência da proteção os dois disjuntores, ficam prontos para atuar tanto o disjuntor principal quanto o de transferência, e neste momento pode acontecer uma falta, o que pode levar à abertura dos dois equipamentos simultaneamente. Apesar de esta possibilidade ser pouco provável de acontecer, deve ser contemplada, pois mesmo que improvável ela é possível.

5.2.2 Estudo de Caso 2.2: Falta no Barramento de Entrada de uma Subestação com Falha da Proteção Principal

O estudo de caso 2.2 envolve o diagnóstico de uma falta no barramento de entrada da subestação Itapagé (ITE), alimentada através de uma linha proveniente da subestação Caracará (CRC) (Figura 5.10). Neste caso é analisada a informação de falha na abertura do disjuntor principal, ocasionando a atuação da proteção de retaguarda.

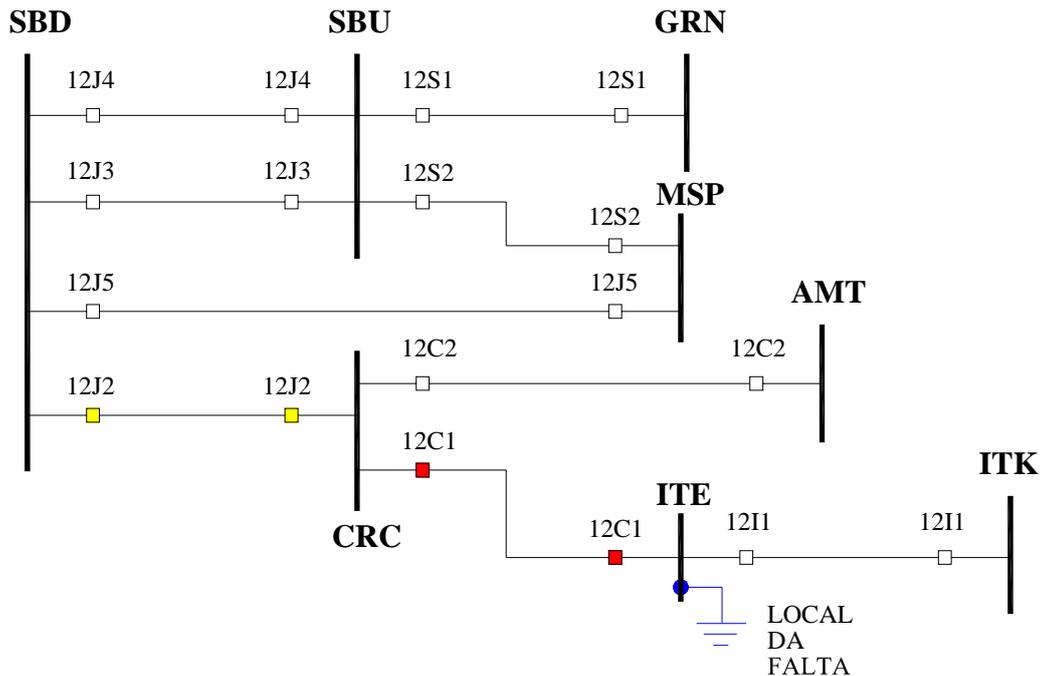


Figura 5.10: Ponto de falta para estudo de caso 2.2

A marcação final do caso teste é apresentada na Tabela 5.9, e o diagnóstico do evento é apresentado na Figura 5.11.

Tabela 5.9: Marcação final para o estudo de caso 2.2

Função Atuada	Disjuntor Aberto	Disjuntor religado	Disjuntores Fora de Operação	Falha disjuntor	Disj. Em Transf.	Disj. Transf	Supervisão
ITE,12C1,50A	CRC,12C1,52			ITE,12C1,50BF			
ITE,12C1,50B							
ITE,12C1,50C							
CRC,12C1,51A							
CRC,12C1,51B							
CRC,12C1,51C							

Este caso contempla a atuação de uma proteção de retaguarda, devido à falha na proteção principal e à coordenação entre os ajustes nos tempos de atuação das funções de proteção de sobrecorrente do relé 12C1 da subestação Itapagé e do relé 12C1 da subestação Caracara.



Figura 5.11: Diagnóstico para estudo de caso 2.2

A apresentação dos estudos de casos é importante para mostrar que a metodologia proposta no trabalho apresenta resultados satisfatórios, e acima de tudo promissores.

Neste capítulo foi apresentada a eficácia do protótipo desenvolvido, destacando a principal característica apresentada pelo SDF com a inserção do Programa Especialista, a portabilidade.

Os Estudos de Caso demonstraram ainda a versatilidade do SDF quanto à topologia, em que com a simples atualização do banco de dados do Programa é possível monitorar um sistema elétrico totalmente novo, não importando a topologia ou a forma como as subestações se interligam.

