

GHENDY CARDOSO JUNIOR

**ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA VIA REDES
NEURAIS E SISTEMAS ESPECIALISTAS
REALIZADA EM NÍVEL DE CENTRO DE
CONTROLE**

**FLORIANÓPOLIS
2003**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA VIA REDES NEURAIS E
SISTEMAS ESPECIALISTAS REALIZADA EM
NÍVEL DE CENTRO DE CONTROLE**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

GHENDY CARDOSO JUNIOR

Florianópolis, fevereiro de 2003.

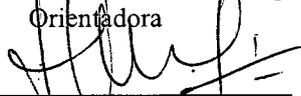
ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA VIA REDES NEURAIS E SISTEMAS ESPECIALISTAS REALIZADA EM NÍVEL DE CENTRO DE CONTROLE

Ghendy Cardoso Junior

‘Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Sistemas de Energia*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.
Orientadora



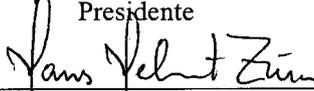
Edson Roberto De Pieri, Dr.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

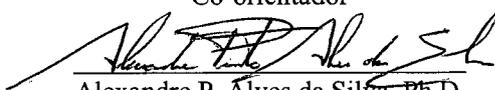
Banca Examinadora:



Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.
Presidente



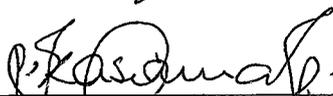
Hans Helmut Züm, Ph.D.
Co-orientador



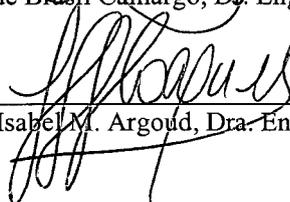
Alexandre P. Alves da Silva, Ph.D.



Ubiratan Holanda Bezerra, D.Sc.



C. Celso de Brasil Camargo, Dr. Eng.



Fernanda Isabel M. Argoud, Dra. Eng.

Dedico esta tese aos meus Pais,
Ghendy Cardoso e
Vera Regina Lopes Cardoso.
A minha companheira,
Maristela Machado Araújo.

AGRADECIMENTOS

- Agradeço a minha família, em especial, o meu pai, Ghendy; minha mãe, Vera; a minha companheira Maristela, pelo apoio, compreensão e incentivo durante os períodos difíceis que transcorreram ao longo do desenvolvimento dessa tese.
- Aos professores Jacqueline Gisèle Rolim e Hans Helmut Zürn, pelas valiosas orientações. Aos amigos Paulo Cícero, Marcus, Fábio, Moyano, e Luciano, pela companhia e amizade ao longo destes anos. Ao Pedro, bolsista de iniciação científica que ajudou diretamente na execução de parte do trabalho. A todos os professores e colegas do Laboratório de Sistemas de Potência que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.
- Aos engenheiros Carlos Matos e José Roberto Nogueira, da ELETROSUL; Ivair Lima Freiria, do ONS; e o engenheiro Airton Leopoldo Hass Junior, da ELETRONORTE, por disporem-se em esclarecer a maioria das dúvidas que surgiam ao longo do andamento do trabalho.
- A Universidade Federal do Pará e a CAPES, pelo financiamento do trabalho por meio do programa PICDT – Programa Institucional de Capacitação Docente e Técnica.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

ESTIMAÇÃO DA SEÇÃO EM FALTA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA VIA REDES NEURAIS E SISTEMAS ESPECIALISTAS REALIZADA EM NÍVEL DE CENTRO DE CONTROLE

Ghendy Cardoso Junior

02/2003

Orientador: Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.

Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Palavras-chave: Proteção, redes neurais, sistemas especialistas, estimação da seção em falta.

Número de Páginas: 162.

O presente trabalho aborda aspectos relativos à estimação da seção em falta em sistemas elétricos de potência (230 kV e 500 kV), realizada em nível de centro de controle, utilizando informações sobre a operação de dispositivos de proteção (relés e disjuntores). Tal metodologia deve ser empregada após a ocorrência de contingências com desligamentos definitivos, antes do processo de recomposição da rede. A ausência de uma formulação analítica para o problema propicia a utilização dos conceitos de técnicas não convencionais que incorporam o vasto campo da inteligência artificial. Dentre tais técnicas destacam-se as redes neurais artificiais e os sistemas especialistas. Neste trabalho as redes neurais foram utilizadas no tratamento das incertezas envolvidas em mensagens sobre atuação de relés e disjuntores, enquanto um sistema especialista é utilizado para complementar os resultados obtidos pelas redes neurais. De modo geral, o processo de diagnóstico segue três etapas principais: inicialmente são executadas as redes neurais a partir dos alarmes observados, sendo que um modelo de rede é empregado para cada componente elétrico; em seguida é identificada a área desligada, com base na operação de disjuntores de modo a determinar a topologia da rede desligada; por fim, é realizado o tratamento das informações de falta externa fornecidas pelos modelos neurais. Os resultados mostram que a metodologia proposta é aplicável em sistemas reais de grande porte; apresenta capacidade de generalização com relação a mensagens de operação de relés e disjuntores, as faltas múltiplas não necessitam de tratamento adicional, tal como os casos oriundos da atuação de proteções de retaguarda remota.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

FAULT SECTION ESTIMATION IN ELECTRIC POWER SYSTEMS THROUGH NEURAL NETWORKS AND EXPERT SYSTEMS AT CONTROL CENTER LEVEL

Ghendy Cardoso Junior

02/2003

Advisor: Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng.

Area of Concentration: Power Systems.

Keywords: protection systems, neural network, expert systems, fault section estimation.

Number of Pages: 162.

This work deals with aspects of fault section estimation in electric power systems (230 kV and 500 kV), undertaken at control center level using information about the operation of protection devices (relays and circuit breakers). The developed methodology should be used after the occurrence of contingencies with definitive disconnections, and before beginning the process of network restoration. In the absence of an analytic formulation, the problem requires the use of no conventional techniques taken from the vast field of artificial intelligence, such as neural network and expert systems. The former is used to treat uncertainties involved with relay and circuit breaker operation messages, while the later is used to complement the results obtained from the neural networks. In general the diagnostic process follows three main steps: initially the neural networks are called upon fed by the observed alarms, one neural model for each electrical component, then the disconnected area is identified based on the operation of circuit breakers, and finally an information treatment of an external fault is made from the most plausible fault section. The results show that the developed methodology is applicable to real large scale power systems, that it is capable of noise suppression in relay and circuit breaker trip messages, that multiple faults are treated naturally, and that it infers a solution even in cases where remote backup protection action occurs.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	1
1.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	3
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	7
2. DIAGNÓSTICO DE FALTAS	9
2.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	9
2.2 DIAGNÓSTICO DE FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: UMA BREVE REVISÃO	10
2.3 DADOS AMPLAMENTE UTILIZADOS NO PROCESSO DE DIAGNÓSTICO DE FALTAS	13
2.4 PRINCIPAIS ASPECTOS A SEREM LEVADOS EM CONSIDERAÇÃO	14
2.5 DIAGNÓSTICO EM NÍVEL DE SUBESTAÇÃO E CENTRO DE CONTROLE	15
2.6 CONCLUSÕES	16
3. TÉCNICAS DE SOLUÇÃO	17
3.1 SISTEMAS BASEADOS EM LÓGICA	17
3.2 ALGORITMOS GENÉTICOS.....	19
3.2.1 <i>Algumas aplicações de algoritmos genéticos em diagnóstico de faltas</i>	21
3.3 REDES DE PETRI	22
3.3.1 <i>Algumas aplicações de redes de Petri ao diagnóstico de faltas</i>	26
3.4 LÓGICA NEBULOSA	27
3.4.1 <i>Algumas aplicações de lógica nebulosa em diagnóstico de faltas</i>	29
3.5 SISTEMAS ESPECIALISTAS	29
3.5.1 <i>Aplicação ao diagnóstico de faltas</i>	32
3.5.2 <i>Vantagens e desvantagens dos sistemas especialistas relativas ao problema abordado</i>	32
3.5.2.1 Vantagens.....	32
3.5.2.2 Desvantagens.....	33
3.6 REDES NEURAIS.....	33
3.6.1 <i>Aplicações de redes neurais em diagnóstico de faltas</i>	35
3.6.2 <i>Vantagens e desvantagens das redes neurais relativas ao problema abordado</i>	38
3.6.2.1 Vantagens.....	38
3.6.2.2 Desvantagens.....	38
3.6.3 <i>Arquiteturas neurais utilizadas na composição dos modelos</i>	40
3.6.3.1 Redes MLP.....	40
3.6.3.1.1 <i>Formulação do algoritmo retropropagação (HAGAN & MENHAJ, 1994)</i>	41
3.6.3.2 Redes GRNN (Generalized Regression Neural Network)	46
3.7 CONCLUSÕES	49
4. METODOLOGIA DE SOLUÇÃO PROPOSTA	51
4.1 CARACTERÍSTICAS FUNCIONAIS DA PROTEÇÃO	55
4.2 LÓGICA PARA TRATAMENTO DO ALARME DE ALIMENTAÇÃO CC.....	57
4.3 MODELAGEM DE DISJUNTORES.....	57
4.3.1 <i>Modelo neural proposto para os disjuntores</i>	57
4.4 MODELAGEM DA FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES	59
4.4.1 <i>Esquema de proteção de um autotransformador de 230/138 kV</i>	61

4.4.2	<i>Modelo neural proposto para o autotransformador de 230/138 kV</i>	62
4.4.3	<i>Esquema de proteção de um autotransformador de 500/230 kV</i>	64
4.4.4	<i>Modelo neural proposto para o autotransformador de 500/230 kV</i>	66
4.5	MODELAGEM DA FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO.....	68
4.5.1	<i>Esquema de proteção da linha de 230kV</i>	68
4.5.2	<i>Modelo neural proposto para a linha de 230 kV</i>	71
4.5.3	<i>Esquema de proteção da linha de 500 kV</i>	74
4.5.3.1	Esquema de desbloqueio por comparação direcional.....	75
4.5.3.2	Esquema de transferência de disparo permissivo de subalcançe (PUTT).....	77
4.5.4	<i>Modelo neural proposto para a linha de 500 kV</i>	79
4.6	MODELAGEM DA FILOSOFIA DE PROTEÇÃO DE BARRAS.....	83
4.6.1	<i>Modelo neural proposto para as barras</i>	85
4.7	ARQUIVO DE RESULTADOS GERADO PELOS MÓDULOS NEURAIIS.....	86
4.8	CONCLUSÕES.....	86
5.	TRATAMENTO DAS INFORMAÇÕES GERADAS PELOS MÓDULOS NEURAIIS	88
5.1	DETERMINAÇÃO DAS ÁREAS DESLIGADAS.....	88
5.1.1	<i>Determinação da configuração da rede antes da falta</i>	89
5.1.1.1	Formato dos dados de entrada e saída.....	92
5.1.2	<i>Determinação da configuração da rede após a falta</i>	94
5.1.3	<i>Determinação dos subsistemas desligados</i>	94
5.2	TRATAMENTO DAS CLASSIFICAÇÕES DE FALTA EXTERNA.....	97
5.3	CONCLUSÕES.....	104
6.	RESULTADOS OBTIDOS	105
6.1	FALTA NA BARRA CT230P2.....	110
6.1.1	<i>Caso 1 - CT230P2</i>	111
6.1.2	<i>Caso 2 - CT230P2</i>	112
6.2	FALTA NO TRANSFORMADOR PATF01.....	114
6.2.1	<i>Caso 1 - PATF01</i>	115
6.2.2	<i>Caso 2 - PATF01</i>	116
6.3	FALTA NA LINHA L_CAXIAS2.....	117
6.3.1	<i>Caso 1 - L_CAXIAS2</i>	118
6.3.2	<i>Caso 2 - L_CAXIAS2</i>	119
6.4	FALTA NA BARRA GRA525B.....	120
6.4.1	<i>Caso 1 - GRA525B</i>	121
6.4.2	<i>Caso 2 - GRA525B</i>	122
6.5	FALTA NO AUTOTRANSFORMADOR ARTF01.....	123
6.5.1	<i>Caso 1 - ARTF01</i>	125
6.5.2	<i>Caso 2 - ARTF01</i>	126
6.6	FALTA NA LINHA L_ITA-SSO.....	127
6.6.1	<i>Caso 1 - L_ITA-SSO</i>	129
6.6.2	<i>Caso 2 - L_ITA-SSO</i>	130
6.7	CONCLUSÕES.....	131
7.	CONCLUSÕES	132
A.	ANEXOS	134
A.1.	ANEXO 1 – DIAGRAMA UNIFILAR DAS SUBESTAÇÕES.....	134
A.2.	ANEXO 2.....	145
A.2.1	<i>Caso 1 - CT203P2</i>	145

A.2.2	Caso 2 – CT203P2	145
A.2.3	Caso 1 – PATF01	147
A.2.4	Caso 2 – PATF01	147
A.2.5	Caso 1 – L_CAXIAS2	147
A.2.6	Caso 2 – L_CAXIAS2	148
A.2.7	Caso 1 – GRA525B.....	149
A.2.8	Caso 2 – GRA525B.....	149
A.2.9	Caso 1 – ARTF01	149
A.2.10	Caso 2 – ARTF01	150
A.2.11	Caso 1 – L_ITA-SSO	151
A.2.12	Caso 2 – L_ITA-SSO	151
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	152

Lista de Figuras

FIGURA 3.1– RECONSTRUÇÃO DA MENSAGEM DE DISPARO DO RELÉ.....	18
FIGURA 3.2 – GRAFO DE UMA REDE DE PETRI.....	23
FIGURA 3.3 – REDE DE PETRI MARCADA.....	24
FIGURA 3.4 – A) REPRESENTAÇÃO DO COMPONENTE ELÉTRICO PROTEGIDO PELO DISJUNTOR CB1; B) MODELO DA CONDIÇÃO APRESENTADA EM A) VIA REDE PETRI.....	25
FIGURA 3.5 – ARQUITETURA DE UM SISTEMA ESPECIALISTA.....	31
FIGURA 3.6 – EXPECTATIVA DAS REDES NEURAIS.....	34
FIGURA 3.7 – NEURÔNIO ELEMENTAR.....	40
FIGURA 3.8 – REDE MLP PARA DERIVAÇÃO DAS FÓRMULAS.....	41
FIGURA 3.9 – ARQUITETURA DA REDE GRNN.....	46
FIGURA 3.10 – FUNCIONAMENTO INTERNO DE UMA DAS UNIDADES PADRÃO.....	47
FIGURA 3.11 – REDE GRNN UTILIZADA PARA A FORMULAÇÃO DA REDE.....	48
FIGURA 4.1 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO PROCEDIMENTO DE SOLUÇÃO PROPOSTO.....	52
FIGURA 4.2 – SISTEMA DE POTÊNCIA TÍPICO E AS ZONAS DA PROTEÇÃO PRIMÁRIA.....	53
FIGURA 4.3 – MODELO NEURAL PROPOSTO PARA REPRESENTAR O DISJUNTOR.....	58
FIGURA 4.4 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE UM AUTOTRANSFORMADOR 230/138 KV.....	61
FIGURA 4.5 – MODELO NEURAL UTILIZADA PARA REPRESENTAR O ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE UM AUTOTRANSFORMADOR DE 230/138 KV.....	62
FIGURA 4.6 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE UM AUTOTRANSFORMADOR DE 500/230 KV.....	65
FIGURA 4.7 – MÓDULO NEURAL UTILIZADO PARA REPRESENTAR O ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE UM AUTOTRANSFORMADOR DE 500/230 KV.....	66
FIGURA 4.8 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO PARA A LINHA DE 230 KV.....	69
FIGURA 4.9 – ESQUEMA DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL POR PORTADORA (BLOQUEIO).....	70
FIGURA 4.10 – DIAGRAMA LÓGICO DO ESQUEMA DE BLOQUEIO POR COMPARAÇÃO DIRECIONAL NO TERMINAL D.....	70
FIGURA 4.11 – MODELO NEURAL PROPOSTO PARA REPRESENTAR O ESQUEMA DE PROTEÇÃO DA LINHA DE 230KV.....	72
FIGURA 4.12 – ESCOPO SIMPLIFICADO DA PROTEÇÃO UTILIZADA NA LINHA DE 500KV.....	75
FIGURA 4.13 – ESQUEMA DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL POR PORTADORA (DESBLOQUEIO).....	75
FIGURA 4.14 – CONTATO LÓGICO SIMPLIFICADO DA PROTEÇÃO DE COMPARAÇÃO DIRECIONAL POR PORTADORA (DESBLOQUEIO).....	76
FIGURA 4.15 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO PUTT.....	77
FIGURA 4.16 – DIAGRAMA LÓGICO DO ESQUEMA DE PROTEÇÃO PUTT.....	77
FIGURA 4.17 – MODELO NEURAL PROPOSTO PARA REPRESENTAR O ESQUEMA DE PROTEÇÃO DA LINHA DE 500KV.....	80
FIGURA 4.18 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE BARRAS.....	84
FIGURA 4.19 – MODELO NEURAL PROPOSTO PARA REPRESENTAR O ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE BARRAS.....	85
FIGURA 4.20 – FORMATO DO ARQUIVO GERADO PELOS MÓDULOS NEURAIS.....	86
FIGURA 5.1 – TRANSFORMAÇÃO DO CIRCUITO FORMADO POR DOIS DISPOSITIVOS LÓGICOS INTERLIGADOS POR UM <i>JUMPER</i> EM UM DISJUNTOR PROVISÓRIO.....	90
FIGURA 5.2 – TRANSFORMAÇÃO DE DUAS BARRAS INTERLIGADAS POR DISPOSITIVO LÓGICO FECHADO EM UMA BARRA AGREGADA.....	90
FIGURA 5.3 – TRANSFORMA BARRA - DISPOSITIVO LÓGICO – <i>JUMPER</i> EM BARRA.....	91
FIGURA 5.4 – TRANSFORMAÇÃO DE <i>JUMPER</i> -DISJUNTOR- <i>JUMPER</i> EM BARRA PROVISÓRIA.....	91
FIGURA 5.5 – REPRESENTAÇÃO DE UM ELEMENTO ELÉTRICO COM TENSÃO, MAS SEM CORRENTE.....	92
FIGURA 5.6 – FORMATO DO ARQUIVO QUE CONTÉM OS DADOS UTILIZADOS PARA CONFIGURAR A REDE ELÉTRICA DURANTE O ESTADO NORMAL DE OPERAÇÃO.....	92
FIGURA 5.7 – FORMATO DA INFORMAÇÃO DE BARRAS GERADORAS.....	93
FIGURA 5.8 – FORMATO PARA INCLUIR INFORMAÇÃO SOBRE MUDANÇA DE <i>STATUS</i> EM DISPOSITIVOS LÓGICOS.	93
FIGURA 5.9 – FORMATO DO ARQUIVO GERADO PELA ROTINA QUE DETERMINA A TOPOLOGIA DA REDE ANTES DA FALTA.....	93
FIGURA 5.10 – FORMATO DO ARQUIVO GERADO PELA ROTINA QUE DETERMINA A TOPOLOGIA DA REDE NA CONDIÇÃO PÓS-FALTA.....	94