CAPÍTULO 6 | CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho é fruto de uma seqüência de trabalhos desenvolvidos no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará na linha de pesquisa em Automação de Sistemas Elétricos utilizando como ferramenta de modelagem as Redes de Petri e suas extensões.

Neste trabalho é apresentada uma nova proposta que consiste em associar técnicas de representação de conhecimento utilizadas por Sistemas Especialistas, com Redes de Petri Coloridas para o desenvolvimento de Sistemas de Diagnóstico de Falhas de forma a torná-lo ainda mais eficaz.

6.1 Conclusões

A nova proposta apresentada associa procedimentos de Sistemas Especialistas às RPC para o desenvolvimento de SDFs. O sistema implementado mostrou-se bastante promissor, pois acrescenta ao SDF uma característica muito importante que é a portabilidade e automação em toda cadeia: aquisição de dados, filtragem, análise, diagnóstico e interface para o operador do sistema elétrico.

A utilização das RPCs por si só permite ao SDF ser portátil, ou seja, ser capaz de diagnosticar falhas em outros sistemas elétricos sem que seja necessário uma alteração na topologia do modelo RPC. Porém, esta característica não é alcançada com a utilização somente das RPCs, devido, principalmente, à camada de interpretação dos modelos.

A camada de interpretação é uma importante e necessária etapa do processo de diagnóstico, pois permite uma comunicação com o operador do sistema elétrico, uma vez que apresentar aos operadores um diagnóstico em forma de marcação de RPC seria inoperante.

Como uma camada essencial do SDF, esta deve apresentar pelo menos as mesmas funcionalidades disponíveis na RPC (portabilidade, por exemplo), e se possível, acrescentar ainda mais para o aperfeiçoamento do SDF.

Nos trabalhos anteriores desenvolvidos pelo grupo de pesquisa são utilizadas tabelas para associar a cada marcação final do modelo RPC um diagnóstico, portanto esta tabela é a camada responsável por extrair das marcações dos modelo o diagnóstico dos eventos ocorridos. Com esta metodologia, o SDF fica limitado a identificar e fornecer somente os diagnósticos cadastrados na tabela, limitando o espaço de busca do sistema. A tabela de certa forma restringe o potencial de modelagem e de análise da ferramenta RPC aplicada ao SDF, uma vez que para o SDF monitorar um sistema elétrico diferente tem que ser feito um pré-estudo das contingências locais, de modo a fornecer os possíveis diagnósticos à tabela de diagnósticos. Dependendo da extensão do sistema elétrico o trabalho de cadastramento dos diagnósticos na tabela pode ser exaustivo.

A posposta da nova metodologia mostra-se bastante eficiente e com resultados promissores, comprovando que a utilização de ferramentas baseadas em conhecimentos específicos se ajusta perfeitamente às RPCs na tarefa de diagnóstico de faltas.

Um Programa Especialista, do mesmo modo como o desenvolvido neste trabalho, seria capaz de exercer a tarefa de diagnóstico de faltas por si só, sem que fosse necessária a utilização do modelo em RPC. Para isto o próprio programa deveria ler os dados diretamente do sistema SCADA e proceder com a seleção das informações. Se assim fosse feito, o tempo de resposta do sistema de diagnóstico aumentaria, uma vez que a quantidade de informações a serem analisadas aumentaria consideravelmente quando usado como ferramenta única para diagnóstico de falta.

O modelo RPC facilita bastante no processo de desenvolvimento do Programa Especialista, já que é previamente sabido onde se buscar as informações, que ficam guardadas nas marcações de cada lugar.

O sistema proposto apresenta um bom detalhamento do diagnóstico, apresentando a zona onde a falta ocorreu, os equipamentos atuados, bem como o estado do sistema elétrico após o evento, podendo o operador avaliar a gravidade da ocorrência.

Atualmente os sistemas elétricos apresentam uma dinâmica muito grande no que diz respeito a variações nas suas configurações. A cada instante um novo equipamento está sendo inserido ou retirado do sistema elétrico, podendo alterar a topologia da rede elétrica. Isto obriga o SDF a se adequar rapidamente a tais mudanças de forma a acompanhar a dinâmica do sistema elétrico. Graças a esta necessidade, ou imposição do sistema elétrico, é que o SDF

deve ser portátil, e é justamente esta a característica alcançada com a utilização do Programa Especialista, como camada de interpretação do modelo RPC.

Sendo o SDF portátil é possível implementar métodos dinâmicos para configurar a ferramenta de diagnóstico a cada alteração sofrida pelo sistema elétrico de potência.

Desta forma, conclui-se que a portabilidade é uma característica essencial para a implementação de todo sistema de diagnóstico de faltas para sistemas elétricos.

O SDF é uma ferramenta ‘auxiliar’ essencial no contexto de sistemas elétricos complexos baseados em tecnologia digital com farta transferência de informação que, se não tratada, tornar-se-á tão prejudicial quanto a falta de informação. O SDF permite uma operação segura dos Sistemas Elétricos de Potência durante períodos críticos de falta no sistema, uma vez que este possibilita ao operador tomar decisões de forma mais rápida e mais segura, tornando seu trabalho menos susceptível a erros. Com isto há uma melhoria direta nos índices de desempenho das empresas concessionárias de energia, uma vez que o tempo das interrupções será reduzido. Além de diminuir o stress da equipe especializada para diagnosticar as faltas no sistema elétrico, pois esta tarefa pode ser centralizada no COS, e a partir desta análise as instruções são enviadas aos operadores de subestações, para que estes procedam com as devidas manobras, viabilizando um rápido restabelecimento do Sistema Elétrico.

6.2 Trabalhos Futuros

A proposta de apresentada neste trabalho para o desenvolvimento de SDF's é bastante promissora, porém no estágio de desenvolvimento ainda é necessário algumas implementações e aprofundamentos na pesquisa, para que o SDF esteja pronto para entrar em operação com a confiabilidade que a tarefa exige.

Alguns trabalhos podem ser propostos no sentido de dar uma direção a novas pesquisas nesta área, dentre eles destacam-se:

- Uma pesquisa para aprimoramento do Programa Especialista, de forma que este possa disponibilizar um maior detalhamento dos eventos diagnosticados, principalmente no diagnóstico de faltas nas zonas de média tensão das subestações;

- Um estudo sobre as informações de sensibilização dos relés, uma vez que com estas informações pode-se aprimorar o diagnóstico de casos de descoordenação do sistema de proteção;
- Estudos sobre as tabelas disponibilizadas pelo SCADA que possam expandir o leque de informações processadas pelo SDF, não só as informações sobre as atuações de relés e disjuntores, no intuito de fornecer um detalhamento ainda maior aos diagnósticos;
- Implementação de um protótipo totalmente integrado ao SCADA, como um software cliente, de modo que não interfira no funcionamento do supervisão, e possibilitando ao SDF ser testado em um sistema real;
- Implementação de funções que possibilitem um restabelecimento automático do Sistema Elétrico após as contingências.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bezerra, H., Sistema Simulador para Treinamento de Proteção e Operação de Sistemas Elétricos – STPO. International Conference on Engineering and Computer Education – ICECE, Monguaguá e Santos, 11 a 14 de Março de 2007³.

Bezerra, J. R., “Metodologia para Desenvolvimento de Sistema de Diagnóstico de Falhas em Subestações do Sistema Elétrico de Potência Baseado em Redes de Petri”. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Ceará – UFC, 2004.

Bezerra, R., Caetano, M., Souza, J. R., Furtado, R., Barroso, G., Leão, R., “Uma Abordagem para Diagnóstico de Falhas em Subestações de Sistemas Elétricos de Potência Usando Redes de Petri”, VI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Bauru - SP, Setembro, 2003.

Boyer, S. A., “SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition”, North Carolina, Instrument Society of America – ISA, 1999.

Brand, K. P., Kopainsky, J., “Principles and Engineering of Process Control with Petri Nets”, IEEE Transactions on Automatic Control. vol. 33, nº. 2, pp. 138-149, Fevereiro, 1988.

Bretas, A. S., Bretas, N.G., “Diagnóstico de Falhas de Alta Impedância em Sistemas Elétricos Desregulamentados Utilizando Algoritmos Conexionistas”. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE , Uberlândia-MG, 19 a 24, Outubro, 2003.

Bretas, A. S., Pires, L., Moreto, M., Salim, R. H., “Metodologia Baseada em Redes Neurais Artificiais para Detecção e Localização de Falhas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída”. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador – BA, 03 a 06 de Outubro, 2006.

³ Trabalho aceito para publicação.

Bretas, A. S., Salim, R. H., Filomena, A. D., “Localização de Faltas em Sistemas de Distribuição Desequilibrados com Presença de Geração Distribuída”. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador – BA, 03 a 06 de Outubro, 2006.

Brittes, J. L. P., “Função de Apoio ao Operador no Diagnóstico de Atuação do Sistema de Controle e Proteção da Subestação”, VI Seminário Técnico de Proteção e Controle, Natal-RN, 27 de Setembro a 02 de Outubro, 1998.

Cardoso, J., Valette, R., “Redes de Petri”, Florianópolis - SC: Ed. da UFSC, 1997

Cardozo, E., Talukdar, S. N., “A Distributed Expert System for Fault Diagnosis”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, n° 2, Maio, 1988.

Chambers, L. D., “The Practical Handbook of Genetic Algorithms Applications”, Florida, Chapman & Hall/CRC, 2001.

Chorafas, D. N., “Sistemas Especialistas: aplicações comerciais”, São Paulo: Mcgraw-Hill, 1988.