FIGURA 5.11 – REGRA PARA DETERMINAR A BARRA NA QUAL UM ELEMENTO DESLIGADO ESTÁ CONECTADO; A) SITUAÇÃO ANTERIOR À FALTA; B) SITUAÇÃO POSTERIOR AO DEFEITO.....	96
FIGURA 5.12 – SUBSISTEMA DESLIGADO REFERENTE A FIGURA 5.11 B).....	96
FIGURA 5.13 – FORMATO DE SAÍDA DO ARQUIVO COM LISTAGEM DOS COMPONENTES SUSPEITOS.....	97
FIGURA 5.14 – NÍVEIS DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO DE RETAGUARDA E UNIDADES DE PARTIDA DE LINHAS ADJACENTES.....	98
FIGURA 5.15 – TRATAMENTO DAS INFORMAÇÕES DE FALTA EXTERNA; A) LINHA COM UNIDADE DIRECIONAL; B) TRANSFORMADOR SEM UNIDADE DIRECIONAL.....	99
FIGURA 5.16 – FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA PARA AS LINHAS DE TRANSMISSÃO E AUTOTRANSFORMADORES.....	100
FIGURA 5.17 – DEFINIÇÃO DE UM ELEMENTO NÍVEL 1.....	101
FIGURA 5.18 – DEFINIÇÃO DO NÍVEL 2.....	102
FIGURA 5.19 – DEFINIÇÃO DO NÍVEL 3.....	102
FIGURA 5.20 – DEFINIÇÃO DO NÍVEL 4.....	102
FIGURA 5.21 – DEFINIÇÃO DO NÍVEL 5.....	103
FIGURA 6.1 – SISTEMA SUL REDUZIDO UTILIZADO PARA TESTAR A METODOLOGIA PROPOSTA.....	105
FIGURA 6.2 – TOPOLOGIA DA SUBESTAÇÃO CURITIBA 500-230 kV.....	110
FIGURA 6.3 – DIAGRAMA UNIFILAR INDICANDO OS TERMINAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA O CASO DA FALTA EM CT230P2.....	111
FIGURA 6.4 – TOPOLOGIA DA SUBESTAÇÃO PALHOÇA 230 kV.....	114
FIGURA 6.5 – DIAGRAMA UNIFILAR INDICANDO OS TERMINAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA O CASO DA FALTA EM PATF01.....	115
FIGURA 6.6 – TOPOLOGIA DAS SUBESTAÇÕES INTERLIGADAS PELA LINHA L_CAXIAS2 EM 230 kV.....	117
FIGURA 6.7 – DIAGRAMA UNIFILAR INDICANDO OS TERMINAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA O CASO DA FALTA EM L_CAXIAS2.....	118
FIGURA 6.8 – TOPOLOGIA DA SUBESTAÇÃO GRAVATAÍ 500 kV.....	120
FIGURA 6.9 – DIAGRAMA UNIFILAR INDICANDO OS TERMINAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA O CASO DA FALTA EM GRA525B.....	121
FIGURA 6.10 – TOPOLOGIA DA SUBESTAÇÃO AREIA 500-230 kV.....	124
FIGURA 6.11 – DIAGRAMA UNIFILAR INDICANDO OS TERMINAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA O CASO DA FALTA EM ARTF01.....	125
FIGURA 6.12 – TOPOLOGIA DAS SUBESTAÇÕES INTERLIGADAS PELA LINHA L_ITA-SSO EM 500 kV.....	128
FIGURA 6.13 – DIAGRAMA UNIFILAR INDICANDO OS TERMINAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA O CASO DA FALTA EM L_ITA-SSO.....	129
FIGURA A.1.1 – SUBESTAÇÃO AREIA 500-230 kV.....	134
FIGURA A.1.2 – SUBESTAÇÃO BLUMENAU 500-230 kV.....	134
FIGURA A.1.3 – SUBESTAÇÃO C. NOVOS 500 kV.....	135
FIGURA A.1.4 – SUBESTAÇÃO CANOINHAS 230 kV.....	135
FIGURA A.1.5 – SUBESTAÇÃO C. MOURÃO 230 kV.....	136
FIGURA A.1.6 – SUBESTAÇÃO CHARQUEADAS 230 kV.....	136
FIGURA A.1.7 – SUBESTAÇÃO CURITIBA 500-230 kV.....	137
FIGURA A.1.8 – SUBESTAÇÃO FARROUPILHA 230 kV.....	137
FIGURA A.1.9 – SUBESTAÇÃO GRAVATAÍ 500 kV.....	138
FIGURA A.1.10 – SUBESTAÇÃO ITÁ 500 kV.....	138
FIGURA A.1.11 – SUBESTAÇÃO IVAIPORÃ 500 kV.....	139
FIGURA A.1.12 – SUBESTAÇÃO JOINVILLE 230 kV.....	139
FIGURA A.1.13 – SUBESTAÇÃO J. LACERDA A 230 kV.....	140
FIGURA A.1.14 – SUBESTAÇÃO J. LACERDA B 230 kV.....	140
FIGURA A.1.15 – SUBESTAÇÃO LONDRINA 500-230 kV.....	141
FIGURA A.1.16 – SUBESTAÇÃO PALHOÇA 230 kV.....	141
FIGURA A.1.17 – SUBESTAÇÃO PASSO FUNDO 230 kV.....	142
FIGURA A.1.18 – SUBESTAÇÃO SALTO OSÓRIO 230 kV.....	142
FIGURA A.1.19 – SUBESTAÇÃO SALTO SANTIAGO 500 kV.....	143
FIGURA A.1.20 – SUBESTAÇÃO SIDERÓPOLIS 230 kV.....	143
FIGURA A.1.21 – SUBESTAÇÃO XANXERÊ 230 kV.....	144

TABELA 6.23 – RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO 2 – ARTF01.....	127
TABELA 6.24 – ALARMES OBSERVADOS PARA O CASO 1 – L_ITA-SSO.	129
TABELA 6.25 – RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO 1 – L_ITA-SSO.	130
TABELA 6.26 – ALARMES OBSERVADOS PARA O CASO 2 – L_ITA-SSO.	130
TABELA 6.27 – RESULTADOS OBTIDOS PARA O CASO 2 – L_ITA-SSO.	131

1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas algumas considerações relativas ao diagnóstico de faltas de modo a introduzir o problema a ser abordado. Também são ressaltadas as contribuições do trabalho, além de uma breve revisão sobre aqueles desenvolvidos na área.

1.1 Considerações gerais

O constante crescimento da demanda, sem o correspondente aumento na capacidade de geração e transmissão de energia elétrica, tem levado os sistemas de potência a operarem cada vez mais próximos dos seus limites. Este fato torna imprescindível o uso de ferramentas de apoio à operação, capazes de aumentar a confiabilidade do sistema, reduzindo o número e/ou duração de paradas não programadas das instalações. Na tentativa de reduzir a duração das interrupções ocasionais, têm sido publicados trabalhos envolvendo ferramentas desenvolvidas para uso na operação em tempo real, tais como: processador de alarmes, localizador de faltas, diagnóstico de faltas, e restauração do sistema.

Atualmente, a implantação de subestações não assistidas é uma tendência importante, presente no planejamento da expansão de praticamente todas as empresas do setor elétrico brasileiro. A necessidade de utilização de ferramentas computacionais eficientes, capazes de atender às necessidades da operação em tempo real, em conjunto com os sistemas de supervisão e controle é reforçada mediante tal estratégia.

Em sistemas elétricos de potência um grande número de mensagens e alarmes é transmitido ao centro de controle após a ocorrência de distúrbios. Tais distúrbios são provocados por diferentes tipos de faltas, podendo ocorrer em qualquer parte do sistema.

Os equipamentos de proteção são responsáveis por detectar a ocorrência de um defeito e agir apropriadamente, de modo a isolar somente a parte defeituosa do sistema (seletividade). Para que o restabelecimento da rede elétrica ocorra o mais rapidamente possível, de modo a evitar danos aos consumidores e à empresa fornecedora, é essencial que a estimativa dos eventos responsáveis por uma determinada seqüência de alarmes ocorra de forma rápida, precisa e segura. Antes de iniciar a etapa de restauração, os operadores necessitam estimar a causa dos desligamentos, a partir de um conjunto muito grande de informações.

Atuações incorretas da proteção, assim como problemas de oscilação e sobretensões após a ocorrência da falta levam a desligamentos em grandes proporções.

Outros problemas, tais como, falhas em unidades terminais remotas (UTR), nos canais de comunicação, ou na aquisição de dados, implicam em informação incompleta ou corrompida, o que dificulta ainda mais a tarefa de diagnóstico.

Cabe ressaltar que, além desta análise em tempo real que visa determinar a causa dos desligamentos, uma análise mais detalhada é feita posteriormente (análise pós-morte) por engenheiros de proteção, que trabalham com as informações da seqüência de eventos da contingência e também com curvas de corrente e tensão registradas por oscilógrafos ou registradores digitais de perturbações. Este processo, realizado *off-line*, é bastante trabalhoso e requer considerável conhecimento e habilidade humana.

A tarefa de diagnóstico de faltas depende, principalmente, do modo como o sistema é monitorado e operado. Grande parte dos sinais emitidos pelo sistema de proteção é registrada nas subestações com tomadas de tempo na ordem de milissegundos. Geralmente, parte destas informações é transmitida automaticamente aos centros de controle (mudança de *status* de disjuntores e disparo de alguns relés). O volume de dados disponíveis aos engenheiros de proteção tem aumentado consideravelmente, devido à necessidade em monitorar a operação do sistema de proteção, durante a ocorrência de perturbações. Os grandes avanços no campo das telecomunicações e aquisição de dados também contribuíram para tal.

O raciocínio temporal é considerado por VALE & RAMOS (1995) como chave na solução de problemas em tempo real. Questões temporais fazem parte do processo de solução utilizado pelos operadores e pelos engenheiros de proteção, ou seja, as conclusões obtidas pelos especialistas dependem dos tempos de ocorrência e da ordem cronológica dos eventos, além dos intervalos de tempo que separam os diversos eventos.

O desenvolvimento de uma ferramenta computacional para diagnóstico *on-line* de faltas em sistemas de potência está longe do trivial, dado o volume de informações e incertezas das informações disponíveis ao operador, além do estresse e a urgência da situação (RODRÍGUEZ *et al.*, 1996).

A tarefa de identificar os eventos que produzem uma determinada seqüência de alarmes consiste basicamente de três funções: processador de alarmes, diagnóstico de faltas e análise pós-morte.

O processador de alarmes é uma área de pesquisa bastante popular, onde alarmes redundantes são filtrados. Sua função é agrupar, selecionar e apresentar ao operador apenas os alarmes mais importantes (FU *et al.*, 1995). VALE *et al.* (2002) acrescenta ainda que um processador de alarmes inteligente deve, se necessário, sugerir ações de controle corretivas.

Por outro lado, o diagnóstico de faltas busca encontrar a causa ou as causas que deram origem a determinados alarmes. É bastante conveniente que os dados utilizados por esta função sejam, de preferência, gerados pelo módulo de processamento de alarmes. O módulo de diagnóstico de faltas deve estimar com grande sucesso a seção do sistema (linha de transmissão, barra, transformador, entre outros) que originou os desligamentos, além de identificar a atuação imprópria de relés e disjuntores (SIDHU *et al.*, 1997). Este módulo exige o uso de ferramentas computacionais adequadas à operação em tempo real, uma vez que o diagnóstico é realizado *on-line*.

A etapa de análise pós-morte corresponde a uma pesquisa bastante detalhada sobre as causas da falta, além de identificar possíveis falhas ou confirmar a correta operação de relés e disjuntores. Por ser uma fase bastante trabalhosa e que exige grande precisão, onde são utilizados todos os tipos de dados disponíveis, inclusive os registrados digitais de perturbação, esta é normalmente realizada *off-line*.

Os Sistemas Especialistas, as redes neurais e a lógica nebulosa são as técnicas mais sugeridas na construção de ferramentas para diagnóstico de faltas. A Busca Tabu, o algoritmo genético e a rede de Petri também são propostos, mas poucos trabalhos foram publicados empregando estas técnicas para o diagnóstico de faltas em sistemas de potência.

1.2 Contribuições do trabalho

O presente trabalho visa o desenvolvimento de um módulo inteligente para auxílio à tomada de decisões, ajudando o operador a estimar o(s) componente(s) elétrico(s) com defeito, de modo a agilizar o processo de restauração da rede elétrica.

Os esquemas de proteção utilizados em linhas aéreas de transmissão, transformadores e barramentos de 230 e 500 kV, são considerados como um todo, ou seja: proteção primária, alternada, retaguarda local e remota; proteção contra falha de disjuntores; e alimentação de corrente contínua do circuito de controle de relés e disjuntores.

O método leva em conta a possibilidade de ocorrência de faltas múltiplas e a possibilidade de operação imprópria de relés e/ou disjuntores, uma vez que existem rotinas especificar para o tratamento de alarmes e incertezas, além de ser independente da topologia da rede elétrica.

Outro fator de grande relevância é que a metodologia é de fácil implementação e aplicável a sistemas reais de grande porte, considerando a forma modular com que o problema foi formulado, além de que os exemplos utilizados no treinamento das redes

neurais servem como uma forma de reter o conhecimento sobre a lógica de operação dos dispositivos de proteção.

1.3 Revisão bibliográfica

O processo de automatização da análise de operação de disjuntores e relés tem sido motivo de pesquisa há mais de trinta anos, quando DYLIACCO & KRAYNAK (1969) propuseram a lógica para tratar as informações de atuação de relés e disjuntores. A utilização de técnicas de inteligência artificial (IA) a este tipo de problema teve início no final dos anos 70, quando um sistema especialista foi proposto por SAKAGUCHI & MATSUMOTO (1983).

TRECAT & JIANPING (1991) elaboraram um sistema especialista em Prolog¹ para diagnóstico de faltas em nível de subestações de distribuição. Durante a construção das regras são consideradas algumas simplificações, entre elas, a não ocorrência de faltas simultâneas e a possibilidade de falha em apenas um relé de proteção. Os aspectos incorporados nas simplificações podem, de certa maneira, inviabilizar a utilização prática do módulo, pois embora com baixa probabilidade, estes casos podem ocorrer.

A elaboração de regras com base na simulação da coordenação dos relés de proteção, considerando suas zonas de atuação e tempo de operação foi proposta por KIMURA *et al.* (1992).

KUAN & WARWICK (1992) propuseram um sistema especialista para estimar a seção em falta em cabos subterrâneos de distribuição, levando em consideração a forma de onda transitória da corrente. Por outro lado, KATSUTA *et al.* (1992) propuseram o uso de sensores para estimar a seção do cabo subterrâneo em falta. Sensores de alta precisão, capazes de detectar correntes de 0 a 2000 A, especialmente projetados e construídos, aumentam o custo de instalação do módulo.

O sistema especialista proposto por KUMANO *et al.* (1993) introduziu a idéia de "área de falta", onde os relés são agrupados com base nos tempos de operação e zonas de atuação da proteção. Cada agrupamento corresponde a uma área, que por sua vez representa uma possível ocorrência de falta. A estimação da seção em falta é realizada de acordo com a performance de disjuntores e relés, sendo este um processo seqüencial, onde uma área de falta é testada por vez. Por fim, as prováveis seções em falta são listadas de acordo com a maior probabilidade de ocorrência, obtida empiricamente por meio dos conhecimentos do operador, armazenados no sistema especialista.

¹ Linguagem dirigida para o desenvolvimento de sistemas especialistas (PROLOG – *PROgramming in LOGic*).

O trabalho proposto por BARROS & DRAKE (1994) baseou-se na análise do comportamento de tensões e correntes durante a falta. Particularmente, a técnica distingue situações geradas por uma falta, daquelas que são consequência de modificações no ponto de operação do sistema, mudanças de configuração e faltas em linhas vizinhas.

A utilização da técnica de inferência por abdução foi proposta por SIDHU *et al.* (1997). O método baseia-se na relação funcional e lógica entre os componentes elétricos e seus respectivos relés e disjuntores. A cada um destes equipamentos é associado um modelo lógico, sendo a entrada constituída por alarmes resultantes da atuação de relés. O algoritmo utiliza os alarmes recebidos para inferir, dentro do possível, o valor correspondente aos alarmes desconhecidos (inválidos). Caso o valor associado a determinado alarme não possa ser inferido e nenhuma solução tenha sido encontrada é iniciada uma etapa onde hipóteses são criadas e testadas.

A solução do problema via busca tabu e a formulação de um modelo matemático para o problema, com base na simulação da proteção, foi introduzida por WEN & CHANG (1997a). Resultados mostram que o algoritmo genético (ver item 3.2) requer mais tempo computacional para alcançar a mesma solução obtida via busca tabu. A característica mais marcante dessa estratégia heurística de busca corresponde à capacidade em solucionar eficientemente problemas de otimização com natureza combinatória, podendo encontrar diretamente e eficientemente múltiplas soluções ótimas globais. Outra formulação, considerando a confiabilidade de relés e disjuntores é proposta mais tarde por WEN & CHANG (1998).

CHEN *et al.* (2000a) utilizaram a lógica nebulosa e rede causa-efeito para produção de diagnóstico em nível de subestação. A rede causa-efeito representa a relação causal entre faltas e a operação de relés e disjuntores. O componente elétrico, os relés de proteção e os disjuntores são representados como nós e em conjunto formam uma espécie de rede que representa o inter-relacionamento entre os mesmos. O tipo de falta é classificado com o auxílio de regras nebulosas, baseando-se nos valores de corrente e tensão em alimentadores.

CHEN *et al.* (2000b; 2001) apresentaram um trabalho bastante similar onde a formulação e os modelos matriciais utilizados são muito bem descrito. Os autores acrescentam que o método é bastante rápido, além da representação do conhecimento e o processo de inferência serem bastante simples, tal como a implementação e manutenção da base de dados.

O trabalho de BRETAS & HADJSAID (2001) trata de aspectos relativos à distribuição, mas alguns fatores podem ser levados em consideração, tanto na

subtransmissão como na transmissão. Os autores levantam outro problema pertinente ao diagnóstico de faltas, isto é, a desregulamentação do setor de geração. Tal processo implica em novas considerações nos processos de controle, operação e proteção dos sistemas de distribuição. A introdução de novas unidades geradoras distribuídas pelo sistema certamente implicará em modificações na seletividade da proteção. A principal causa disto é a introdução de novas unidades geradoras no sistema, que por sua vez modifica a magnitude e direção da corrente de falta. A maior preocupação dos autores, consiste em detectar e classificar faltas de alta impedância em sistemas de distribuição, uma vez que estas resultam em magnitudes de correntes bastante inferiores às aquelas devidas à falta sólida. Uma rede perceptron de múltiplas camadas (MLP) com algoritmo de treinamento por retropropagação foi utilizada nesta tarefa.

ELAMIN & AL-UMAIR (2001) realizaram estudo comparativo entre a máquina de Boltzmann², têmpera simulada e os algoritmos genéticos considerando as formulações propostas por OYAMA (1993) e WEN & HAN (1995). Os autores concluíram que o melhor modelo corresponde àquele proposto por WEN & HAN (1995). Entre os três métodos, o algoritmo genético é o mais eficiente, sendo que entre as diferentes versões deste o algoritmo genético refinado é o que apresenta melhores resultados. Por outro lado, o método de OYAMA (1993) resolvido via máquina de Boltzmann apresentou o menor tempo de processamento.

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

² A máquina de Boltzmann é um algoritmo de redes neurais artificiais que caracteriza-se por ter um aprendizado não supervisionado e pela presença de realimentações capaz de aprender e reconhecer padrões, vista como um aperfeiçoamento da rede de Hopfield. Esse modelo segue os mesmos princípios da rede de Hopfield, mas aprimora o algoritmo de minimização da energia presente nessa última, utilizando a técnica de simulated annealing (ou têmpera simulada) que, probabilisticamente, converge para um mínimo global, isto é, faz uso de um algoritmo de otimização global (FAUSETT, 1994).

O trabalho apresentado por HUANG (2002a) compara as redes MLP treinadas pelo algoritmo de retropropagação com redes baseadas em raciocínio por abdução (*Abductive Reasoning Network*). Os resultados mostram que as redes MLP apresentam pior performance quanto a tempo de treinamento e capacidade de generalização. O método baseia-se nos estados de disjuntores para encontrar a seção em falta, sendo as informações sobre a operação dos relés posteriormente utilizadas em um módulo lógico de modo a validar esta. Posteriormente, HUANG (2002b), propôs o uso de regras a serem utilizadas durante o processo de inferência, além de apresentar uma fórmula relativamente simples para determinar o grau de confirmação de cada regra quando comparadas com os estados dos disjuntores observados.

Muitas técnicas têm sido aplicadas ao problema em questão sendo encontrados na literatura diversos modelos e metodologias, cada qual apresentando suas vantagens e desvantagens. Algumas das técnicas mais freqüentemente encontradas na literatura são apresentadas nos Capítulos 3 e 4.

1.4 Estrutura do trabalho

Dando seqüência ao trabalho, o Capítulo 2 apresenta uma visão geral sobre o problema de estimação da seção em falta, abordando sua definição e as principais características. Também é apresentada uma pequena revisão sobre trabalhos aplicados em sistemas de distribuição, com a finalidade de mostrar as diferenças de formulação com relação aos sistemas de transmissão. Aspectos relativos ao diagnóstico em nível de subestação e centro de controle, as fontes de dados usualmente utilizados e orientações sobre os métodos mais utilizados na solução do problema, também são abordados neste capítulo.

O Capítulo 3 apresenta uma visão geral sobre algumas técnicas aplicadas ao problema, destacando-se a lógica clássica, algoritmos genéticos, redes de Petri, lógica nebulosa, sistemas especialistas e redes neurais. O Capítulo também aborda uma breve descrição dos métodos, juntamente com algumas aplicações, vantagens e desvantagens de cada técnica, finalizando com a derivação das fórmulas pertinentes às arquiteturas de redes neurais utilizadas no desenvolvimento dos modelos propostos.