Dalcastagnê, A. L., Noceti Filho, S., Zürn, H. H., Seara, R., “Método Iterativo para Localização de Faltas em Linhas de Transmissão Baseado em Fasores Não-Sincronizados”. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador – BA, 03 a 06 de Outubro, 2006.

Das, S. R., Holloway, L. E., “Characterizing Confidence Space for Discrete Event Timings For Fault Monitoring Using Discrete Sensing and Actuation Signals”. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics – Part A: Systems and Humans. vol. 30, n°. 1, Janeiro, 2000.

Do Vale, D. T., Coser, J., Rolim, J. G., “F-LOC – Ferramenta Inteligente para Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia”. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador – BA, 03 a 06 de Outubro, 2006.

Goes, E. A., Rodrigues, J. F., Silva, I. N., “Uma Abordagem Baseada em Redes Neurais Artificiais para Identificação de Trechos Submetidos A Curtos-Circuitos em Sistemas de Distribuição”. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Campinas 21 a 26 Outubro 2001.

Giovanini, R., Coury, D. V., “Um Novo Método para Classificação de Faltas em Linhas de Transmissão Baseado em Reconhecimento de Padrões”. XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Foz do Iguaçu 17 a 22 Outubro 1999.

Harmon P., King D., “Sistemas Especialistas”, Rio de Janeiro: Campus, 1988.

Haykin, S., “Redes Neurais, princípios e prática.”, 2ed. Porto Alegre, Bookman 2001.

Hor, C. L., Crossley, P. A., “Substation Event Analysis Using Information From Intelligent Electronic Devices”. Electrical Power and Energy Systems – vol. 28-pp 374–386, 2006.

Hor C, Crossley P., “Analysis of Substation Data for Knowledge Extraction”. IEEE Power Engineering Society General Meeting, San Francisco, USA, 12 a 16 de Junho; 2005.

Jensen, K., “Coloured Petri Nets: Basic Concepts, Analysis Methods and Practical Use”. Vol 01, 2nd Edition, Springer-Verlag, 1997.

Jeyasurya, B., Venkata, S. S., Vadari, S. V., Postforooth, J., “Fault Diagnosis Using Substation Computer”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, n° 2, Abril, 1990.

Jing, Q., Xisen, W., Zhihua, P., Yongcheng, X., “A Research on Fault Diagnostic Expert Based on Fuzzy Petri Nets For FMS Machining Cell”. The IEEE Conference On Industrial Technology, 1996.

Lambert-Torres G., Rossi R., Ribeiro G. M., Valiquette B., Mukhedkar D.; "Computer Program Package for Power System Protection and Control", CIGRÉ Symposium (SC39), Setembro, 1992.

Leão F. B., Silva, L. G. W., Mantovani, J. R. S., “Localização de Faltas em Sistemas de Energia Elétrica Através de um Modelo de Programação Binária e Algoritmo Genético”. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador – BA, 03 a 06 de Outubro, 2006.

Levine, R. I., Drang, D. E., Edelson, B., “Inteligência Artificial e Sistemas Especialistas”, São Paulo. Mcgraw-Hill, 1988.

Lo. K.L.; Ng. H. S.; Trecat. J., “Power Systems Fault Diagnosis Using Petri Nets”. IEEE Proceedings. vol. 144, nº. 3, pp. 231-236, Maio. 1997.

Lo. K.L. et al., “Extended Petri Nets Models for Fault Diagnosis For Substation Automation”. IEEE Proceedings, vol. 146, nº. 3, pp. 229-234, Maio, 1999.

Medeiros, E. B., Santos Filho, F. G., Colaço, A. L. Augusto, M. F., Lourenço, T. G. M., Vieira, J. M., Leão, R. P. S., Sampaio, R. F., Barroso, G. C., “ Um Sistema de Diagnóstico de Faltas para Sistemas Elétricos Baseado em Redes de Petri Coloridas”, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 17 19 de Julho, 2006.

Murata, T. (1989), “Petri Nets: Properties, Analysis and Applications”. Proceedings of the IEEE, vol. 77, nº. 4, pp. 541-480, Abril, 1989.

NBR 5460, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5460: “Sistema Elétrico de Potência –Terminologia”. pp. 1-63, Abril, 1992.

Oleskovicz, M., Coury, D. V., Aggarwal, R. K., “Redes Neurais Artificiais Aplicadas à Detecção Rápida de Faltas em Sistemas Elétricos de Potência”. SBA Controle & Automação. Vol 11, Nº 03, 2000.

Oleskovicz, M., Coury, D. V., Aggarwal, R. K., “Um esquema Completo para Detecção, Classificação e Localização de Faltas em Linhas Utilizando Redes Neurais”. Seminário Nacional de Proteção e Transmissão de energia Elétrica – SNPTEE, Campinas – SP, 21 a 26 de Outubro, 2001.

Peterson, J., “Petri Net Teory and the Modeling of Systems”, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1981.

Ramos, M. A. F., Vellasco, M. M. B. R., Pacheco, M. A., “Sistema de Identificação e Localização de Faltas em Linhas de Transmissão Baseado em Redes Neurais”. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE. Uberlândia-MG, 19 a 24 Outubro, 2003.

Sampaio, R. F., “Sistema de Diagnóstico de Falhas para Subestações Baseado em Redes de Petri Coloridas”. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Ceará – UFC, 2002

Sampaio, R. F., Barroso, G. C., Leão, R. P. S., “Método de implementação de Sistema de Diagnóstico de Falta para Subestações Baseado em Redes de Petri”. Revista Controle & Automação. vol. 16, nº. 4, 2005.

Silva, A. P. A., Insfran, A. H. F., Silveira, P. M., Lambert-Torres, G., “Neural Network for Fault Location in Substation”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, nº 1, Janeiro, 1996.

Silva, M., Oleskovicz, M., Coury, D. V., “Localização de Falhas em Linhas de Transmissão com Três Terminais Baseada na Aplicação da Transformada Wavelet Estacionária para Extração dos Componentes de Frequência Fundamental”, Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Salvador – BA, 03 a 06 de Outubro, 2006.

Yang, Z. X., Suzuki, K., Shimada, Y., Sayama, H., “Fuzzy Fault Diagnostic System based on Fault Tree Analysis”. Proceedings of the Fourth IEEE International Conference on Fuzzy Systems and The Second International Fuzzy Engineering Symposium, vol. 1, pp. 165-170, 20 a 24 de Março, 1995.

Wen, F., Han, Z., “Fault Section Estimation in Power Systems Using A Genetic Algorithm”. Electric Power Systems Research, vol. 34, pp 165-172, 1995.

APÊNDICE A

CODIFICAÇÃO OPERACIONAL

O seguinte texto apresenta uma descrição da nomenclatura utilizada pela concessionária de energia elétrica do Ceará para nomear e identificar os equipamentos do sistema de proteção e automação das subestações. Este texto é baseado no Procedimento Operacional da COELCE (POP 13 – 2006).

Esta codificação é utilizada no modelo em RPC para gerar as variáveis 'y1' e 'y2'.

O código tem o formato em seqüência, tendo cada caractere um significado.

- ✓ 1º - Tipo de equipamento;
- ✓ 2º - Tensão de operação do equipamento;
- ✓ 3º - Função ou nome do equipamento;
- ✓ 4º - Função associada ou seqüência do equipamento;
- ✓ 5º - Hífen para separação de dígitos;
- ✓ 6º - Posição ou função específica.

1º CARACTERE

O primeiro caractere define o tipo de equipamento e identifica se o mesmo é ou não interruptor. São usados os números de 0 a 6, conforme discriminação abaixo:

- ✓ 0 - Equipamento não interruptor;
- ✓ 1 - Disjuntor;
- ✓ 2- Religador ou seccionizador;
- ✓ 3- Chave seccionadora;
- ✓ 4- Chave fusível;
- ✓ 5- Chave a óleo;
- ✓ 6- Chave de aterramento rápido.

2º CARACTERE

O segundo caractere define a tensão de operação do equipamento, sendo que no caso de transformadores será considerada a maior tensão de operação. Estão especificados na TabelaA.1.

Tabela A.1: Codificação dos neveis de Tensão do sistema Elétrico

Tensão de Operação	Código Associado
01 a 25kV	1
26 a 50kV	9
51 a 75kV	2
76 a 150kV	3
151 a 250kV	4
251 a 550kV	5

3º/4º CARACTERE

O terceiro caractere define a função própria do componente, seja ele equipamento, linha ou barramento de subestação. O quarto caractere define a seqüência do equipamento, podendo ser alfabético, depois de esgotados os números de 1 a 9.

A relação dos dígitos para identificação da função própria ou associada é apresentada na Tabela A.2.

Tabela A.2: Codificação dos Tipos de Equipamentos

Código	Nome do Equipamento	Seqüência / 4º Caractere
A	Transformador de aterramento	A1 a A9
B	Barramento	B1 a B9
D	Equipamento de transferência	D1 a D9
E	Reator	E1 a E9
G	Gerador	G1 a G9
K	Compensador síncrono	K1 a K9
H	Banco de Capacitor	H1 a H9
PO	Pára-raios	PO-1 a PO-9
R	Regulador de tensão	R1 a R9
T	Transformador de força	T1 a T5
T	Transformador de serviço auxiliar (TSA)	T6 a T9
X	Conjunto de medição	X1 a X9
U	Transformador de potencial	U1 a U9
Z	Transformador de corrente	Z1 a Z9
W	Resistor de aterramento	W1 a W9

As letras (C, F, I, J, L, M, N, P, S, V e Y) são utilizadas para nomear linhas de transmissão ou de distribuição, guardando, quando possível associação ao nome da instalação.