O Capítulo 4 é dedicado à metodologia de trabalho, destacando-se uma breve revisão sobre proteção de sistemas elétricos e as variáveis utilizadas na modelagem da filosofia de proteção de autotransformadores, linhas e barramentos.

No Capítulo 5 é apresentado o algoritmo a ser utilizado para determinar as partes do sistema atingidas pelo defeito, juntamente com o tratamento adicional para as proteções de retaguarda remota.

Alguns resultados obtidos por meio de simulação são apresentados e comentados no Capítulo 6.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões mais relevantes obtidas ao longo do andamento do trabalho, além das sugestões para o desenvolvimento de futuros trabalhos na área.

2. Diagnóstico de faltas

2.1 Definição do problema

Durante grandes contingências, a operação de relés de proteção e disjuntores espalhados pelo sistema elétrico dá origem a um grande volume de mensagens de alarmes, que juntamente com outros valores supervisionados são enviados aos centros de controle do sistema.

Após a ocorrência de distúrbios com desligamentos definitivos o operador necessita selecionar as mensagens mais relevantes, extrair uma conclusão a partir dos dados disponíveis, e agir apropriadamente de modo a restabelecer o sistema ao seu estado seguro. Portanto, a prioridade é restaurar as partes do sistema elétrico que foram desligadas, mas antes é necessário que alguns procedimentos sejam realizados, ou seja:

- Identificar o(s) componente(s) que estão em falta (selecionar a hipótese mais provável);
- Efetuar manobras para isolar o componente com defeito, caso seja necessário verificação pelas equipes de manutenção;
- Restaurar as partes do sistema atingidas pelo desligamento, mas que não estão em falta;
- Caso haja necessidade, as equipes de manutenção são deslocadas para que o defeito possa ser corrigido (isto geralmente ocorre quando algumas proteções operam, bloqueando o equipamento protegido);
- Finalmente, restaurar a(s) parte(s) onde ocorreu o defeito.

Destas etapas, a primeira corresponde ao diagnóstico de faltas. Com a seleção da hipótese correta, consegue-se minimizar o tempo de interrupção e o risco de agravar a situação ou danificar equipamentos, religando-os indevidamente. A disposição de uma ferramenta computacional de auxílio à tomada de decisão, juntamente com o sistema de supervisão poderá ser de grande utilidade ao operador, pois pesa sobre ele a responsabilidade de agir sobre o sistema (YANG *et al.*, 1994).

Um esquema de proteção bem projetado deve ser seletivo e rápido, sendo para tal instalada uma grande variedade de dispositivos de proteção ao longo da rede elétrica, de acordo com o equipamento a ser protegido e o seu nível de tensão. Cada tipo de dispositivo de proteção é dotado de certos critérios capazes de detectar o estado anormal do componente elétrico.

A aplicabilidade de um sistema de diagnóstico de faltas depende de diferentes tipos de relés de proteção a serem considerados:

- Relés diferenciais (transformadores, geradores e barramentos);
- Relés de distância (linhas de transmissão);
- Relés de sobrecorrente instantâneos ou temporizados, com ou sem unidade direcional (linhas e transformadores);
- Relés de sobrecorrente de neutro temporizado, com ou sem unidade direcional (linhas e transformadores).

Outros tipos de relés também podem ser considerados, tais como: Buchholz e de temperatura, no caso de transformadores; relés que constituem o esquema de teleproteção utilizado em linhas de transmissão (recepção e partida da teleproteção, chave de bloqueio da portadora, entre outros); e relés utilizados em disjuntores (baixa pressão de SF₆, discordância de pólos, entre outros).

O tipo e a quantidade de alarmes disponíveis dependem exclusivamente do sistema elétrico em questão. Geralmente, os relés instantâneos servem como proteção primária para o equipamento, enquanto que as unidades temporizadas servem como retaguarda para o próprio equipamento ou para o equipamento adjacente.

O método de solução deve ser capaz de lidar com situações complexas, oriundas de erros em alarmes ou ausência de parte destes. Tal cenário pode gerar diferentes combinações de faltas capazes de produzir o mesmo conjunto de alarmes recebidos (WEN & CHANG, 1997b).

Por fim, o diagnóstico de faltas é definido como um problema de tomada de decisão, onde várias hipóteses (componentes elétricos em falta), previamente formuladas, competem entre si, cabendo ao operador ou à ferramenta computacional de apoio, selecionar a mais provável (PARK *et al.*, 1999).

2.2 Diagnóstico de faltas em sistemas de distribuição: uma breve revisão

Os sistemas de transmissão constituídos por linhas de transmissão e subestações de extra-alta e alta tensão, são normalmente monitorados pelo sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ou EMS (*Energy Management System*). A monitoração em tempo real realizada por estes sistemas viabiliza a implementação de ferramentas computacionais para diagnosticar eventuais faltas. A maioria dos artigos publicados nesta área utiliza informações sobre os estados de relés e disjuntores (RODRIGO *et al.*, 1996).

Por outro lado, os sistemas de distribuição não são tão bem monitorados (RODRIGO *et al.*, 1996; HANDSCHIN *et al.*, 1996). Em muitos sistemas de distribuição existentes, não há a disponibilidade de registradores de seqüência de eventos e tomadas de tempos precisas sobre a operação de relés e disjuntores (TEO & GOOI, 1998). A monitoração destes sistemas geralmente se restringe a relés e disjuntores até a saída de baixa tensão das subestações.

Devido à falta de informações, o diagnóstico de faltas em sistemas de distribuição operando em 23 kV ou menos é bastante diferente daquele em tensões mais altas. Geralmente, os operadores tomam consciência da ocorrência de um defeito ao receberem reclamações, via telefone, dos consumidores. Tal fato implica em uma grande demanda de tempo por parte do operador para tomar conhecimento e identificar a causa dos desligamentos em situações de emergência.

Além disso, as perturbações em sistemas de distribuição normalmente ocorrem em condições críticas de tempo e, ao contrário dos sistemas de transmissão, muitas faltas podem ser geradas simultaneamente, sobrecarregando o pessoal responsável pela supervisão da rede elétrica, que rapidamente recebem um grande número de mensagens, relatórios de danos e reclamações telefônicas realizadas pelos consumidores (MONTAKHAB & ADAMS, 1998).

Na maioria dos sistemas de distribuição são utilizados métodos manuais para determinar a causa dos desligamentos. É bastante comum o envio de uma equipe ao campo para realizar inspeções visuais nos alimentadores, sendo a comunicação entre o operador e a turma de campo realizada por meio de rádios. A implementação do sistema SCADA e a automação dos sistemas de distribuição possibilitariam o uso de programas computacionais para apoiar os operadores na tarefa de determinar a origem dos desligamentos (RODRIGO *et al.*, 1996).

Alguns artigos publicados na área de diagnóstico em sistemas de distribuição, devido à falta de dados adicionais, utilizam informações sobre o mapeamento de reclamações realizadas por consumidores via telefone e instalação de sensores ao longo da rede. CHANG & WEN (1998) utilizaram estas informações e propuseram um método que leva em consideração a localização, seletividade e as diversas possibilidades de operação do sistema de proteção em sistemas de distribuição de baixa tensão. O dispositivo de proteção com maior probabilidade de ter operado é encontrado através de uma busca eficiente, utilizando-se para tal, o método de busca tabu.

O trabalho desenvolvido por MOHAMED & RAO (1995), além de detectar a falta e estimar a seção em que esta ocorreu, classifica o tipo da falta, incluindo a abertura de condutores (mono ou bipolar). A cada uma das funções é associada uma rede neural

treinada pelo algoritmo de retropropagação. Cada conjunto de treinamento é composto pelas correntes e tensões de fase da subestação à qual está ligado o alimentador monitorado. Durante o treinamento, são considerados vários níveis de carga (20%-100%) e diversos eventos (operação normal e anormal – falta de baixa e alta impedância). Com a divisão do alimentador de 24 kV em três seções a serem investigadas, o solo é classificado como, úmido, moderado, ou seco, sendo cada uma destas classificações subdivididas em três níveis de condutibilidade (alta, média e baixa).

Em sistemas de distribuição, as faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas com baixa impedância de falta apresentam corrente suficiente para operar os dispositivos de proteção. Em contrapartida, faltas monofásicas em sistemas conectados em delta (não aterrados) e de alta impedância (com formação de arco) em sistemas aterrados, nem sempre resultam em corrente suficiente para operar o dispositivo de proteção. Diante de tal situação, BUTLER *et al.* (1997) treinaram uma rede neural com base nas correntes de fase (A, B e C) e de neutro (em sistemas aterrados) e na experiência do especialista com relação ao comportamento destas variáveis na condição de falta. A rede neural foi treinada para detectar a falta, classificar a fase em que esta ocorreu, e determinar a provável distância da falta, considerando 4 situações: condutor não rompido (condutor em contato com o chão, árvores, entre outros), condutor rompido tocando o chão no lado da subestação, condutor rompido tocando o chão no lado da carga, e abertura monopolar do condutor sem contato com a terra.

Outro trabalho, bastante semelhante àquele apresentado por BUTLER *et al.* (1997), foi desenvolvido por MOMOH *et al.* (1997), sendo a principal diferença entre estes, a utilização de um módulo baseado em regras para tratar o caso de sistemas ligados em delta.

As faltas de alta impedância em alimentadores de distribuição também motivaram a pesquisa feita por JOTA & JOTA (1998). A técnica proposta consiste em analisar a resposta do alimentador a impulsos de ondas periodicamente injetadas no início do mesmo. As respostas são comparadas com padrões previamente armazenados em um banco de dados, sendo estes obtidos com o alimentador operando normalmente para as diversas configurações possíveis. O sistema proposto compara a informação adquirida do alimentador com aquela contida na base de dados, utilizando a máquina de inferência nebulosa para indicar a possível ocorrência de anomalias.

ZHU *et al.* (1997) desenvolveram uma técnica para diagnóstico e localização de faltas capaz de identificar até mesmo a ocorrência de faltas temporárias, servindo como uma ferramenta de prevenção à ocorrência de faltas permanentes. Tal ferramenta é alimentada com dados obtidos a partir dos registradores digitais de perturbação (tensão,

corrente e a seqüência dos eventos) localizados em subestações, além da configuração dos alimentadores e a coordenação da proteção.

2.3 Dados amplamente utilizados no processo de diagnóstico de faltas

O sistema SCADA é a fonte de dados amplamente utilizada e disponível aos operadores que devem produzir um diagnóstico o mais rapidamente possível, de modo a possibilitar a restauração do sistema; e aos engenheiros de proteção, os quais produzem um diagnóstico mais preciso, analisando o comportamento dos dispositivos de proteção e a causa da falha (realizado *off-line*).

Mais recentemente, outras informações são adquiridas com o auxílio dos registradores digitais de perturbações (RDP). Este conjunto de dados é essencial para a avaliação da operação da proteção, mas durante condições extremas podem produzir uma sobrecarga de informações (BELL *et al.*, 1998). Logo, a utilização desta tecnologia no desenvolvimento de uma ferramenta computacional rápida e precisa necessita de infraestrutura de alta velocidade em sistemas de comunicação além de softwares elaborados a partir de técnicas avançadas de programação, tais como as técnicas de inteligência artificial (SEVCIK *et al.*, 2000).

Portanto, o RDP é uma excelente fonte de dados por meio dos quais os engenheiros podem, além de validar a atuação da proteção, determinar o tipo e a localização da falta (HOSSACK *et al.*, 2001).

A utilização do registrador digital de perturbações, como fonte dos dados a serem utilizados durante o diagnóstico de faltas é proposta por KEZUNOVIC´ & FROMEN (1993), pois segundo os mesmos, os dados adquiridos através do sistema SCADA são limitados e insuficientes. Um dos maiores problemas com relação aos registradores digitais está relacionado ao grande número de perturbações e dados registrados, tornando-se necessário o desenvolvimento de rotinas capazes de distinguir faltas transitórias e outros eventos transitórios que não representem uma falta permanente.

Em 1998, formou-se a força tarefa 111 do IEEE, com o objetivo de determinar as características de dados requeridos durante diferentes tipos de análise, entre elas, a de faltas. Este esforço, de fabricantes e usuários, tornou-se necessário, pois, as informações até então disponíveis nos registradores digitais de perturbações eram insuficientes e com formas inapropriadas para uma análise automatizada (CHAIRMAN *et al.*, 1998).

No entanto, será necessário outro entendimento entre os fabricantes, pois de acordo com BESSENYEI (2001) os RDPs, incluindo aqueles incorporados nas proteções,

ainda necessitam de softwares específicos para leitura e escrita de dados. Isto ocorre devido à falta de padronização na formatação dos dados, que varia de acordo com o fabricante. Como consequência disto, as empresas têm que comprar e utilizar tipos diferentes de softwares uma vez que são adquiridos equipamentos de diferentes fabricantes e são feitas atualizações e alterações nos mesmos, ao longo do tempo.

As empresas brasileiras de energia elétrica estão substituindo os oscilógrafos convencionais pelos registradores digitais de perturbações, resultando em benefícios à operação, entre os quais citam-se (GOMES *et al.*, 1999; TERREROS *et al.*, 1999):

- Operação confiável (confiabilidade dos dados referentes a uma perturbação);
- Banco de dados em meios computadorizados (histórico com acesso rápido);
- Gerenciamento integrado com os registros provenientes da proteção digital;
- Centralização das informações;
- Função de localização de defeitos – simulações realizadas pelos engenheiros da ELETROSUL, mostram um erro médio de 3,66%, o que representa um bom desempenho desta função (TERREROS *et al.*, 1999).

2.4 Principais aspectos a serem levados em consideração

Problemas característicos inerentes à tarefa de diagnóstico de faltas em sistemas de transmissão, envolvendo relés, disjuntores, canais de comunicação, entre outros, devem ser levados em consideração. A metodologia de solução deve ser escolhida levando-se em conta os seguintes fatores:

- Falhas em relés ou disjuntores, e faltas múltiplas, complicam o processo de diagnóstico de faltas. No primeiro caso a falta poderá ser eliminada por meio da proteção de retaguarda remota, implicando em uma grande área desligada (YANG *et al.*, 1994). No segundo caso, o número de combinações possível aumenta a complexidade do problema devido à sua natureza combinatória;
- Aquisição de dados corrompidos (COUTTO *et al.*, 1999), operação indevida de relés e disjuntores (HANDSCHIN *et al.*, 1996) e falha no sistema de transmissão de dados (VALE & RAMOS, 1995), também devem ser considerados;
- Durante a ocorrência de uma falta, o operador poderá receber uma sobrecarga de informações. Nos primeiros 60 segundos após a ocorrência de uma grande perturbação, poderão ser recebidas de 15 a 20 mensagens por segundo.

Pesquisas mostram que o ser humano é capaz de interpretar corretamente, não mais que 2 a 3 mensagens por segundo (HANDSCHIN *et al.*, 1996);

- Sistemas de comunicação apresentam taxas de transmissão restritas. O envio de um grande número de mensagens pode provocar um bloqueio neste, que por sua vez pode ocasionar a perda de dados vitais para o estabelecimento da ordem cronológica dos eventos (HANDSCHIN *et al.*, 1996). Esta situação pode surgir como conseqüência de uma falta extremamente grave, na qual ocorram muitos desligamentos;
- Nem todas as subestações possuem registro de seqüência de eventos (JUNG *et al.*, 1999) e a imprecisão nas tomadas de tempo (CHANG *et al.*, 1997; VALE & RAMOS, 1995) torna muitas vezes necessário o uso de rotinas que permitam reconstruir a seqüência cronológica em que os eventos ocorreram.
- Alarmes que surgem pela ocorrência de eventos secundários podem ser facilmente misturados com alarmes causados pela perturbação primária (HANDSCHIN *et al.*, 1996);
- Dificuldades em simular eventos raros, juntamente com a falta de dados prejudicam o progresso de trabalhos na área, uma vez que estes compõem a base para o desenvolvimento de modelos (THORP *et al.*, 1996);
- A experiência do operador é obtida na prática, mas faltas severas ocorrem poucas vezes. A experiência adquirida sobre uma determinada falta nem sempre é aplicável as outras (FU *et al.*, 1995).

De forma geral, além dos problemas descritos anteriormente, outros são freqüentemente gerados, tais como: dificuldade em se determinar a configuração da rede após o distúrbio e perda de comunicação entre centros de operação, gerado pelo excesso de alarmes e conseqüente parada do sistema de supervisão; processo de restauração limitado devido a sobretensões; e falta de um plano estratégico para restabelecer o sistema (GOMES *et al.*, 2002b).

2.5 Diagnóstico em nível de subestação e centro de controle

O diagnóstico em nível de subestação é de algum modo bastante similar àquele realizado em nível de Centro de Operações (HERTZ & FAUQUEMBERGUE, 1992). Geralmente, a base de conhecimento é relacionada à topologia da rede, arranjo da subestação, lógica de operação de relés e regras de natureza heurística. As principais diferenças entre o diagnóstico em nível de subestação e centralizado são:

Em nível de subestação:

- Pode contemplar mais detalhes em razão da disponibilidade de um maior número de dados, já que nem todos são enviados aos centros de controle;
- Disponibilidade de dados analógicos ou digitais sobre correntes e tensões de fase, possibilitando analisar o tipo de falta, calcular a distância da falta, e analisar faltas transitórias de alta frequência;
- Necessidade de um recurso para obtenção de dados em subestações vizinhas;
- Pode exigir um nível de conhecimento mais aprofundado do que heurístico, uma vez que a funcionalidade dos dispositivos contidos na subestação pode ser formalmente transcrita.

Em nível Centralizado:

- Necessidade de um módulo para selecionar a parte do sistema a ser analisada, isto é, identificar as partes do sistema atingidas pela falta;
- Necessidade de compactação e grande capacidade de transmissão de dados (em grande volume, se for feita uma análise semelhante à que seria realizada em nível de subestação).

Ambos os tipos de diagnóstico contam ainda com:

- Seqüência de tempo em que os eventos ocorrem, permitindo analisar o desempenho dos dispositivos de proteção, além de ajudar no processo de localização de faltas (neste caso, os relógios das subestações devem estar sincronizados);
- Cuidados na manutenção da base de dados, pois embora existam muitos dados, estes podem ser inúteis caso não sejam tratados adequadamente.

2.6 Conclusões

Este Capítulo apresentou uma definição para o problema de estimação da seção em falta em sistema elétricos de potência, além de mostrar as diferenças envolvidas na modelagem do problema, com relação aos sistemas de distribuição e de transmissão. As principais características inerentes ao problema foram ressaltadas com o objetivo de fornecer conhecimentos básicos a quem por ventura venha atuar nesta área.

3. Técnicas de solução

A literatura propõe a utilização de sistemas inteligentes na tarefa de diagnóstico de faltas. A utilização das técnicas de inteligência artificial (IA) é necessária, devido à ausência de uma formulação analítica eficaz, capaz de solucionar o problema.

Tais técnicas surgem como soluções promissoras, onde a natureza heurística e simbólica do raciocínio envolvido nas tarefas do operador pode ser modelada. Os resultados obtidos com aplicações de sistemas inteligentes em sistemas de potência mostram que a utilização destas técnicas é adequada e bastante proveitosa, capaz de solucionar problemas nos quais as técnicas convencionais de programação não apresentam bons resultados (VALE & RAMOS, 1995).

Segundo WAIKAR & RAHMAN (1998) a tecnologia digital, cada vez mais presente nos diversos dispositivos que compõem a proteção de sistemas elétricos de potência, favorece o desenvolvimento de pesquisa e aplicação de técnicas de inteligência artificial. Seu trabalho explora a utilização dos sistemas especialistas, das redes neurais e da lógica nebulosa no diagnóstico, detecção e classificação de faltas, respectivamente.

3.1 Sistemas baseados em lógica

Segundo JUNG *et al.* (1999), os problemas associados à falta de informações devem ser solucionados antes do sistema inteligente executar o diagnóstico. O uso de lógica é proposto para lidar com cenários nos quais a subestação monitorada não possua registradores de seqüência de eventos (SER) ou apresente problemas de comunicação.

Com a disponibilidade de algumas mensagens, como por exemplo, o estados dos disjuntores, consegue-se reconstruir a seqüência de ocorrência dos eventos, na ausência do SER. O estado dos disjuntores é utilizado como informação principal, pois se considera que pelo menos estes são monitorados.

Neste caso, o instante de partida e disparo do relé, a sua zona de operação, o instante de abertura do disjuntor e religamento, podem ser obtidos por meio de fórmulas lógicas.

Uma vez detectada a mudança de *status* do disjuntor pertencente a uma subestação sem SER, deve-se primeiramente identificar a mensagem de disparo do relé. O intervalo de tempo entre a abertura do disjuntor e o disparo do relé pode ser determinado através das informações de ajuste entre o disjuntor e o respectivo relé. No caso da Figura 3.1, o instante de disparo do relé pode ser calculado pela equação 3.1.

Instante de disparo do relé = instante abertura do disjuntor – tempo de abertura do disjuntor (3.1)

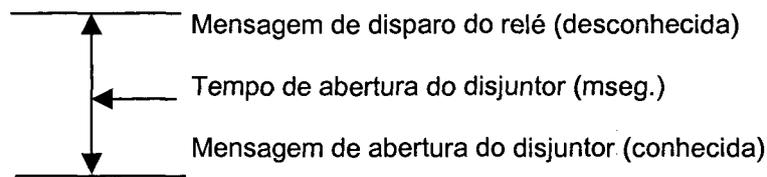


FIGURA 3.1– Reconstrução da mensagem de disparo do relé.

Após reconstruir a mensagem de disparo do relé, é possível estimar o tempo em que o mesmo deu partida. Dependendo das informações disponíveis, podem ser utilizadas as equações 3.2 – 3.3.

Instante de partida do relé = instante de disparo do relé – temporização do relé (3.2)

Instante de partida do relé = instante de abertura do disjuntor – temporização do relé – tempo de abertura do disjuntor (3.3)

A mensagem do relé de religamento é necessária na identificação de faltas temporárias. Se houver a ação de religamento, a mensagem do evento “RELIGAMENTO” deve seguir a mensagem “DISJUNTOR ABRIU”. Faltas permanentes ou temporárias podem ser identificadas da seguinte maneira:

Se o status do disjuntor for:

1 (aberto) / 0 (fechado) / 1 (aberto) → **então** → falta permanente

1 / 0 → **então** → falta temporária

A reconstrução da mensagem relativa ao instante do religamento corresponde ao instante de partida do relé de religamento, mais o tempo especificado entre a partida do relé e o religamento.

Mais recentemente, JUNG *et al.* (2001) apresentaram meios para a reconstrução de outros tipos de mensagens, tais como: erro de tomadas de tempo oriundo da não sincronização dos relógios localizados em subestações distintas, mensagens repetitivas, e informações inconsistentes.

3.2 Algoritmos genéticos

Os Algoritmos Genéticos (AGs) são algoritmos de otimização e busca baseados nos mecanismos de seleção natural e genética. A teoria emula o processo da natureza onde os mais aptos vencem e se reproduzem e, conseqüentemente, os mais fracos se extinguem. O método consiste inicialmente de uma população formada por uma série de bits (*string* – representando os cromossomos), que é transformada por três operadores genéticos: seleção, reprodução e mutação (GOLDBERG, 1989).

Cada *string* (cromossomo) representa uma possível solução do problema a ser otimizado, e cada bit (ou grupo de bits), representa o valor associado a determinadas variáveis do problema (gene). As soluções são classificadas por uma função de aptidão (*fitness*) que desempenha o papel do ambiente. O par cromossomo e função de aptidão representam o indivíduo (GOLDBERG, 1989).

Recentemente, esta nova classe de métodos baseados em técnicas de otimização tem sido aplicada ao problema de diagnóstico de faltas. Embora resultados de simulações mostrem que este método é bastante promissor em sistemas de potência de grande porte, nem sempre é fácil estabelecer um modelo matemático capaz de descrever o comportamento do sistema de proteção (WEN & CHANG, 1997b).

O interesse por este algoritmo tem aumentado de forma significativa, uma vez que o mesmo fornece um mecanismo de busca bastante robusto, além de se basear em importantes conceitos biológicos (MIRANDA *et al.*, 1998).

Geralmente, os métodos convencionais de otimização e busca trabalham de forma seqüencial, avaliando a cada instante uma possível solução, enquanto que os AGs trabalham com um conjunto de possíveis soluções simultaneamente. As principais diferenças entre os AGs e outros métodos são: trabalham com a codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros; operam com uma população de soluções candidatas simultaneamente, e não com uma única solução; utilizam funções de custo ou recompensa, e não derivadas de funções; e utilizam regras de transição probabilística, e não determinística (GOLDBERG, 1989).

Os algoritmos genéticos utilizam os operadores de seleção, combinação e mutação para gerar novas populações.

O operador de seleção seleciona indivíduos da população anterior que vão participar das etapas de cruzamento e mutação, formando assim uma nova geração. Tal seleção é influenciada, no sentido de escolher os indivíduos com aptidão acima da média como matrizes para os membros da nova população. O processo de seleção pode ser implementado de vários modos, sendo o sorteio por meio de uma roleta, o mais utilizado.

A combinação ou cruzamento (*crossover*) é o principal operador genético de reprodução. Sua função é trocar porções de cromossomo entre dois indivíduos, de modo a explorar novas partes do espaço de busca. Existem diferentes tipos de operadores de cruzamento, tais como: combinação em um ponto, dois pontos e uniforme. Nem todos os indivíduos realizam a combinação, sendo esta freqüentemente controlada por uma probabilidade de reprodução. Tal probabilidade deve ser um valor grande, tipicamente, entre 0.6 e 0.9 (WEN & HAN, 1995).

A mutação também é um operador importante e consiste na troca aleatória de um ou dois *bits* da *string* utilizada na representação do indivíduo pelo seu complemento (na codificação binária). Este operador deve ser utilizado com um pouco de cuidado, com baixa probabilidade, tipicamente, 0.0001 (MIRANDA *et al.*, 1998), ou entre 0.001 e 0.1 (WEN & CHANG, 1997b).

A mutação serve como uma espécie de “garantia de vida”. Algum gene (*bit*) importante pode ser perdido durante a seleção, cabendo à mutação, a possibilidade em recuperá-lo de volta. Além disto, em alguns casos, as *strings* de uma população podem apresentar o mesmo valor em cada bit, sendo a reprodução incapaz de introduzir novos indivíduos. Segundo BRAGA *et al.* (2000), a mutação assegura que a probabilidade de se chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero.

Todavia, a ocorrência constante de mutação pode ser prejudicial, levando a uma busca aleatória. Conforme MIRANDA *et al.* (1998), uma probabilidade de mutação de 0.5 sempre implica em busca aleatória, independentemente da probabilidade de reprodução.

Com base nos conceitos expostos, são apresentados a seguir os passos a serem seguidos por um algoritmo genético típico, ou seja:

1. Início
2. Gerar aleatoriamente uma população inicial (população anterior)
3. Repetir até que o critério de convergência seja atingido
 - 3.1. Avaliar (população anterior)
 - 3.2. Nova população= Selecionar (população anterior)
 - 3.3. Reprodução (nova população)
 - 3.4. Mutação (nova população)
 - 3.5. População anterior= população nova
4. Fim

O processo termina quando for atingido o critério de convergência definido pelo usuário ($X\%$ dos genes possuem o mesmo valor em pelo menos $Y\%$ dos indivíduos), ou quando o indivíduo adequado tiver sido obtido, ou ainda, um determinado número de gerações tiver sido alcançado (ou o valor ótimo não se alterou por Z gerações).

Por fim, pode-se resumir os algoritmos genéticos como sendo um processo onde se gera uma população inicial aleatoriamente, avalia-se esta, e criam-se novas populações por meio de operadores. Os indivíduos com bom desempenho são selecionados e partes destes são combinadas, criando cópias mais fortes, simplesmente pelo uso de seleção e reprodução. Apesar desta aparente simplicidade, cabe ressaltar que o processo de busca exige uma substancial força computacional que podem inviabilizar sua utilização em aplicações *on-line* (WEN & HAN, 1995).

3.2.1 ALGUMAS APLICAÇÕES DE ALGORITMOS GENÉTICOS EM DIAGNÓSTICO DE FALTAS

O trabalho de WEN & HAN (1995) apresenta como principais contribuições, a formulação do problema como programação inteira (0-1); a descrição de um método para identificar o subsistema envolvido no desligamento, visando reduzir o tempo de processamento computacional; e a introdução de algoritmos genéticos como ferramenta de solução. O método consiste em maximizar uma função de aptidão (objetivo) que é função do número de seções defeituosas, e discrepâncias entre as operações esperadas e observadas de relés e disjuntores, em conformidade com a seção de falta em avaliação.

WEN & CHANG (1997b) desenvolveram uma matriz probabilística, na qual são armazenados índices de probabilidade relacionando cada componente elétrico com os relés e disjuntores designados a sua proteção. Esta matriz não representa somente a estrutura e o funcionamento do sistema de proteção, mas também a relação probabilística entre a zona da falta e a atuação da respectiva proteção. Por serem utilizados os AGs, as hipóteses são produzidas aleatoriamente, sendo estas limitadas ao subsistema atingido pelo desligamento. Na prática este método não é bem aceito, pois parte da premissa sobre a disponibilidade de informações de estados de relés e disjuntores. Em quaisquer circunstâncias, os estados dos relés não observados são considerados como "não operou" (WEN & CHANG, 1998).

LAI *et al.* (1998) compararam os algoritmos genéticos com a programação evolutiva, em termos de tempo de processamento, considerando o problema de diagnóstico de faltas. Durante os testes são consideradas as possibilidades de defeitos em relés e/ou disjuntores, e faltas múltiplas. Os resultados mostram que a programação evolutiva apresenta os menores tempos de processamento computacional, sendo a diferença de velocidade relacionada às características de cada algoritmo. Os indivíduos dos algoritmos genéticos são representados em forma binária, onde a reprodução e mutação ocorrem mediante operações binárias. A execução de tais operadores consome

bastante tempo em comparação com o operador de mutação da programação evolutiva, especialmente quando os cromossomos são extensos e/ou as populações são grandes. A programação evolutiva rejeita o papel fundamental da reprodução e opera diretamente com vetores formados por número em ponto flutuante (BITTENCOURT, 1998).

A formulação do problema de acordo com a *Parsimonious set-covering theory* para solução via AGs é proposta por WEN & CHANG (1998). A teoria visa definir critérios adequados a solução do problema, mas que sejam capazes de descrever a simplicidade (é preferível uma resposta simples ao invés de uma mais complexa). Os seguintes critérios foram analisados:

Restringir o problema a uma falta simples – uma hipótese é a explicação dos fatos observados (alarmes recebidos) se possuir um único componente em falta.

→ Este critério não é aceitável, pois embora seja raro, o sistema elétrico está sujeito a ocorrência de faltas múltiplas (mais que uma seção em falta, ao mesmo tempo).

Relevância – uma hipótese constitui a explicação dos fatos observados se houver uma relação causal entre as possíveis seções defeituosas com pelo menos um dos alarmes observados.

→ Este critério não é aceitável, pois há um relaxamento demasiado sobre o problema, implicando em muitas soluções.

Inexistência de redundância - uma hipótese é a explicação dos fatos observados desde que não contenha subconjuntos capazes de representar os alarmes observados, ou seja, se removermos qualquer possível componente elétrico que compõe a hipótese, a mesma não será capaz de representar os fatos observados.

→ Este critério é bastante atrativo, mas é bastante difícil gerar todas as hipóteses capazes de representar os alarmes recebidos e que não apresentem redundância. Além disto, pode ser gerado um conjunto de soluções bastante grande, contendo muitas explicações com pequenas probabilidades, tornado difícil a identificação da mais provável.

Minimizar o número de componentes em falta - a solução é composta pelo menor número de seções em falta capaz de justificar os alarmes recebidos.

→ Este critério é bastante razoável, porém pode gerar resultados errados, caso a probabilidade da ocorrência de faltas simultâneas (complexas) seja maior do que aquelas mais simples (mas em compensação raras de ocorrer).

3.3 Redes de Petri

As redes de Petri (CARDOSO & VALETTE, 1997) são redes com ponderações nas relações de fluxo, onde o elemento s é chamado de lugar (pode ser interpretado

como uma condição, um estado parcial, uma espera, um procedimento, entre outros), ao invés de estado. É bastante comum representar a rede de Petri por grafos constituídos de nós lugares e nós transições. Tais nós são interligados por meio de um ou mais arcos.

Mais precisamente, as redes de Petri podem ser consideradas como sendo uma ferramenta gráfica com grande capacidade para modelar e analisar sistemas a eventos discretos³. Adicionalmente, as redes de Petri podem ser utilizadas para simular as atividades dinâmicas e concorrentes dos sistemas (WANG & TANG, 1997).

Segundo LO *et al.* (1997), as redes de Petri constituem uma excelente ferramenta para modelar o sistema de proteção. O processo de diagnóstico consiste em manipulações matriciais bastante simples e apresenta bons resultados.

As redes de Petri são constituídas por dois tipos de nós e arcos. Os nós correspondem a dois conjuntos disjuntos: lugares S , tal que, $S=\{s_1, s_2, \dots, s_m\}$, $m > 0$, representados por círculos "O"; transições T , considerando que $T=\{t_1, t_2, \dots, t_n\}$, $n > 0$, representados por barras "|". Os arcos indicam a direção do processo e correspondem a dois conjuntos disjuntos: arcos de entrada e de saída. Os arcos de entrada são indicados por um arco direcionado de s_i (lugar) a t_j (transição), enquanto que os de saída são indicados por um arco direcionado da transição para o lugar (WANG & TANG, 1997).

Utilizando-se os conceitos de estados e eventos, os lugares representam os estados, e as transições, os eventos. Os lugares de entrada e saída da transição representam os estados antes e após a ocorrência do evento, respectivamente (WANG e TANG, 1997).

A rede mostrada na Figura 3.2 é utilizada para ilustrar o princípio de funcionamento das redes de Petri.

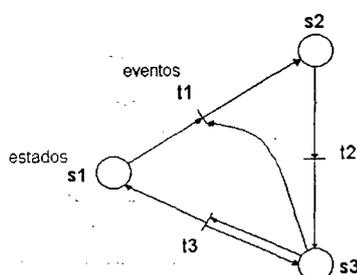


FIGURA 3.2 – Grafo de uma rede de Petri.

A topologia de qualquer rede de Petri pode ser representada pela matriz de incidência (equação 3.4), C , com dimensão (n° de lugares) \times (n° de transições), ou seja:

³ São sistemas modelados de maneira que as variáveis de estado variem bruscamente em instantes determinados, sendo os valores das variáveis nos estados seguintes calculados diretamente a partir dos valores precedentes, sem ter que considerar o tempo entre estes dois instantes (CARDOSO & VALETTE, 1997).

$$C(s,t) = \begin{cases} -W(s,t) & \text{se } (s,t) \in F \\ +W(s,t) & \text{se } (t,s) \in F \\ 0 & \text{senão} \end{cases} \quad (3.4)$$

onde,

$W(s,t)$ – peso do arco que liga s a t .

$(s,t) \in F$ – significa que existe uma relação de fluxo (F) de s para t .

$(t,s) \in F$ – significa que existe uma relação de fluxo (F) de t para s .

Logo, a matriz de incidência para a rede de Petri representada na Figura 3.2 é dada por,

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} t1 & t2 & t3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} s1 \\ s2 \\ s3 \end{matrix} & \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Para indicar que a condição associada a um determinado lugar é verificada, são introduzidas fichas na rede de Petri. Esta condição faz com que a rede de Petri seja denominada de rede de Petri marcada. A marcação inicial, $M_0(s)$, da rede Petri mostrada na Figura 3.3 é $[1 \ 1 \ 0]^T$.

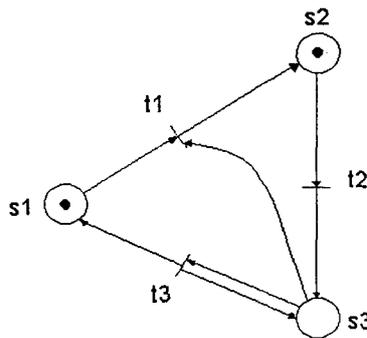


FIGURA 3.3 – Rede de Petri marcada

A propriedade dinâmica da rede é definida pelas marcas e execução da rede, sendo a estrutura da rede estática. A execução corresponde ao disparo de uma transição que muda as fichas de um lugar para outro.

A marca final resultante do disparo de uma série de transições pode ser expressa pela equação 3.5.

$$M_1(s) = M_0(s) + [-W(s,t_k) + W(t_k,s)] \quad \text{para todo } s \in S \quad (3.5)$$

Considerando que:

$M_0(s)$ – marca inicial (depende somente dos disjuntores).

$M_f(s)$ – marca final.

t_k – disparo da k -ésima transição.

S – conjunto contendo todos os lugares.

Definindo um vetor U , $[U_1 U_2 \dots U_n]^T$, onde, U_n é o número de ocorrências de t_n , a equação 3.5 pode ser escrita como o apresentado pela equação 3.6.

$$M_1 = M_0 + C \cdot U \quad (3.6)$$

As redes de Petri marcadas são utilizadas para modelar o sistema de proteção. Neste caso, os elementos de S , correspondem às linhas de transmissão, barras, relés e disjuntores. Por outro lado, os elementos de T representam a transição da falta, e o período de tempo entre a detecção da falta, por parte do relé e a efetiva operação dos disjuntores.

A Figura 3.4 é utilizada para fins de ilustração, sendo que neste caso, o elemento $N1$ tem como proteção principal o disjuntor $CB1$. $R1$ é o relé responsável por enviar o sinal de disparo a $CB1$, e Dm é um lugar fictício. (Lo *et al.*, 1997).

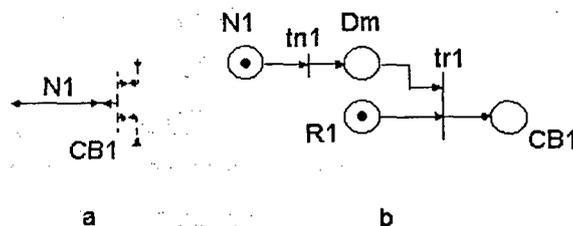


FIGURA 3.4 – a) Representação do componente elétrico protegido pelo disjuntor $CB1$; b) Modelo da condição apresentada em a) via rede Petri.

Na Figura 3.4 b), a ficha (marca) em $N1$ representa a ocorrência da falta no elemento $N1$. A transição da falta em $N1$ (disparo de $tn1$) levará a ficha para Dm . A ficha no lugar $R1$ significa que o relé $R1$ está pronto para operar, contanto que a ficha pertencente a $N1$ chegue em Dm . Ao ser disparada a transição $tr1$ a ficha chegará em $CB1$. A ficha em $CB1$ significa que o disjuntor $CB1$ operou para eliminar a falta no elemento $N1$.

Note que dependendo do nº de disjuntores e relés utilizados para a proteção do equipamento (barras, linhas, entre outros), os modelos podem diferir um do outro.

O processo de diagnóstico de faltas ocorre no sentido inverso daquele referente à eliminação da falta. Neste caso, é utilizado o modelo de rede de Petri reversa, onde o estado inicial da rede corresponde ao estado final da proteção, ou seja, a marcação inicial depende somente de informações sobre os estados dos disjuntores.

Em linhas gerais, embora as redes de Petri mostrem-se bastante promissoras, existem alguns aspectos relativos aos modelos propostos em artigos que necessitam ser melhorados, ou seja:

- Caso os relés e disjuntores não estejam em boas condições de operação, os modelos apresentam dificuldades em produzir diagnóstico correto;
- A representação gráfica do esquema de proteção, que aparentemente implica em grande facilidade em se visualizar a operação da proteção, perde a importância quando se trata de sistemas de potência reais (grande dimensão);
- O mapeamento de sistemas complexos por meio de redes de Petri é bastante difícil.

3.3.1 ALGUMAS APLICAÇÕES DE REDES DE PETRI AO DIAGNÓSTICO DE FALTAS

Em 1992, JENKINS & KHINCHA utilizaram as redes de Petri para modelar relés de sobrecorrente, visando avaliar o desempenho da proteção. Os modelos compõem um passo inicial nas pesquisas envolvendo tal técnica, mas deve-se levar em consideração que os esquemas de proteção de linhas de transmissão em alta tensão são constituídos por diversos tipos de relé, complicando a modelagem da proteção desta forma.

LO *et al.* (1997) propuseram um modelo mais completo, no qual são utilizadas as informações sobre o intervalo de tempo entre a sensibilização dos relés pela corrente de falta e o fechamento dos contatos para atuação de disjuntores, além dos estados de relés e disjuntores. O método consiste em associar o nó (linhas de transmissão, barras e transformadores) com a respectiva proteção. As mensagens sobre operação de relés e disjuntores são apresentadas à rede por meio de códigos binários, os quais representam “operação correta”, “inválida” ou “incerta”, e “não operou”. O processo de diagnóstico procede no sentido inverso, ou seja, o estado inicial do modelo corresponde ao estado final do sistema de proteção. Logo, a marcação inicial da rede depende somente da mensagem sobre atuação de disjuntores. O modelo proposto apresenta dificuldade em lidar com incertezas e com a proteção de retaguarda. Nestes casos, o resultado final da rede nem sempre se reflete na conclusão final, sendo necessário adicionar-se uma análise mais detalhada das ocorrências.