Quando existirem dois equipamentos similares na mesma tensão de operação conectados a um terceiro equipamento estes serão identificados através do 6º caractere.

(5º) CARACTERE

O quinto caractere é um traço de união (-).

As letras (C, F, I, J, L, M, N, P, S, V e Y) são utilizadas para nomear linhas de transmissão ou de distribuição, guardando, quando possível associação ao nome da instalação.

Quando existirem dois equipamentos similares na mesma tensão de operação conectados a um terceiro equipamento estes serão identificados através do 6º caractere.

6º CARACTERE

Para este caractere poderão ser utilizados letras ou números, para definir a seqüência do equipamento. Sua utilização se faz necessária quando houver coincidência dos quatro primeiros dígitos do código. Os valores estão apresentados na Tabela A.3.

Tabela A.3: Caracteres para Definir Seqüência dos Equipamentos

Nome do Equipamento	Seqüência
Seccionadora de seleção de barramento	1,2 e 3
Seccionadora de disjuntor (es) religador (es), transformador (es) ou regulador (es) (lado do barramento):	4
Seccionadora de disjuntor (es), religador (es), transformador (es), ou regulador (es) (lado contrário ao barramento)	5
Chave seccionadora de aterramento	5
Chave seccionadora ou fusível de bay pass	6
Seccionadora com aterramento	7
Seccionadora de disjuntor de transferência	1,2,3 e 4
Seccionadora de disjuntor de gerador	1 e 2
Seccionadora ou fusível para outras funções	9
Banco de capacitores	1 a 9
Usa como seqüencial após o dígito 9	A,B,C, D...Z

APÊNDICE B

EmulaSCADA2

Em (Bezerra – 2004) foi necessário que se implementasse um sistema que emulasse o sistema SCADA da subestação. Este sistema foi chamado de EmulaScada e ele foi desenvolvido com uma interface gráfica para facilitar os testes.

O EmulaScada emula a atuação dos equipamentos de proteção somente de uma subestação, no caso a subestação Beberibe.

Para os teste e validação do SDF foi necessário o desenvolvimento de um novo emulador, desta vez envolvendo a atuação dos equipamentos de proteção de uma determinada região do setor elétrico e não só de uma subestação isoladamente. Este novo sistema é chamado de EmulaScada2⁴, que é apresentado em (Bezerra – 2007).

Durante o desenvolvimento do SDF foi desenvolvido um sistema capaz de fornecer ao sistema de diagnostico uma base de dados de faltas. Este sistema apresenta uma interface gráfica apresentando o sistema elétrico como um diagrama unifilar. A Figura B.1 mostra a tela inicial do EmulaScada2.

Na tela inicial observa a opção “Eixo Cariré”, que é a representação de um setor do sistema elétrico da área de concessão da Companhia Energética do Ceará.

Do mesmo modo que o SDF desenvolvido é uma evolução do sistema proposto por (Bezerra – 2004), o EmulaScada2 é também uma evolução do EmulaScada.

No EmulaScada2 está a representação de um setor do sistema elétrico composto de oito subestações e as linhas de transmissão que as interligam. Além de emular a atuação dos equipamentos de proteção do sistema de transmissão entre as subestações, o EmulaScada2 emula a atuação dos equipamentos das subestações.

⁴ Software desenvolvido por Hamurabi Bezerra como parte de um trabalho de mestrado ainda a ser defendido.

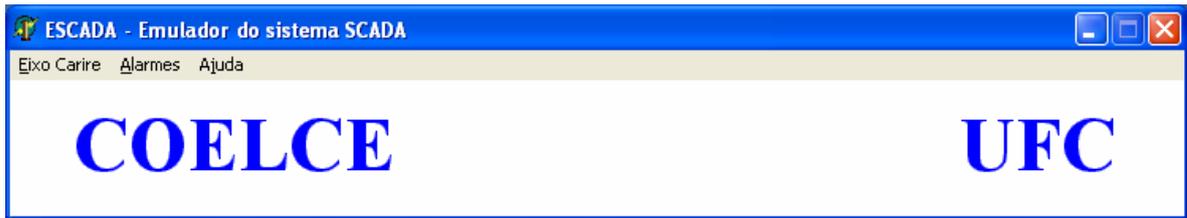


Figura B.1: Tela inicial do EmulaScada2

Este sistema foi projetado para emular as ocorrências de uma determinada área de concessão da Companhia Energética do Ceará. Esta área é chamada de Eixo Cariré, pertencente à regional Sobral. Na Figura B.2 é apresentada a tela do programa com o diagrama representativo da área em questão.