Posteriormente, LO *et al.* (1999) realizaram melhorias sobre os modelos publicados em 1997. Além de incorporarem a proteção de retaguarda, o processo de diagnóstico procede com a simulação de duas redes, ou seja, a direta e a reversa. A primeira determina a suposta seção em falta, enquanto que a última simula o processo de eliminação da falta. Os resultados obtidos a partir das duas redes são comparados com os alarmes recebidos, de modo a identificar o desempenho de disjuntores e relés.

WANG & TANG (1997) e TANG & WANG (1998) também propuseram modelos que contemplassem a proteção primária e retaguarda, além do esquema de religamento utilizado em linhas aéreas de transmissão. Alguns fatores ainda permanecem sem tratamento: não consideram a proteção contra falha de disjuntores, não consideram a ocorrência de faltas múltiplas e a representação exata do funcionamento dos relés de proteção exige um elevado grau de estudo e detalhamento da proteção.

Recentemente, HUANG *et al.* (2000) propuseram modelos construídos a partir de manuais e regras heurísticas obtidas com os operadores. Os modelos são construídos com base em critérios inconvenientes, tais como: informações sobre operação de relés e disjuntores são corretas e completas, somente um relé ou disjuntor pode falhar por vez, não considera a possibilidade de manutenção em disjuntores, não considera a possibilidade do relé operar indevidamente. Apesar das suposições adotadas por HUANG *et al.* (2000) durante a elaboração dos modelos, a metodologia utilizada para abordar o problema como um todo é, de alguma forma, bastante similar com a proposta por este trabalho, ou seja, os modelos são construídos com base na filosofia de proteção utilizada em cada equipamento. Segundo os autores, o método foi aplicado com sucesso no sistema de transmissão e subtransmissão da *Taiwan Power Company*. De certa forma, esta experiência prática vem reforçar, teoricamente, a abordagem metodológica e as diretrizes estudadas, definidas e seguidas por este trabalho de tese a ser apresentada no Capítulo 4.

3.4 Lógica nebulosa

A lógica nebulosa consiste em aproximar a decisão computacional à decisão humana. Isto é feito de forma que a decisão de uma máquina não se resume apenas a um “sim” ou um “não”, mas também tenha decisões “abstratas”, do tipo “um pouco mais”, “talvez sim”, e outras variáveis que representem as decisões humanas. A lógica nebulosa tem se destacado principalmente na área de tomada de decisões e controle (TAFNER *et al.*, 1996).

Os conjuntos nebulosos constituem um excelente suporte na elaboração de modelos completos e eficientes, capazes de representar a imprecisão do raciocínio humano, onde variáveis lingüísticas associadas a funções de pertinência são utilizadas. O processo de nebulização (*fuzzification*⁴) oferece uma maior robustez e capacidade de generalização, facilitando a modelagem de problemas complexos, com baixo custo de solução (SRINIVASAN *et al.*, 1994).

⁴ Mapeamento de números abruptos de entrada em conjuntos nebulosos.

As incertezas no diagnóstico de faltas surgem uma vez que as premissas (causas) das regras devem ser inferidas utilizando informações das partes relativas às conclusões (efeitos), em situações onde podem ocorrer imperfeições no funcionamento dos dispositivos de proteção. Portanto, o problema de diagnóstico de faltas é um processo de raciocínio indutivo por natureza, onde os dispositivos de proteção podem apresentar uma performance indesejada (PARK *et al.*, 1999).

Segundo MONSEF *et al.* (1997) parte das regras utilizada durante o diagnóstico não é abrupta (*crisp*⁵), isto é, geralmente as decisões são baseadas no senso comum, sendo perfeitamente possível utilizar variáveis nebulosas.

Desde 1984 vem crescendo significativamente o uso de lógica nebulosa em sistemas de potência, seja nas áreas de controle, planejamento e operação. Este súbito interesse surge devido ao pouco esforço computacional envolvido e à simplicidade de implementação. Outro aspecto atrativo é o fato destes sistemas serem bastante robustos em aplicações envolvendo informações imprecisas e vagas, além de aplicações envolvendo objetivos conflitantes (SRINIVASAN *et al.*, 1995). Algumas características e requisitos comuns à escolha da lógica nebulosa são:

- Disponibilidade de regras heurísticas (necessidade da ajuda de especialistas humanos);
- Inexistência de expressão em forma matemática como método de solução.
- A modelagem matemática do problema requer várias simplificações, resultando em um modelo pouco preciso;
- O problema envolve restrições vagas e/ou múltiplos objetivos conflitantes.
- A complexidade do problema torna a solução computacional bastante pesada, caso técnicas convencionais sejam utilizadas;
- Flexibilidade – as funções de pertinência utilizadas para representar a performance de relés e disjuntores podem ser alteradas dinamicamente de acordo com as condições de falta, condições do tempo e disponibilidade de dados estatísticos (CHANG *et al.*, 1997; JÄRVENTAUSTA *et al.*, 1994);
- Capacidade de supressão de ruídos – não é sensível a sinais inesperados, tais como falha ou operação indevida de relés, erros na transmissão de dados, entre outros (CHANG *et al.*, 1997);
- Geralmente, o processo de inferência utiliza um pequeno número de regras nebulosas (CHANG *et al.*, 1997) e a ordem de disparo das mesmas não influi

⁵ São conjuntos nebulosos onde a função de pertinência assume somente os valores 0 ou 1.

no resultado, o que torna fácil adicionar novas regras na base de conhecimento (JÄRVENTAUSTA *et al.*, 1994).

3.4.1 ALGUMAS APLICAÇÕES DE LÓGICA NEBULOSA EM DIAGNÓSTICO DE FALTAS

CHANG *et al.* (1997) desenvolveram um sistema nebuloso, com base nos estados de relés e disjuntores, e na topologia da rede. Informações estatísticas sobre o desempenho do sistema de proteção e regras heurísticas também são utilizadas. A ferramenta de diagnóstico é ativada logo após a abertura do primeiro disjuntor, pois é esperado que todos os dispositivos de proteção correspondentes já tenham operado.

A heurística envolvida nas tarefas dos operadores e registros históricos de faltas, também proporcionou a PARK *et al.* (1999) a possibilidade de definirem as funções de pertinência a serem utilizadas. Em linhas gerais, os mesmos consideram que a possibilidade do relé ou disjuntor operar corretamente é maior que a possibilidade do disjuntor não operar. Por sua vez, esta é maior que a possibilidade do relé não operar, a qual é maior que a possibilidade do relé operar indevidamente.

Um método bastante similar àquele apresentado por PARK *et al.* (1999) foi desenvolvido por LEE *et al.* (2000). Este acrescenta informações sobre os tipos de relés de proteção utilizados, ou seja: relés de sobrecorrente, diferencial para proteção de barras e transformadores, bloqueio, Buchholz, válvula de alívio de pressão e relé de pressão súbita.

INSFRÁN *et al.* (1999) utilizaram o EMTP (*Electromagnetic Transient Program*) para simular condições de falta monofásica, bifásica (com e sem envolvimento da terra) e trifásica de modo a obterem a média e desvio padrão para cada uma destas condições. A determinação de tais parâmetros favoreceu a utilização de uma Gaussiana como função de pertinência. Para cada tipo de falta são realizadas simulações em 6 barras distintas considerando dois níveis de carga (média e pesada) e oito instantes de ocorrência de falta em relação à tensão de referência (0° , 45° , 90° , 135° , 180° , 225° , 270° e 315°). O método não responde bem aos casos de faltas bastante distantes dos pontos de medição, uma vez que as distorções nos valores de tensão e corrente diminuem a importância.

3.5 Sistemas especialistas

Sistemas especialistas são programas de computador que armazenam o conhecimento de especialistas em um determinado domínio e o utilizam, combinado a métodos de inferência, para resolver problemas que são suficientemente complexos e/ou

de difícil modelagem por meio de métodos analíticos convencionais (FEIGENBAUM, 1982).

A forma mais comum de armazenar o conhecimento heurístico é a das regras de produção. Neste caso, o conhecimento extraído dos especialistas dá origem a uma base de conhecimentos representada na forma: se (condição)... então (conclusão/ação). Outra alternativa é a dos sistemas baseados em casos, que “trabalham” com casos ocorridos, de forma similar ao que acontece com uma pessoa, que vai adquirindo experiência no decorrer dos anos e que relembra ocorrências passadas para resolver novos problemas (LEFÉVRE, 1996).

Segundo RODRIGUEZ *et al.* (1996) o sistema especialista é uma das técnicas de solução para o diagnóstico de faltas mais escolhida pelos pesquisadores, desde que WOLLENBERG (1986) sugeriu a sua utilização no tratamento de alarmes. Embora muito requisitado pelos pesquisadores, poucas pesquisas foram totalmente desenvolvidas e aplicadas em sistemas reais. Entre os trabalhos implementados em campo, RODRIGUEZ *et al.*, destacam o LAIDA, desenvolvido para a empresa de energia espanhola Iberdrola, em operação desde 1989.

O uso de sistemas especialistas no diagnóstico de faltas é praticamente inevitável, uma vez que o operador necessita de resultados diretos na forma simbólica, fáceis de serem analisados (CHIGANER *et al.*, 2000). Conseqüentemente, embora sejam utilizados outros métodos de inteligência artificial na solução do problema, faz-se necessário o sistema especialista na identificação de equipamentos e alarmes envolvidos (sintomas), associando-os com as prováveis explicações (causas). Em um sistema mais completo, pode-se através de um conjunto de regras, sugerir ações corretivas a serem adotadas.

O programa SPARSE, desenvolvido para os centros de controle de subestações de transmissão de Portugal, utiliza o raciocínio temporal e opera com base em informações adquiridas a partir do SCADA. Quando a ocorrência de um incidente for detectada, o SPARSE é suprido de mensagens (alarmes e mudança de estado de disjuntores) desde dois minutos antes do incidente até que uma informação sobre o fim da perturbação seja recebida (VALE & RAMOS, 1995).

Na opinião de MALHEIRO *et al.* (1999) a utilização eficiente dos mecanismos de explicação torna as aplicações dos sistemas especialistas em sistemas de potência muito mais promissoras e eficientes. Segundo os mesmos, a utilização deste mecanismo deve considerar as restrições de tempo impostas por aplicações em tempo real. De modo a sobrepor estas restrições e evitar que o sistema especialista seja sobrecarregado por questionamentos realizados por usuários durante a ocorrência do incidente, deve-se utilizar o modelo Cliente-Servidor. Este modelo é uma forma de implementação de uma

arquitetura distribuída, onde o processo da aplicação (cliente) é separado da sua apresentação (controlada pelo servidor). Assim, um terminal de vídeo pode apresentar dados e fornecer entradas para diversas aplicações simultaneamente, mesmo que situadas em outros nós da rede. Analogamente, uma aplicação pode controlar ao mesmo tempo diversas janelas locais ou remotas.

As características que combinam ou não com aplicações de sistemas especialistas podem ser visualizadas na Tabela 3.1 (LEFÉVRE, 1996).

TABELA 3.1 – Aspectos teóricos e práticos associados à utilização de sistemas especialistas.

Características que combinam com sistemas especialistas	Características que não combinam com sistemas especialistas
<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de diagnóstico; • Problemas sem teoria estabelecida; • Existência de conhecimento especializado; • Especialistas são raros; • Interesse em reter base de conhecimento; • Velocidade de análise é importante. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de cálculos; • Problemas com algoritmos bem definidos ou fórmulas mágicas; • Problemas pouco conhecidos; • Especialistas humanos baratos e disponíveis em quantidade.

Os sistemas especialistas geralmente apresentam uma arquitetura constituída por três módulos principais: uma base de conhecimento, um motor de inferência e uma interface com o usuário.

O conhecimento sobre o domínio é representado na base de conhecimento do sistema especialista, o qual é formado pela base de regras e pelos fatos armazenados na memória de trabalho. Por outro lado, o motor de inferência é o mecanismo de controle do sistema que avalia e aplica as regras conforme as informações contidas na memória de trabalho. A arquitetura típica de um sistema especialista pode ser vista na Figura 3.5 (BITTENCOURT, 1998).

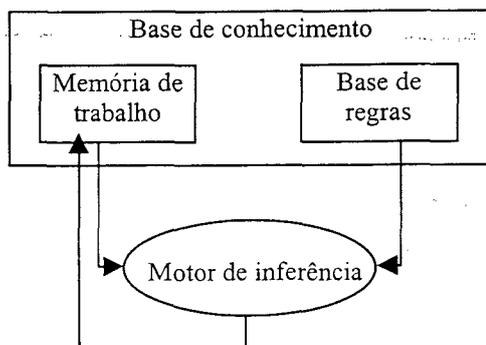


FIGURA 3.5 – Arquitetura de um sistema especialista.

3.5.1 APLICAÇÃO AO DIAGNÓSTICO DE FALTAS

No caso do diagnóstico de faltas, os sistemas especialistas representam uma alternativa válida, mas dependendo de como o problema for formulado, poderá apresentar problemas relativos a mudanças na topologia da rede, o que implica na formulação de um grande número de regras, consumindo muito tempo durante a fase de implementação. De modo a facilitar a manutenção das regras, sugere-se que a base de regras seja estruturada em módulos. Outros problemas com relação a esta técnica são a dificuldade de se lidar com dados ruidosos, e a necessidade de grande disponibilidade de um especialista humano.

Considere, por exemplo, a proteção diferencial de barra, que tem por finalidade desligar todos os disjuntores conectados à barra. Neste caso, uma regra que corresponda a esta situação pode ser escrita como:

SE a proteção diferencial da barra (87) operou, **E** todos os disjuntores conectados à barra abriram, **ENTÃO** ocorreu uma falta na barra.

Considerando a possibilidade de falha de um ou mais disjuntores, a regra poderia ser escrita como:

SE a proteção principal da barra (87) operou, **E** nem todos os disjuntores conectados à barra abriram, **E** a proteção de falha de disjuntor operou, **E** operou a proteção de retaguarda remota (linha ou transformador adjacente à barra), **ENTÃO** ocorreu uma falta na barra.

Logo, as regras podem ser elaboradas com base na simulação da coordenação dos relés de proteção, considerando suas zonas de atuação e tempos de operação (KIMURA *et al.*, 1992). Valores analógicos de corrente e tensão também podem ser utilizados.

3.5.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS SISTEMAS ESPECIALISTAS RELATIVAS AO PROBLEMA ABORDADO

3.5.2.1 *Vantagens*

Entre as principais vantagens em se implementar um sistema especialista destaca-se:

- A redução de sobrecarga do operador, por excesso de alarmes, informações e restrições;
- Prevenção de erros humanos;
- Retenção do conhecimento da operação;
- Mais segurança e agilidade nas decisões operativas;
- Maior facilidade de aceitação da ferramenta pelos usuários, já que a mesma pode explicar a forma através da qual chegou a sua conclusão e funciona de forma semelhante ao raciocínio humano.

3.5.2.2 *Desvantagens*

Apesar dos sistemas especialistas constituírem uma solução válida, alguns fatores limitam a sua eficiência, sendo o principal a dificuldade, em algumas aplicações, de se adquirir, representar e validar o conhecimento de forma simples e completa.

- Na etapa de aquisição de conhecimento há necessidade de disponibilidade de um especialista humano com interesse em colaborar e que tenha facilidade de comunicação com o engenheiro de conhecimento, que desenvolverá o sistema especialista;
- Os sistemas especialistas não são capazes de generalizar, ou seja, limitam-se a responder de acordo com as informações contidas em sua base de conhecimento, sendo incapazes de tirar conclusões sobre algo que não esteja contido na mesma (MADAN & BOLLINGER, 1997);
- Ocorrência de faltas graves são raras, uma vez que os sistemas de energia são bastante confiáveis. Logo, nem mesmo um engenheiro experiente detém conhecimento sobre todos os tipos de faltas possíveis, sendo portanto difícil validar a base de conhecimento (TEO, 1995);
- Sistemas especialistas não devem conter informações completas (esgotamento de todas as possibilidades). Portanto, os projetistas são incapazes de prever sua eficiência em situações não testadas (MADAN & BOLLINGER, 1997);
- Não apresentam bom desempenho quando a força bruta de busca não puder ser substituída por entendimento (MADAN & BOLLINGER, 1997).

3.6 Redes neurais

As redes neurais artificiais consistem em um modo de se abordar a solução de problemas que envolvam inteligência artificial, onde se procura construir um computador que tenha circuitos (ou algoritmos) com inspirações nos processos e estruturas cerebrais.

e espera-se ver um comportamento inteligente emergindo, aprendendo novas tarefas, errando, fazendo generalizações e descobertas, e freqüentemente ultrapassando o seu professor (BARRETO, 1997).

Pode-se dizer que as redes neurais constituem uma forma de aproximação universal de funções, que apresenta um desempenho satisfatório durante a interpretação e classificação de padrões complexos. Estas são também bastante versáteis e podem aprender continuamente, além de apresentarem capacidade de generalização e alto desempenho computacional, devido ao seu forte paralelismo (BUTLER *et al.*, 1997; SKAPURA, 1996; FAUSETT, 1994).

As redes neurais diferem bastante das técnicas de IA que dependem do conhecimento prévio das regras que governam o fenômeno, pois são adaptáveis e inferem soluções a partir dos exemplos utilizados durante o treinamento. O fato de estas serem não lineares permite que elas capturem interações complexas entre as variáveis, como ocorre normalmente no mundo real (LEFÉVRE, 1996).

No caso do diagnóstico de faltas, o problema é formulado como um reconhecimento de padrões, onde diferentes combinações de estados de relés e disjuntores são identificadas (YANG *et al.*, 1994).

Enquanto a eficiência computacional e a precisão constituem os principais índices para avaliar o desempenho de métodos analíticos convencionais, para as redes neurais são esperadas outras aptidões (Figura 3.6), ou seja, auto-organização, adaptabilidade, extração de características, entre outras (MORI, 1996).

Por fim, as redes neurais são compostas por camadas de nós (neurônios ou unidades), geralmente definidos como nós da entrada (nós passivos), nós ocultos e nós de saída (nós ativos), como apresentado em 4.2.4.

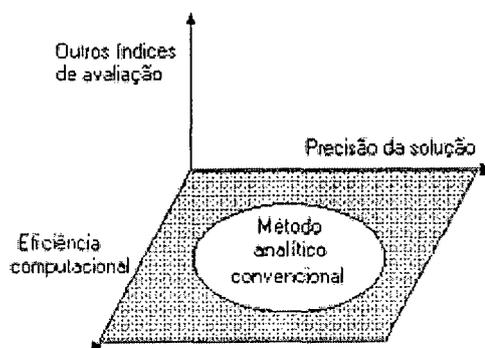


FIGURA 3.6 – Expectativa das redes neurais.

3.6.1 APLICAÇÕES DE REDES NEURAI EM DIAGNÓSTICO DE FALTAS

KIM & PARK (1993) optaram por utilizar as redes hierárquicas, uma vez que estas constituem uma alternativa para se reduzir a dimensão da rede neural. Para cada linha de transmissão, transformadores e barras, foi desenvolvida uma rede neural denominada de "classe 1". Um nível mais alto de redes neurais ("classe 2") é responsável por combinar as redes que constituem a classe 1, para uma determinada região. Uma outra classe de redes ("classe 3") é utilizada para controlar as seções que interligam os subsistemas (linhas de transmissão). Caso as redes pertencentes à classe 1 resultem em um diagnóstico, as etapas a serem realizadas pelas redes pertencentes às demais classes não serão efetuadas. Isto pois as redes pertencentes à classe 2 são alimentadas com informações sobre a possibilidade da falta ser externa às seções analisadas.

A aplicação de redes neurais hierárquicas, treinadas pelo algoritmo de retropropagação, também foi proposta por YANG *et al.* (1994). O sistema aparentemente complexo é formado por três níveis hierárquicos de redes, sendo o primeiro subdividido em seis módulos, os quais representam classes como: falta simples ou múltipla sem falha de dispositivo de proteção; falta simples envolvendo uma falha de relé; falta simples com uma falha de disjuntor; falta simples com falha em mais de um relé ou disjuntor; falta múltipla com falha em um relé ou disjuntor; e falta múltipla com falha em mais de um relé ou disjuntor. Cada um destes módulos é alimentado com os estados de relés e disjuntores (sintomas). A saída da rede corresponde à seção em falta, representada por código binário. A organização da segunda camada de redes é semelhante à primeira, exceto que as mesmas são alimentadas com o código da seção em falta, sendo a saída o sintoma padrão para uma falta naquela seção. O último conjunto de redes é organizado de modo a relacionar as seções em falta com os dispositivos de proteção primária, isto se não houver falha de relés ou disjuntores. Caso esta condição não seja verificada, estas redes associam a seção em falta com os padrões que correspondam à falha de relé ou disjuntor. Portanto, durante a fase de treinamento destas últimas, o conjunto de entradas é formado pela seção em falta e seus respectivos sintomas, sendo a saída relacionada à falha de relé ou disjuntor. Após serem identificados os relés ou disjuntores que falharam, estes são associados à proteção de retaguarda local ou remota.