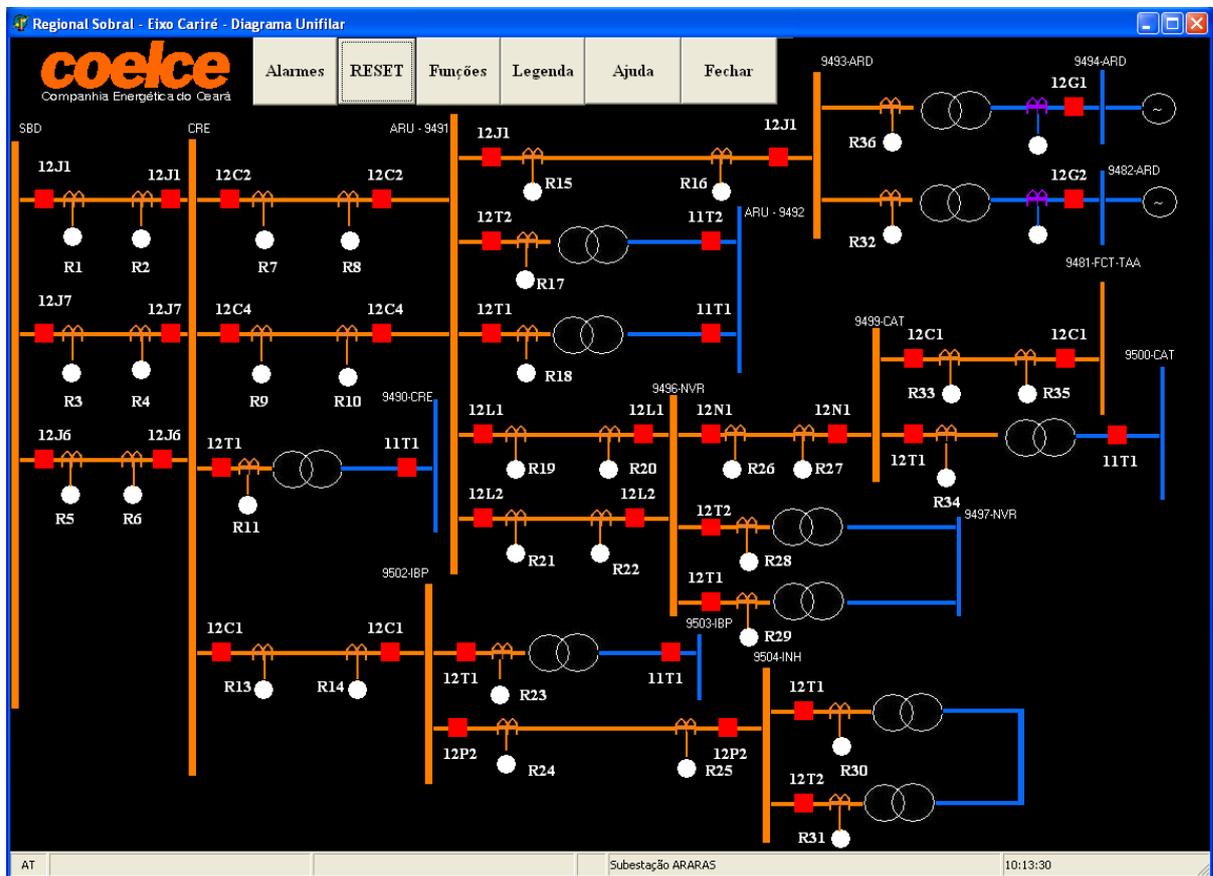


Figura B.2: Eixo Cariré – Regional Sobral

A partir desta interface gráfica é possível gerar os eventos de atuação de relés e abertura de disjuntores. Ao clicar sobre os objetos, uma janela é aberta com as opções de funções de proteção ou opções de abertura dos disjuntores. Estas janelas estão mostradas na Figura B.3. Na Figura B.3(a) é apresentada a janela de comando do relé, com as opções de atuação de todas as possíveis funções de proteção programadas para o relé em questão, além de opções de falha no próprio relé. Na figura B.3(b) está apresentada a janela de comando do disjuntor.