Na tentativa de sobrepor a lenta convergência apresentada pelo algoritmo de retropropagação, que ainda é um desafio a ser solucionado em aplicações práticas, YANG *et al.* (1995) desenvolveram um sistema de diagnóstico de faltas com atributos relativos à facilidade de implementação e processamento paralelo. A rede neural é mapeada a partir da construção de uma árvore de decisão, sendo os pesos determinados de maneira implícita durante a elaboração da árvore, tornando desnecessário o ajuste

dos mesmos por processos de aprendizagem convencionais. O objetivo do método é facilitar a programação e substituir o processo de busca utilizado na árvore de decisão, sendo esta utilizada com a finalidade de servir como um meio de construir a rede. A entrada da rede é constituída pelos estados dos dispositivos lógicos (relés, chaves e disjuntores), enquanto que o número de neurônios na camada de saída corresponde ao número total de seções passíveis à falta.

Outros módulos neurais visando classificar o tipo de falta (monofásica, trifásica, bifásica e bifase-terra) têm sido propostos na literatura, tal como o desenvolvido por KEERTHIPALA *et al.* (1997). Neste caso, as variáveis de entrada geralmente estão associadas à seqüência de valores (curvas) de corrente e tensão de fase e de seqüência, obtidas via simulações. No caso específico, diversas simulações considerando-se condições normais de operação e de falta foram realizadas no EMTP. O modelo proposto é capaz de diferenciar faltas ou sobrecarga das condições normais de carregamento.

A metodologia proposta por RODRIGUES *et al.* (1999) e COUTTO *et al.* (1999) consiste em utilizar uma rede perceptron de múltiplas camadas (MLP), com uma única camada escondida e função de ativação sigmoïdal. O método propõe uma estratégia local para reduzir o número de neurônios na camada de entrada e considerar mudanças na topologia do sistema, explorando o fato de que é possível identificar os componentes em falta, baseando-se nos alarmes (operação de disjuntores, proteção contra falha de disjuntor, proteção principal e de retaguarda) provenientes de uma determinada área. Para tal, são utilizadas várias redes, cada qual responsável por detectar faltas envolvendo um número limitado de componentes pertencentes a uma região predefinida do sistema. Informações adicionais sobre a operação de relés e disjuntores em áreas externas, também são utilizadas. Somente duas entradas de cada área externa são consideradas, de modo a sinalizarem a operação de qualquer relé ou disjuntor externo à área monitorada. O conjunto de treinamento é constituído por exemplares que representam diversos padrões de alarmes, incluindo situações em que o sistema de proteção não atuou corretamente. Tais padrões podem ser extraídos a partir de dados históricos sobre a operação do sistema, obtidos com o auxílio de especialistas humanos, ou via simulação. Para um sistema com 7 barras, subdividido em três áreas, foram necessários 170, 170 e 100 padrões de treinamento para cada área, sendo a eficiência atingida pela rede de 90%.

SOUZA *et al.* (2000) utilizaram um método similar àqueles desenvolvidos por RODRIGUES *et al.* (1999) e COUTTO *et al.* (1999), sendo que neste é detalhado o procedimento adotado para avaliar a influência de diferentes variáveis na diferenciação

entre classes. Indicadores de distância entre classes baseados na distância de Hamming⁶ são propostos como meio de análise e extração de características relevantes, tornando possível afirmar se a introdução de uma nova variável representa uma informação relevante na discriminação entre duas classes quaisquer. Resultados mostram que os diagnósticos incorretos e indeterminados ocorrem principalmente para padrões de alarme inéditos e bastante corrompidos. Tais padrões são de difícil ocorrência e estão associados à falhas múltiplas do sistema de proteção e/ou perdas de informação sobre alarmes importantes.

Um protótipo híbrido, envolvendo redes neurais e sistemas especialistas, foi desenvolvido por CHIGANER *et al.* (2000). A proposta consiste em um conjunto de redes neurais treinadas pelo algoritmo de retropropagação com finalidade de classificar e reconhecer padrões de falta. O mapeamento da falta é função dos alarmes ativados e é realizado por módulos neurais especializados em um determinado componente elétrico. Após a separação dos alarmes gerados pela falta, cada uma das 4 redes (linhas, transformadores, geradores e barras) são alimentadas pelos alarmes que dizem respeito a cada um dos 4 componentes elétricos, enquanto que a saída indica o tipo de falta sofrida pelo componente elétrico. Por outro lado, o sistema especialista permite inspecionar o equipamento de proteção e alarmes envolvidos, apresentando as prováveis razões da falta, sugestões e medidas corretivas a serem adotadas durante a restauração do sistema.

Trabalhos recentes mostram uma tendência à aplicação de redes de base radial⁷ (RBF) em problemas de diagnóstico, detecção e classificação de faltas (GIOVANINI & COURRY, 2002; LIN, *et al.*, 2001; BI *et al.*, 2000). Geralmente, o algoritmo OLS (*Orthogonal Least Square*) é utilizado para treinar a rede neural, uma vez que o mesmo seleciona os melhores exemplares para o treinamento, reduzindo a dimensão da rede. Resultados mostram um excelente desempenho destas redes, principalmente na presença de poucos exemplares, sendo a sua principal vantagem o tempo de treinamento.

Uma variação das redes RBF, as redes probabilísticas (PNN), são introduzidas ao problema por CARDOSO Jr. *et al.* (2001). Esta classe de rede neural apresenta como características: grande capacidade de memorização; aplicabilidade em problemas de classificação; facilidade de implementação, pois o treinamento ocorre em um único passo e apresenta bons resultados com poucos exemplares de treinamento, considerando as

⁶ A distância de Hamming mede o grau de superposição entre dois vetores (padrões) que possuem a mesma dimensão (KOSKO, 1992).

⁷ São redes geralmente compostas por uma única camada oculta onde cada neurônio apresenta um estímulo radial e simétrico em relação ao padrão armazenado (vetor utilizado como centro).

características peculiares do problema em questão; resulta em diferentes graus de resposta, desde a mais provável a menos provável, além de estimar o grau com que um novo padrão pertence às classes preestabelecidas.

As redes GRNN (*Generalized Regression Neural Network*), também derivadas das redes RBF, foram utilizadas por CARDOSO Jr. *et al.* (2002) para modelar o esquema de proteção dos principais componentes da rede de transmissão de energia elétrica. Os resultados mostraram-se bastante promissores, uma vez que estas apresentam características semelhantes às redes PNN, além de que estas normalizam as suas saídas pelo somatório dos valores de todas as saídas, resultando em valores contínuos entre 0 e 1.

3.6.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS REDES NEURAIS RELATIVAS AO PROBLEMA ABORDADO

3.6.2.1 *Vantagens*

- Capacidade de interpolação – as redes são capazes de produzir resultados mesmo com dados de entrada ruidosos e casos para os quais não foram treinadas, ou seja, insensibilidade ao ruído (FRISCH *et al.*, 1996; KIM & PARK, 1993; RANAWEERA, 1994);
- Não necessitam de regras explícitas para a descrição do esquema de proteção. Somente dados sobre a operação de relés e disjuntores associados a uma determinada falta são necessários (YANG *et al.*, 1994). Isto, pois o processo de aprendizagem da maioria das redes se dá através de exemplos;
- Podem aprender automaticamente novos cenários de falta, bastando adicionar-se novos dados ao conjunto de treinamento (YANG *et al.*, 1994);
- Rapidez - o seu paralelismo intrínseco permite aumentar a velocidade de resposta (RODRÍGUEZ *et al.*, 1996);
- Fácil implementação - uma vez que a mesma utiliza exemplos durante o treinamento (RODRÍGUEZ *et al.*, 1996).

3.6.2.2 *Desvantagens*

- Padrões de treinamento dependem dos estados de relés e disjuntores, o que pode implicar em um aumento no número de conexões da rede neural, dificultando a sua aplicação em sistemas reais de grande porte. Para COUTTO *et al.* (1999) e MORI (1996) uma única rede para todo o sistema considera uma topologia fixa, e necessita ser re-treinada após cada mudança

topológica, tornando-se inviável. Para contornar este problema KIM & PARK (1993) sugerem que a estrutura da rede coincida com as características do sistema de potência, criando-se modelos específicos para linhas, transformadores e barras. YANG *et al.* (1995) compartilham a idéia de dividir o sistema elétrico em subsistemas, separados por disjuntores e interligados por linhas de transmissão. Com isto, as dimensões da rede seriam menores e após ser treinada, a mesma não necessitaria ser atualizada, caso ocorram mudanças na configuração do sistema;

- Informações de estados de relés e disjuntores – SUN *et al.* (1998) consideram estas informações como sendo insuficientes, pois caso ocorra uma falta na linha de transmissão, os disjuntores e relés associados a esta linha podem falhar, operar incorretamente ou apresentar um desempenho anormal, prejudicando o diagnóstico final. Portanto, os mesmos sugerem que o sistema seja considerado como um todo, ou seja: linha de transmissão, disjuntores, relés, dispositivos de religamento e a seqüência de tempo em que cada evento ocorre;
- Dificuldade em se garantir um resultado confiável – pois é difícil especificar um conjunto de amostras (padrões de treinamento) significativas (WEN & CHANG, 1997b);
- Sistemas de potência de grande porte requerem uma rede neural de grande escala, sendo difícil determinar os pesos ótimos em termos de precisão e esforço computacional (MORI, 1996), além de resultar em uma lenta convergência da rede durante o processo de treinamento (RODRÍGUEZ *et al.*, 1996). Portanto, a obtenção de modelos mais aceitáveis força uma redução na dimensão da rede (MORI, 1996);
- Necessidade de se determinar o tamanho da rede, ou seja, o número de neurônios e camadas da rede;
- Dados históricos contendo informações sobre faltas seriam o ideal para se treinar a rede, mas isto em uma aplicação real nem sempre está disponível, uma vez que as faltas ocorrem de maneira aleatória e não são tão freqüentes (RODRÍGUEZ *et al.*, 1996);
- Falta de critérios que determinem a quantidade de dados necessários ao aprendizado da rede. Poucos dados implicam em modelos inadequados, enquanto que muitos dados resultam em um treinamento bastante demorado (MORI, 1996) e, por vezes, perda da capacidade de generalização (fenômeno conhecido como sobre-treinamento);

- O algoritmo de retropropagação não é muito aceito, pois requer muitas iterações, sendo importante a utilização de algoritmo de aprendizado com boas características de convergência (MORI, 1996);
- As redes não conseguem resolver eficientemente problemas em que a informação proveniente da seqüência de eventos compõe parte essencial para o diagnóstico. Neste caso, SILVA *et al.* (1996) sugerem a utilização de um sistema híbrido, uma vez que os sistemas especialistas são mais indicados para lidar com tais informações.

3.6.3 ARQUITETURAS NEURAIS UTILIZADAS NA COMPOSIÇÃO DOS MODELOS

3.6.3.1 Redes MLP

As redes MLP, com algoritmo de treinamento por retropropagação, constituem a arquitetura de redes neurais mais utilizada, uma vez que estas são capazes de aproximar qualquer função não linear, com maior ou menor precisão, dependendo do número de neurônios.

Geralmente, o neurônio (i) (Fig. 3.7) de uma determinada camada (k) recebe informações de entrada, multiplica-as por cada um dos pesos correspondentes às conexões que receberam os dados, efetua o somatório (Σ) destes produtos e processa esta somatória através de uma função de transferência (f), produzindo um resultado ($a^k(i)$). Geralmente é utilizado um valor auxiliar b (*bias*) para representar uma polarização, valor abaixo do qual a saída é nula.

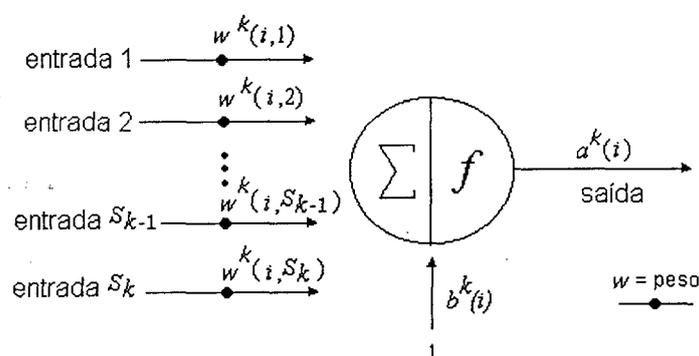


FIGURA 3.7 – Neurônio elementar.

A arquitetura de uma rede MLP pode ser vista na Figura 3.8, onde o número de entradas (R) corresponde ao número de variáveis utilizadas. A informação é recebida por estas entradas, que por sua vez a encaminham aos neurônios, que constituem a camada

oculta, que assim como os neurônios da camada de saída recebem a informação, realizam processos de multiplicação e acumulação, e por meio de uma função de transferência produzem resultados. Estes são comparados com os valores esperados, encontrando-se as diferenças que constituem um vetor de erros. As derivadas deste vetor em função dos respectivos pesos são determinadas, sendo transferidas, no sentido inverso, voltando aos neurônios da camada oculta (processo de retropropagação). Nestes neurônios calcula-se a somatória das derivadas dos erros, definindo-se sua participação no erro de saída. Mediante algum procedimento matemático, como o método dos mínimos quadráticos, os neurônios modificam os pesos de suas conexões, diminuindo o erro apresentado pela rede. O processo repete-se ciclicamente, até que os neurônios da camada de saída apresentem um erro inferior ao estipulado.

3.6.3.1.1 Formulação do algoritmo retropropagação (HAGAN & MENHAJ, 1994)

Considere a rede MLP com 3 camadas da Figura 3.8. A entrada da unidade i pertencente a camada $k+1$ é

$$n^{k+1}(i) = \sum_{j=1}^{S_k} w^{k+1}(i, j) a^k(j) + b^{k+1}(i) \quad (3.7)$$

Considerando que:

S_k = número de entradas para a camada k ;

w^{k+1} = peso da conexão entre a i -ésima unidade e a j -ésima entrada para a camada $k+1$;

a^k = j -ésima saída da camada k ;

b^k = bias da unidade i pertencente a camada $k+1$;

Considerando que a saída da unidade i é:

$$a^{k+1}(i) = f^{k+1}(n^{k+1}(i)) \quad (3.8)$$

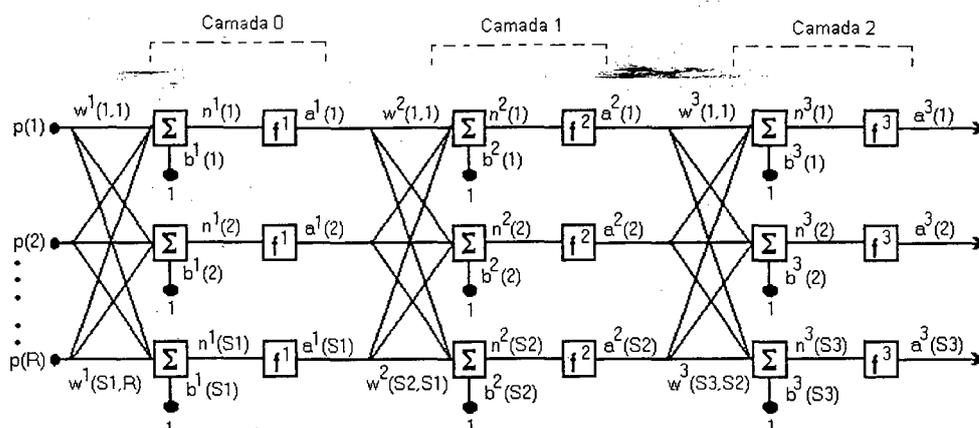


FIGURA 3.8 – Rede MLP para derivação das fórmulas.

O sistema de equações para uma rede com M camadas pode ser escrito na forma matricial, tal como as equações (3.9) e (3.10):

$$\underline{a}^0 = \underline{p} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} \underline{a}^{k+1} &= f^{k+1}(\mathbf{W}^{k+1} \underline{a}^k + \underline{b}^{k+1}) \\ k &= 0, 1, \dots, M-1 \end{aligned} \quad (3.10)$$

A finalidade da rede é aprender associações entre um conjunto especificado de entradas (p) e saídas (t), ou seja, $\{(\underline{p}_1, \underline{t}_1), (\underline{p}_2, \underline{t}_2), \dots, (\underline{p}_Q, \underline{t}_Q)\}$, onde Q é o número total de padrões.

Neste caso, a função de custo a ser minimizada é uma função de erro ou energia, definida pela soma dos erros quadráticos, representada pela equação (3.11).

$$V = \frac{1}{2} \sum_{q=1}^Q (\underline{t}_q - \underline{a}_q^M)^T (\underline{t}_q - \underline{a}_q^M) = \frac{1}{2} \sum_{q=1}^Q \underline{e}_q^T \underline{e}_q \quad (3.11)$$

onde \underline{a}_q^M é a saída da rede para a q -ésima entrada, \underline{p}_q , e $\underline{e}_q = (\underline{t}_q - \underline{a}_q^M)$ é o erro para a q -ésima entrada. Embora o erro total V seja definido pela soma dos erros dos nodos de saída para todos os padrões, será considerado, sem perda de generalidade, que a minimização do erro individualmente para cada padrão levará à minimização do erro total. Logo o erro passa a ser definido pela equação (3.12):

$$\hat{V} = \frac{1}{2} \underline{e}_q^T \underline{e}_q \quad (3.12)$$

O algoritmo aproximado do gradiente descendente é então, dado por:

$$\Delta w^k(i, j) = -\alpha \frac{\partial \hat{V}}{\partial w^k(i, j)} \quad (3.13)$$

$$\Delta b^k(i) = -\alpha \frac{\partial \hat{V}}{\partial b^k(i)} \quad (3.14)$$

onde α é a taxa de aprendizado. Definindo-se:

$$\delta^k(i) \equiv -\alpha \frac{\partial \hat{V}}{\partial n^k(i)} \quad (3.15)$$

como sendo o erro da unidade i pertencente a camada k e utilizando as equações (3.7), (3.12), e (3.15), chega-se a:

$$\frac{\partial \hat{V}}{\partial w^k(i, j)} = \frac{\partial \hat{V}}{\partial n^k(i)} \frac{\partial n^k(i)}{\partial w^k(i, j)} = \delta^k(i) a^{k-1}(j) \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial \hat{V}}{\partial b^k(i)} = \frac{\partial \hat{V}}{\partial n^k(i)} \frac{\partial n^k(i)}{\partial b^k(i)} = \delta^k(i) \quad (3.17)$$

Os erros satisfazem a seguinte relação recorrente:

$$\underline{\delta}^k = \dot{\mathbf{F}}^k(\underline{n}^k) \mathbf{W}^{k+1T} \underline{\delta}^{k+1} \quad (3.18)$$

onde

$$\dot{\mathbf{F}}^k(\underline{n}^k) = \begin{bmatrix} \dot{f}^k(n^k(1)) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dot{f}^k(n^k(2)) & \dots & 0 \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ 0 & 0 & \dots & \dot{f}^k(n^k(Sk)) \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

e

$$\dot{f}^k(n) = \frac{df^k(n)}{dn} \quad (3.20)$$

A relação recorrente tem início na última camada

$$\underline{\delta}^M = -\dot{\mathbf{F}}^M(\underline{n}^M)(t_q - \underline{a}_q) \quad (3.21)$$

Por fim, o algoritmo de aprendizagem procede da seguinte maneira:

- Propagar a entrada para frente utilizando as equações (3.9) e (3.10);
- Propagar as sensibilidades para trás utilizando as equações (3.21) e (3.18)
- Atualizar os pesos e *biases* utilizando as equações (3.13), (3.14), (3.16) e (3.17).

O algoritmo de treinamento por retropropagação é um tanto lento para várias aplicações, e seu desempenho piora sensivelmente para problemas maiores e mais complexos. Geralmente, mesmo para problemas relativamente simples, o algoritmo requer que todos os padrões de treinamento sejam apresentados centenas ou até milhares de vezes. Isto limita a aplicação prática deste algoritmo, permitindo apenas o treinamento de pequenas redes. Desde sua criação, várias alterações do algoritmo retropropagação têm sido propostas visando tanto a acelerar seu tempo de treinamento como melhorar seu desempenho em classificar padrões (BRAGA *et al.*, 2000). Destas variações será utilizada a versão Levenberg-Marquardt (HAGAN & MENHAJ, 1994).

O algoritmo Levenberg-Marquardt é uma aproximação ao método de Newton. Particularmente, o método funciona como o gradiente descendente no início e vai com o passar do processo iterativo se assemelhando ao método de Newton. Esta transição

entre os dois métodos explora o fato do método de Newton ser mais preciso próximo ao erro mínimo. Suponha que a função $V(\underline{x})$ deva ser minimizada com relação aos parâmetros do vetor \underline{x} , logo o método de Newton será:

$$\Delta \underline{x} = -[\nabla^2 V(\underline{x})]^{-1} \nabla V(\underline{x}) \quad (3.22)$$

onde $\nabla^2 V(\underline{x})$ é a matriz Hessiana e $\nabla V(\underline{x})$ é o gradiente. Considerando que $\nabla V(\underline{x})$ é a soma dos erros quadráticos

$$V(\underline{x}) = \sum_{i=1}^N e_i^2(\underline{x}) \quad (3.23)$$

então

$$\nabla V(\underline{x}) = \mathbf{J}^T(\underline{x}) \underline{e}(\underline{x}) \quad (3.24)$$

$$\nabla^2 V(\underline{x}) = \mathbf{J}^T(\underline{x}) \mathbf{J}(\underline{x}) + \mathbf{S}(\underline{x}) \quad (3.25)$$

onde $\mathbf{J}(\underline{x})$ é a matriz Jacobiana

$$\mathbf{J}(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial e_1(\underline{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial e_1(\underline{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial e_1(\underline{x})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial e_2(\underline{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial e_2(\underline{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial e_2(\underline{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial e_N(\underline{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial e_N(\underline{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial e_N(\underline{x})}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

e

$$\mathbf{S}(\underline{x}) = \sum_{i=1}^N e_i(\underline{x}) \nabla^2 e_i(\underline{x}) \quad (3.27)$$

Para o método de Newton é suposto que $\mathbf{S}(\underline{x}) \approx 0$, e a equação (3.22) pode ser escrita como

$$\Delta \underline{x} = [\mathbf{J}^T(\underline{x}) \mathbf{J}(\underline{x})]^{-1} \mathbf{J}^T(\underline{x}) \underline{e}(\underline{x}) \quad (3.28)$$

A modificação do método de Levenberg-Marquardt sobre o de Newton é

$$\Delta \underline{x} = [\mathbf{J}^T(\underline{x}) \mathbf{J}(\underline{x}) + \mu \mathbf{I}]^{-1} \mathbf{J}^T(\underline{x}) \underline{e}(\underline{x}) \quad (3.29)$$

O parâmetro μ é multiplicado por algum fator (β) sempre que um passo resultar em um aumento de $V(\underline{x})$, caso contrário μ é dividido por β . Quando o valor atribuído a μ

for muito alto, o método apresenta comportamento semelhante ao gradiente descendente (com passo $1/\mu$), enquanto que com um μ muito baixo, o método se assemelha ao de Newton.

É fácil notar que o erro do mapeamento dado pela equação (3.11) é equivalente àquele apresentado pela equação (3.23), onde $\underline{x} = [w^1(1,1)w^1(1,2)\dots w^1(S1,R)b^1(1)\dots b^1(S1)w^2(1,1)\dots b^2(SM)]^T$, e $N = Q \times SM$. O algoritmo da retropropagação realiza cálculos com a equação 4.24.

$$\frac{\partial \hat{V}}{\partial w^k(i,j)} = \frac{\partial \sum_{m=1}^{SM} e_q^2(m)}{\partial w^k(i,j)} \quad (3.30)$$

No entanto, para determinar os elementos da matriz Jacobiana, é necessário utilizar a equação 3.31.

$$\frac{\partial e_q(m)}{\partial w^k(i,j)} \quad (3.31)$$

Estes termos podem ser calculados utilizando o algoritmo de retropropagação exposto anteriormente, com uma modificação na última camada,

$$\Delta^M = -\dot{\mathbf{F}}^M(\underline{n}^M) \quad (3.32)$$

Cada coluna da matriz apresentada em (3.32) corresponde ao vetor erro a ser propagado para trás através da rede, de modo a produzir uma linha da Jacobiana.

O algoritmo segue os seguintes passos:

1. Apresente as entradas à rede e calcule as saídas correspondentes (utilizando (3.9) e (3.10)), e os erros $\underline{e}_q = (\underline{t}_q - \underline{a}_q^M)$. Calcule a soma dos erros quadráticos para todas as entradas ($V(\underline{x})$).
2. Calcule a matriz Jacobiana utilizando (3.32), (3.18), (3.16), (3.17), e (3.26).
3. Resolva (3.29) para obter $\Delta \underline{x}$.
4. Recalcule a soma dos erros quadráticos utilizando $\underline{x} + \Delta \underline{x}$. Se a soma for menor que a calculada no passo 1, então divida μ por β , atualize $\underline{x} = \underline{x} + \Delta \underline{x}$, e vá para o passo 1. Se a soma dos quadrados dos erros não for reduzida, então multiplique μ por β e vá para o passo 3.
5. O algoritmo converge quando a norma do gradiente (3.24) for menor que um determinado valor, ou quando a soma dos quadrados dos erros for menor que um valor de erro admissível (meta).

3.6.3.2 Redes GRNN (Generalized Regression Neural Network)

A rede GRNN (SPECHT, 1991) é uma variação da rede de base radial que apresenta grande capacidade de generalização e é utilizada principalmente para aproximar funções. O funcionamento desta rede é bastante similar ao da rede PNN (*Probabilistic Neural Network*, SPECHT, 1988), sendo que esta última determina limites de decisão entre padrões ou categorias, enquanto que a GRNN resulta em valores contínuos.

A rede GRNN é uma rede direta que, a partir de um vetor de entrada \underline{p} calcula um vetor de saída $\hat{\underline{y}}$. Sua arquitetura pode ser vista na Figura 3.9.

De modo a facilitar a compreensão de seu funcionamento, as conexões entre as camadas padrão e soma que apresentam pesos iguais a zero foram omitidas. Um peso de valor zero é utilizado quando não há conexão entre estas unidades, enquanto que um peso de valor $w \neq 0$ representa um elo de ligação entre as mesmas.

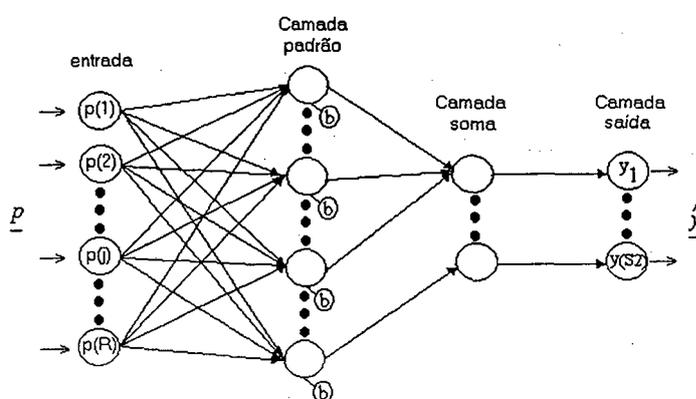


FIGURA 3.9 – Arquitetura da rede GRNN.

As unidades de entrada têm como função distribuir as variáveis \underline{p} a todos os neurônios que compõem a camada padrão, onde:

\underline{p} - o vetor que contém todas as variáveis de entrada

R - corresponde ao número de variáveis de entrada.

Cada neurônio pertencente à camada padrão corresponde a um exemplar (ou um centro de agrupamento). O número de neurônios que compõem esta camada corresponde ao número de exemplares utilizados no aprendizado. Após o aprendizado, quando um novo vetor é apresentado a rede, é calculada a distância entre este e os exemplares previamente definidos e armazenados. Geralmente é utilizada a distância euclidiana na realização destes cálculos. O valor quadrático ou absoluto destas

diferenças é somado e multiplicado pelo *bias*, sendo então enviados a uma função de ativação não-linear. Os valores de saída destas unidades diminuem gradualmente na medida em que a distância entre o vetor de entrada e o vetor que representa o padrão armazenado (centro do agrupamento) aumenta.

Normalmente, utiliza-se uma exponencial como função de ativação. As unidades pertencentes à camada padrão podem ser visualizadas na Figura 3.10. O valor 0.8326 é obtido pela raiz quadrada do logaritmo neperiano de 0.5, portanto, se a distância euclidiana for igual ao espalhamento (*spread*), a resposta do neurônio será 0.5.

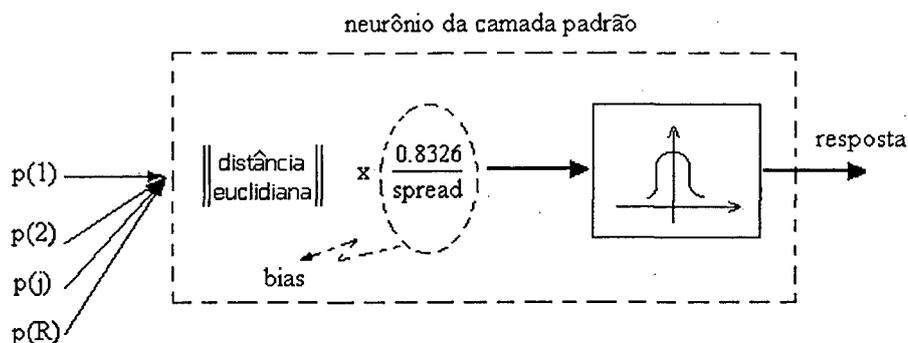


FIGURA 3.10 – Funcionamento interno de uma das unidades padrão.

O ajuste do parâmetro *spread* é realizado de maneira heurística, sendo este geralmente um valor entre a mínima e máxima distância entre os vetores que correspondem aos padrões armazenados. Caso o parâmetro *spread* seja muito grande, várias unidades poderão ser excitadas quando uma entrada for apresentada à rede. Neste caso a rede apresenta uma capacidade de generalização demasiada. Por outro lado, um valor de ajuste muito pequeno implica em uma excitação única e exclusiva da unidade que possui o exemplar mais próximo ao vetor apresentado à rede, sendo esta incapaz de generalizar.

A performance da rede é principalmente influenciada pelo parâmetro de ajuste do *bias* (*spread*) e pelos padrões armazenados.

A saída das unidades pertencentes à camada padrão é enviada à camada de soma. O número de unidades que compõem esta camada corresponde ao número de observações (saídas desejadas).

As unidades de soma têm a função de realizar o somatório da saída das unidades padrão, de acordo com o número de observações que cada exemplar representa. Este número de observações varia conforme o número de saídas desejadas, neste caso (Fig. 3.9), S2. As unidades da camada de saída simplesmente dividem cada um dos somatórios resultantes das unidades de soma pelo somatório total de todas as unidades que compõem a camada de soma.

As formulações envolvidas na execução da rede são definidas a partir da rede apresentada na Figura 3.11.

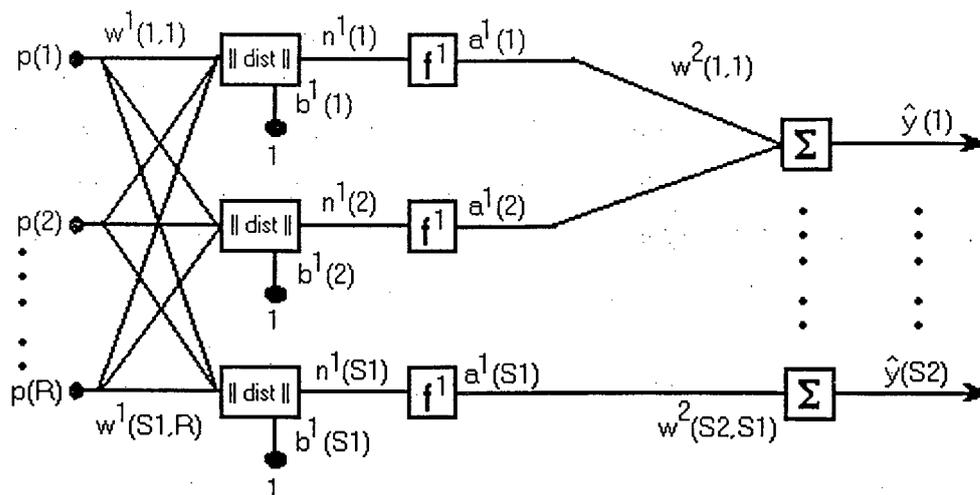


FIGURA 3.11 – Rede GRNN utilizada para a formulação da rede.

A saída da rede é calculada de forma direta pela equação (3.33):

$$\hat{y}(\underline{p}) = \frac{\underline{w}^2 \underline{a}(\underline{p})}{\underline{1}^T \underline{a}(\underline{p})} \quad (3.33)$$

onde

$$\underline{1} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1_{S1} \end{pmatrix} \quad (3.34)$$

e

$$a_j(\underline{p}) = f(\|\underline{w}_j - \underline{p}\| + b_j) \quad (3.35)$$

sendo j , o j -ésimo elemento de \underline{a} e, $\|\underline{w}_j - \underline{p}\|$, a distância euclidiana entre a j -ésima linha da matriz peso \mathbf{W} e o vetor de entrada \underline{p} . Do mesmo modo, b_j , é o j -ésimo *bias*. A função de transferência f é dada por:

$$f(\underline{n}) = e^{-\underline{n}^2} \quad (3.36)$$

A rede GRNN pode ser utilizada para fins de previsão, modelagem, mapeamento, interpolação ou controle. Entre as principais vantagens apresentadas por estas, citam-se:

- O processo de aprendizado ocorre em um único passo (não é um processo iterativo) e pode generalizar a partir de exemplos tão logo estes sejam armazenados;
- Fácil implementação;
- O resultado é limitado aos valores mínimos e máximos das observações;
- Não converge a um mínimo local da função utilizada como critério de erro (isto pode ocorrer com processos iterativos), uma vez que esta não utiliza tal função.

A principal desvantagem com relação a outras redes é que esta requer substancial esforço computacional para avaliar novos pontos, quando o conjunto de exemplos utilizados durante o treinamento for muito grande. Neste caso sugere-se a utilização de técnicas de agrupamento (*cluster*) para primeiramente definir o centro dos agrupamentos.

3.7 Conclusões

As diversas técnicas encontradas na literatura diferem bastante umas das outras, porém, a principal etapa do diagnóstico é comum a todos, ou seja, o conhecimento da topologia do sistema elétrico a ser monitorado e o respectivo esquema de proteção adotado. Sendo que, no caso dos algoritmos genéticos, o conhecimento está representado na função objetivo; nas redes de Petri, na própria representação da rede; nos conjuntos nebulosos, na função de pertinência e nas regras a serem disparadas; no caso dos sistemas especialistas, em forma de regras; e para as redes neurais, no conjunto de exemplos utilizados durante a fase de treinamento.

No caso dos algoritmos genéticos, os modelos apresentados na literatura são bastante promissores, porém, dependendo do grau de depreciação dos alarmes recebidos, as formulações até então estudadas apresentam dificuldades em produzir um resultado correto.

A formulação do problema para solução via busca tabu, pode ser a mesma utilizada para os algoritmos genéticos, ou vice versa. Porém, segundo Wen & Chang (1997a), a busca tabu apresenta menor tempo de processamento.

Quanto às redes de Petri, nenhum dos modelos encontrados na literatura corresponde ao esquema de proteção completo, condizente com a situação real de um sistema de potência.

A lógica nebulosa parece ser uma alternativa bastante promissora, pois apresenta grande habilidade em tratar informações imprecisas, captar informações de senso,

comum, tomar decisões, além da capacidade em lidar com raciocínios envolvendo linguagem natural.

Os sistemas especialistas apresentam grande dificuldade de lidar com dados ruidosos, o que pode ser compensado com a utilização das redes neurais, já que estas são capazes de generalizar. Porém, ao se optar por utilizar as redes neurais é necessário modelar o problema de maneira a diminuir ao máximo o número de neurônios na camada de entrada, e evitar que a eficiência da rede seja prejudicada por possíveis mudanças na topologia do sistema monitorado. Com uma estratégia adequada pode-se utilizar um sistema especialista para tratar as mudanças topológicas da rede. Logo, é sugerido o desenvolvimento de uma ferramenta híbrida que combine as facilidades das duas técnicas, visando modelar a filosofia do sistema de proteção utilizado em redes de energia elétrica.

Por fim, a capacidade ou eficiência de cada uma das técnicas apresentadas neste capítulo irá depender do tipo de dados disponíveis, e de como o problema é formulado ou modelado.

4. Metodologia de solução proposta

A estratégia de solução proposta por este trabalho consiste em executar-se módulos neurais, com base nos alarmes observados. As redes neurais são utilizadas para modelar a filosofia de operação do esquema de proteção utilizado em componentes da rede elétrica (barras, linhas e transformadores). Uma rede neural genérica por nível de tensão (230 e 500kV) é desenvolvida partindo-se do pressuposto que a tendência dentro de uma empresa transmissora de energia é buscar manter, dentro do possível, uma filosofia de proteção semelhante para os diversos componentes espalhados pelo sistema, considerando a classe de tensão e o equipamento protegido.

A conexão entre as informações geradas por cada um dos módulos neurais é realizada com o auxílio de um sistema especialista (ver Capítulo 5), o qual tem a função de identificar as seções atingidas pelo desligamento, de modo a formar um conjunto de suspeitos em função da área desligada. Cada seção contida nestes conjuntos incrementa uma hipótese sobre a causa do desligamento a ser analisada. Caberá ao sistema especialista, após ser suprido com as informações resultantes dos modelos neurais, a tarefa de julgar os casos em que as redes não apresentem sucesso ou aqueles para os quais as redes não foram ativadas, em decorrência da não excitação de suas entradas. Geralmente, estes casos estão relacionados a alarmes muito corrompidos ou atuações de proteção de retaguarda remota provenientes de falhas em relés. O processo de estimação da seção em falta ocorre conforme o fluxograma apresentado na Figura 4.1.

Por ser um trabalho experimental, implementou-se as redes neurais em *MATLAB* versão 6.0. Esta escolha foi principalmente motivada pelas facilidades proporcionadas pela estrutura de programação do *MATLAB*, onde modelos podem ser criados e testados com bastante rapidez, além do *Toolbox* de redes neurais. Por outro lado, o sistema especialista foi implementado em CLIPS⁸ 6.05 (*C Language Integrated Production System*) devido a sua disponibilidade, uma vez que é um programa de domínio público (GIARRATANO & RILEY, 1998; CLIPS Reference Manual, 1997).

⁸ Programa desenvolvido pela NASA/Johnson Space Center com o propósito de apresentar alta portabilidade, baixo custo, fácil integração como outros sistemas e aprendizado fácil.

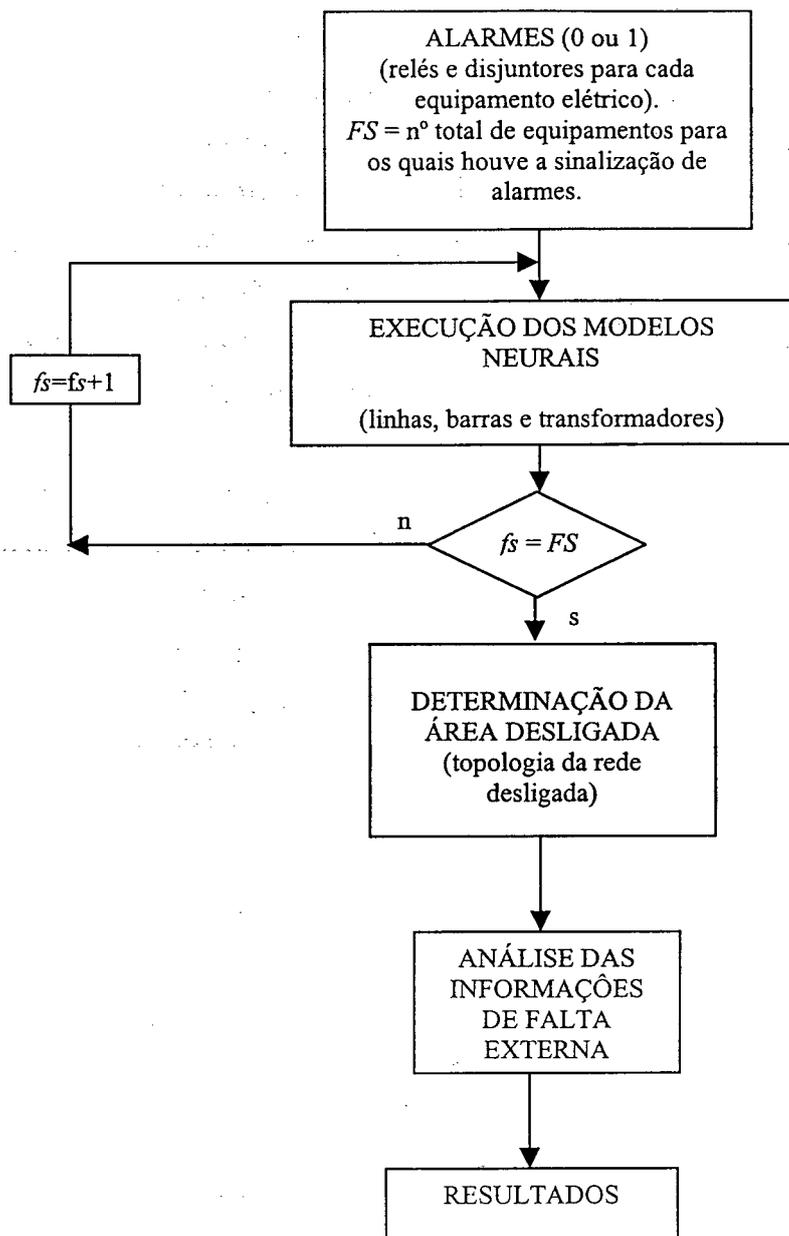


FIGURA 4.1 – Fluxograma simplificado do procedimento de solução proposto.