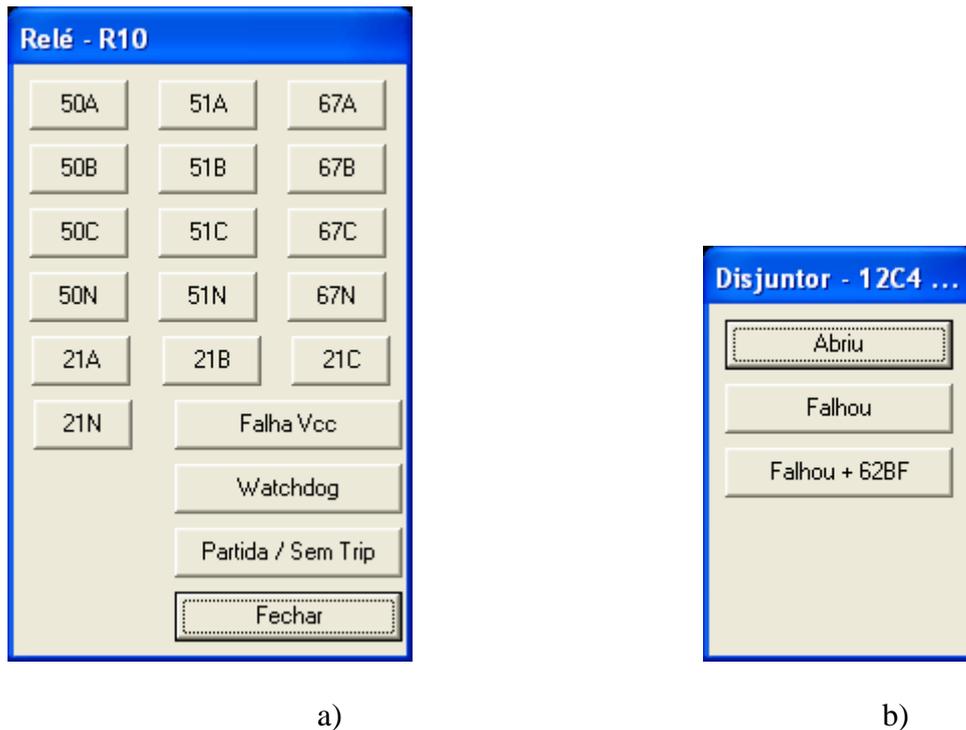


Figura B.3: a) Opções de atuação de relés; b) Opções de atuação dos disjuntores

Este sistema permite a simulação de atuação dos relés e operações dos disjuntores, gerando uma tabela de alarmes tal qual o sistema SCADA real. Esta tabela gerada no EmulaScada é a base de dados utilizada para testes do SDF.

Na Figura B.4 é apresentada a tabela de alarmes gerada pelo EmulaScada2.

Index	VarID	Descrição	H1	H2	Data origem (local)	ms	TimeStamp
3096	ARU12J143TAN	POSIÇÃO CHAVE 43 AT : NORMAL	12J1	12J1	12/9/2006 10:23:02	703	1158056582
3097	ARU12D155	DISJUNTOR : FECHADO (Comando Manual)	12D1	12D1	12/9/2006 10:23:16	562	1158056596
3098	CRE12J1PF	PROTECAO FASES : PARTIDA	12J1	12J1	13/9/2006 09:12:12	812	1158138732
3099	CRE12J150A	PROT. 50 - FASE A : ATUADA	12J1	12J1	13/9/2006 09:12:12	843	1158138732
3100	CRE12J152	DISJUNTOR : ABERTO	12J1	12J1	13/9/2006 09:12:18	484	1158138738
3101	CRE12J7PF	PROTECAO FASES : PARTIDA	12J7	12J7	13/9/2006 09:12:25	281	1158138745
3102	CRE12J750A	PROT. 50 - FASE A : ATUADA	12J7	12J7	13/9/2006 09:12:25	281	1158138745
3103	CRE12J752	DISJUNTOR : ABERTO	12J7	12J7	13/9/2006 09:12:29	0	1158138749
3104	CRE12J6PF	PROTECAO FASES : PARTIDA	12J6	12J6	13/9/2006 09:12:35	0	1158138755
3105	CRE12J650A	PROT. 50 - FASE A : ATUADA	12J6	12J6	13/9/2006 09:12:35	0	1158138755
3106	CRE12J652	DISJUNTOR : ABERTO	12J6	12J6	13/9/2006 09:12:37	984	1158138757

Figura B.4: Tabela de alarmes do EmulaScada2

A tabela de alarmes é baseada no sistema SCADA, de forma que se aproxime ao máximo com os alarmes reais. Na primeira coluna da tabela está o índice do evento, facilitando sua busca dentre os vários alarmes disponíveis. A segunda coluna apresenta o código representativo do evento, nesta coluna estão os dados utilizados pela camada de interface de entrada para gerar as marcações do modelo em Rede de Petri Colorida. A terceira

coluna apresenta a descrição dos eventos, na quarta e quinta colunas estão os códigos dos equipamentos envolvidos. A sexta coluna apresenta a data e hora do evento, na sétima coluna está uma complementação do horário de ocorrência, uma vez que os eventos do sistema elétrico ocorrem na ordem dos milisegundos. Já a última coluna apresenta mais uma vez uma contagem de tempo, porém nesta, a contagem de tempo é feita continuamente desde a instalação do programa, excluindo qualquer possibilidade de conflito nos horários de ocorrência.

Vale ressaltar que o EmulaScada2 não é um simulador de eventos, ou seja, ele não gera atuações automaticamente, ele simplesmente gera o banco de dados através de comandos manuais, sendo de suma importância o conhecimento dos procedimentos do sistema de proteção implementado no sistema elétrico real, para que não se crie um banco de dados incoerente com o sistema real.