Os alarmes observados são representados pelos códigos 0 ou 1, onde 0 significa inválido (sem informação) e 1, operou. O código -1 é associado a todos os alarmes não observados. Logo, só serão acionadas as redes para os componentes em que seja recebido pelo menos um alarme com código 0 ou 1. Inicialmente, os componentes que não satisfizerem esta condição não farão parte do conjunto de suspeitos FS , mas

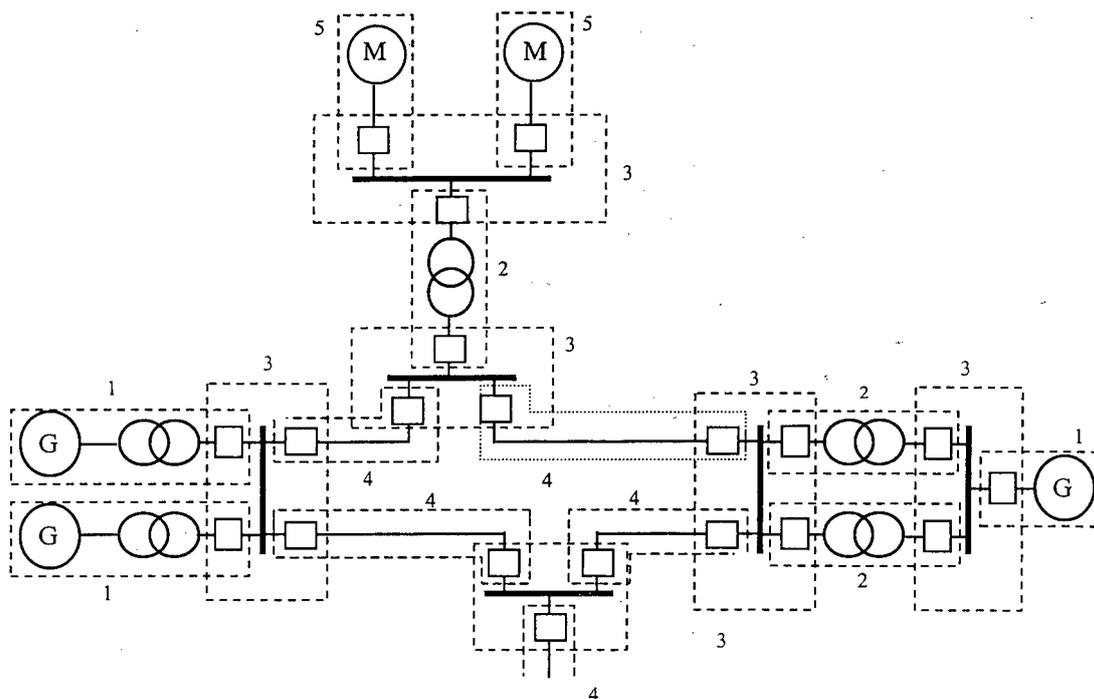
poderão posteriormente integrar este conjunto, se vierem a compor parte da rede desligada.

A determinação da topologia da rede desligada poderá implicar na incorporação de novos componentes ao conjunto de suspeitos *FS*, caso estes façam parte da área desligada e não apresentem ativações de alarmes sobre operação de relés. Portanto, estes também são considerados como suspeitos de terem causado o desligamento.

Com base na informação resultante dos modelos neurais de linhas e autotransformadores é iniciada uma etapa que visa identificar a solução mais plausível entre as diversas existentes, considerando a possibilidade de falha em esquemas de proteção (principal e/ou retaguarda) e a distância da falta.

As etapas que visam determinar a topologia da rede desligada e o tratamento das informações resultantes dos modelos neurais são apresentadas no Capítulo 5.

Em geral a filosofia de proteção consiste em dividir-se o sistema elétrico em zonas supervisionadas por relés de modo a minimizar o número de componentes desligados por uma condição de falta (WESTINGHOUSE, 19--). Esta prática pode ser vista na Figura 4.2, onde o sistema é dividido em zonas de proteção de geradores ou unidades gerador-transformador (1), transformadores (2), barras (3), linhas de transmissão (4), e motores (5).



Conforme WESTINGHOUSE (19--).

FIGURA 4.2 – Sistema de potência típico e as zonas da proteção primária.

Em linhas gerais, existem dois princípios básicos a serem obedecidos, em seqüência (CAMINHA, 1977):

- a proteção não deve operar para defeitos fora de sua zona de atuação;
- considerando-se a forma, intensidade e localização do defeito dentro de sua zona de operação, a proteção deve operar exatamente como esperado.

A proteção primária (principal), de retaguarda local ou remota, e os relés auxiliares, compreendem os princípios fundamentais da proteção de sistemas elétricos de potência (CAMINHA, 1977).

A proteção primária (ou principal) mostrada na Figura 4.2 é aquela em que uma zona de controle é estabelecida ao redor de cada componente do sistema (seletividade), sendo os disjuntores comuns à conexão de cada dois componentes. Em torno dos disjuntores há uma superposição das zonas, visando ao socorro em caso de falha da proteção principal (MASON, 1956).

Por outro lado, a proteção de retaguarda tem a função de operar quando a proteção primária falhar ou quando a mesma encontrar-se em manutenção (assumindo o papel da proteção primária). É desejável que os relés de retaguarda sejam arranjados independentemente das possíveis razões de falha da proteção primária, ou seja: corrente ou tensão fornecida ao relé, fonte de tensão fornecida ao disjuntor, circuito de disparo ou mecanismo do disjuntor, relé, entre outros (MASON, 1956).

O termo retaguarda local é designado a um conjunto alternado de relés que deverá operar em razão de certas circunstâncias para defeitos dentro da zona protegida pela proteção primária. Geralmente, esta consiste em uma duplicação da proteção principal ajustada para operar independentemente, para as mesmas condições que a proteção primária. Por outro lado, a proteção de retaguarda remota consiste em um conjunto de relés localizados em equipamentos adjacentes e ajustados para operar independentemente da proteção primária para faltas dentro de uma determinada zona primária (ANDERSON, 1999).

Por fim, os relés auxiliares têm as funções de multiplicação de contatos, sinalização ou temporização (MASON, 1956).

Os Esquemas de Controle de Emergência têm a função de manter a estabilidade do sistema, quando da ocorrência de contingências. Deste modo, impede-se que sobrecargas ou oscilações de potência decorrentes da perda de um ou mais componentes da rede possam levar à abertura de circuitos pela proteção, podendo provocar desligamentos em cascata. Geralmente os Esquemas de Proteção de Sistemas (EPS) possuem as seguintes funções: desligamento de unidades geradoras, chaveamento de reatores e capacitores *shunt*, mudanças topológicas (desde a abertura

de um circuito até a separação de grandes áreas) e, como último recurso, o corte parcial de carga (ALMEIDA *et al.*, 2002; JUNQUEIRA *et al.*, 2002).

4.1 Características funcionais da proteção

É bastante comum utilizar a sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade para descrever as características funcionais da proteção.

A sensibilidade de um relé corresponde à capacidade da proteção em responder às possíveis anormalidades, para os quais foi projetada (CAMINHA, 1977). Por outro lado, a seletividade diz respeito à organização do sistema de proteção em zonas, as quais devem cobri-lo por completo. Durante uma condição de falta, o sistema de proteção deverá selecionar e enviar sinal de disparo aos disjuntores mais próximos à mesma. Esta propriedade também é chamada de 'discriminação' e é alcançada por meio de dois métodos gerais (GENERAL ELECTRIC COMPANY, 1975):

- relés são dispostos em sucessivas zonas de modo a operar em tempos graduados considerando a seqüência dos equipamentos, ou seja, embora um certo número de relés seja sensibilizado, somente aqueles relevantes à zona de falta devem completar suas funções (disparo - *trip*). Os outros realizam operações incompletas e retornam ao estado normal;
- é possível projetar relés que respondam especificamente a faltas contidas dentro de uma zona pré-definida. Estas unidades podem ser aplicadas em toda a extensão do sistema, podendo apresentar tempo de atuação bastante rápido, pois não envolvem graduações de tempo.

Geralmente, a operação de relés é classificada como:

- correta e desejada;
- Correta, mas indesejada (por exemplo, energização do transformador, saturação dos transformadores de corrente (TC's), onde correntes de magnetização de alto conteúdo harmônico podem provocar o surgimento de altas correntes diferenciais);
- Operação indesejada;
- Falha de operação.

O envio de um sinal de disparo aos disjuntores, em decorrência de uma atuação indesejada do relé pode ser mais desastroso ao sistema do que a falha de operação. Cuidados especiais devem ser tomados durante a aplicação e instalação de relés, de modo a evitar qualquer possível operação indesejada dos mesmos. A falha de operação do relé também é danosa, mas proteções de retaguarda são empregadas como medida secundária na eliminação da falta (WESTINGHOUSE, 19--).

No Brasil, o blecaute mais severo da história do Setor Elétrico Brasileiro (11 de março de 1999), onde 25 GW de carga deixaram de ser atendidos, foi iniciado por um curto-circuito monofásico na barra de 440 kV da subestação Bauru, quando houve a atuação das proteções de retaguarda remota de linhas de transmissão. Foram desligados 5 circuitos de 440 kV, perda de geração na CESP, perda dos elos CC e do tronco de 750 kV de Itaipu (VIEIRA FILHO *et al.*, 2000).

Outros desligamentos de grandes proporções ocorridos no Brasil entre os anos de 1984 e 1999, juntamente com as respectivas ações tomadas pelos engenheiros após análise detalhada são descritos por GOMES *et al.* (2002a).

Diversos fatores são capazes de provocar a operação incorreta da proteção, prejudicando o alto grau de confiabilidade requerido. Entre tais fatores pode-se citar: erros de fabricação, instalação incorreta e deterioração (GENERAL ELECTRIC COMPANY, 1975). A longa inatividade, juntamente com a operação em condições difíceis, exige do equipamento de proteção simplicidade e robustez, implicando em matéria-prima adequada com mão-de-obra altamente qualificada (MASON, 1956). Atualmente, os relés mais modernos (numéricos) incorporam uma rotina de auto-monitoramento, que envia um sinal de aviso caso o mesmo apresente defeito.

A ELETROBRÁS por determinação do Ministério de Minas e Energia, coordenou os estudos para proposição de medidas de curto, médio e longo prazos, visando reduzir a probabilidade de ocorrência de grandes perturbações e blecautes. Entre as diversas recomendações estão (VIEIRA FILHO *et al.*, 2000):

- o reajuste dos sistemas de proteção existentes;
- a substituição dos esquemas de proteção de retaguarda remota, atualmente em operação, por esquemas de retaguarda local, visando minimizar o risco de propagação dos desligamentos;
- implementação de proteção diferencial de barra em cada barra;
- investigação de possíveis sobrecargas em transformadores localizados em áreas estratégicas;
- confiar simplesmente nos relés de distância em linhas de Extra Alta Tensão (no caso de redes malhadas).

Contudo, o objetivo da proteção é assegurar a continuidade do fornecimento de energia, removendo a perturbação antes que esta provoque desligamentos de maior extensão. Porém, a velocidade de ação dos relés, embora desejada, está relacionada a aspectos econômicos. Em sistemas de distribuição, não são tão severos os requisitos de uma operação rápida, sendo estes geralmente equipados com relés temporizados. Por

outro lado, usinas elétricas e linhas de alta tensão requerem o uso de relés de ação rápida, juntamente com disjuntores velozes, resultando em um pequeno tempo de interrupção do defeito (GENERAL ELECTRIC COMPANY, 1975).

4.2 Lógica para tratamento do alarme de alimentação CC

Cada modelo neural contempla a informação sobre o estado da fonte de alimentação de relés e disjuntores. No caso de falta de alimentação CC (corrente contínua) é esperado que os relés e disjuntores não operem. Para evitar uma nova entrada na rede neural e o respectivo acréscimo no número de exemplos utilizados para o treinamento, a informação de alimentação CC é combinada com as informações dos alarmes antes de serem repassados à rede. A lógica que rege a combinação fonte CC e relé ou disjuntor é dada na Tabela 4.1.

TABELA 4.1 – Lógica para tratamento do alarme sobre falta de alimentação CC.

	Observado								
Alimentação CC	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-1
Relé	1	0	-1	1	0	-1	1	0	-1
	Inferido								
Entrada da rede	0	-1	-1	1	0	-1	1	0	-1

Considerando que:

- 1 – recepção do alarme que indica a operação do relé;
- 0 – inválido, ou seja, falha no sistema de transmissão de dados ou equipamentos remotos utilizados para aquisição de dados;
- 1 – significa que não foi recebido alarme que justifique a operação do relé.

4.3 Modelagem de disjuntores

Os disjuntores constituem uma peça chave na determinação das áreas desligadas em virtude da falta, sendo, portanto importante determinar a sua real situação, isto é, confirmar se o mesmo operou ou não. A abertura do disjuntor por uma determinada ação primária, praticamente impede que os relés associados a este sejam sensibilizados por uma outra ação secundária.

4.3.1 MODELO NEURAL PROPOSTO PARA OS DISJUNTORES

O modelo neural proposto para os disjuntores pode ser visto na Figura 4.3. A rede MLP_CB é constituída por 4 entradas e 2 camadas. A camada oculta possui 10 neurônios e função de ativação tangente hiperbólica, enquanto a camada de saída possui 2 neurônios. A saída da rede determina se o disjuntor operou e/ou está com defeito. O

treinamento foi realizado utilizando-se 65 exemplos, sendo a eficiência da rede de 100% no treinamento e teste, considerando-se 16 exemplos inéditos. Alimentação CC x é utilizada para representar o circuito (x) utilizado como fonte de corrente contínua para o disjuntor.

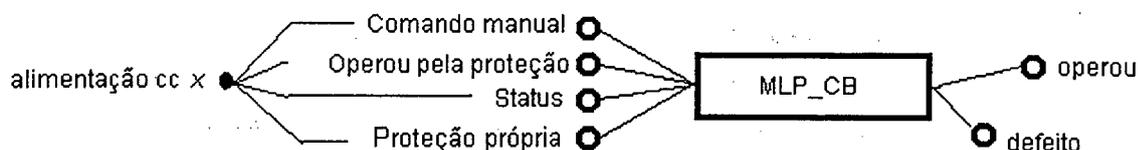


FIGURA 4.3 – Modelo neural proposto para representar o disjuntor.

Alguns exemplos utilizados para treinar a rede podem ser vistos na Tabela 4.2. Os exemplares utilizados no treinamento seguem o raciocínio sobre a funcionalidade de cada entrada, de acordo com a interpretação do diagrama lógico CC do circuito de disjuntores, ou seja:

- comando manual – abertura do disjuntor por comando do operador;
- disjuntor operou pela proteção - disjuntor operou por defeito interno ou pela proteção, exceto por comando;
- *status* do disjuntor – fechado ou aberto, por comando ou proteção (pode ser a proteção própria, também);
- proteção própria (baixo nível de óleo, baixa pressão SF6, discordância de pólos). No caso dos disjuntores de 500kV, esta entrada está combinada com a proteção contra falha de disjuntor (86BF), já que esta é discriminada para cada disjuntor. Portanto, a excitação desta entrada pode ou não implicar em abertura do disjuntor. Caso implique em abertura do disjuntor, o estado do disjuntor deverá ser aberto e o relé auxiliar que indica operação pela proteção deve operar.

TABELA 4.2 – Exemplos de padrões utilizados para o treinamento da rede neural utilizada para representar o disjuntor.

	Observado																	
	1	2	3	4	6	7	...	21	22	23	24	25	...	44	46	47	48	...
Comando manual	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	0	0	0	0	0	...	1	1	1	1	...
Operou pela Proteção	1	1	0	0	0	-1	...	1	1	1	1	1	...	-1	1	-1	1	...
Status	0	1	-1	1	1	-1	...	1	1	0	-1	0	...	1	1	1	0	...
Proteção Própria	-1	-1	1	1	-1	0	...	-1	0	-1	0	0	...	-1	-1	0	0	...
	Inferido																	
Operou	-1	1	-1	1	1	-1	...	1	1	1	0	1	...	1	0	1	0	...
Defeito	-1	-1	1	1	-1	0	...	-1	0	-1	0	0	...	-1	-1	0	0	...

4.4 Modelagem da filosofia de proteção de transformadores

A proteção de transformadores é amplamente ditada pela capacidade, importância para a integridade do sistema, práticas operativas e econômicas. Quando, com base nestes fatores, houver indícios que tempos de operação mais lentos são satisfatórios, a proteção poderá ser realizada por meio de relés de sobrecorrente e/ou fusíveis. Relés de pressão súbita e/ou diferencial são utilizados quando houver necessidade de alta velocidade de atuação e/ou sensibilidade (IEEE COMMITTEE REPORT, 1981).

Geralmente, os transformadores são afetados por ocorrência de curtos-circuitos e superaquecimento. A falha de maior incidência é a monofásica, embora possam ocorrer defeitos, entre fases e espiras, ou entre o enrolamento de alta e baixa tensão, podendo ser de ocorrência rápida ou lenta (BIONDI NETO & CHIGANER, 1999).

A proteção de um transformador pode ser classificada em dois grupos: contra sobrecarga, que evita o envelhecimento prematuro do isolante dos enrolamentos; e curtos-circuitos entre espiras e fases com ou sem o envolvimento da terra. Os casos de circuito aberto são raros e não destrutivos, sendo, pois desconsiderados nesta classificação (BIONDI NETO & CHIGANER, 1999).

É bastante comum proteger os transformadores de potência por meio da proteção diferencial (87) e Buchholz (63). A proteção de retaguarda é feita, por meio de relés de sobrecorrente e/ou fusíveis. Pequenas unidades com alimentação unilateral podem contentar-se com a proteção através de relés de sobrecorrente temporizados (51) e/ou fusíveis. A proteção contra sobrecarga é realizada por meio de dispositivo térmico capilar⁹ (26) e relé de imagem térmica¹⁰ (49) (CAMINHA, 1977).

Os relés detectores de gás (Buchholz) destinam-se exclusivamente a detectar os defeitos no interior do tanque dos transformadores provocados por falha do isolamento dos enrolamentos (curto entre espiras da mesma fase ou contatos para terra, já que curtos entre fases no interior do tanque são raros), defeito nos comutadores de tensão sob carga ou a vazio, defeitos por falhas de isolamento entre as chapas do núcleo, e baixo nível de óleo (ANDERSON, 1999). Embora forneçam uma ótima proteção aos transformadores, estes não percebem defeitos fora do tanque e apresentam tempo médio de atuação de 0.2 segundos, podendo ser de até 0.1 segundos no caso de defeitos muito graves (STEMMER & BASTOS, 1977a).

⁹ É um termômetro imerso no óleo no topo do transformador. Geralmente, a temperatura medida é inferior a do ponto mais quente do enrolamento devido ao retardo no aquecimento do óleo.

¹⁰ Consiste basicamente em um termômetro imerso no óleo do transformador e cujo elemento sensível é também aquecido por uma corrente proporcional ao carregamento do transformador.

A proteção fornecida pelos relés detectores de gás é complementada pelos relés diferenciais, os quais não têm a sensibilidade dos relés Buchholz para defeitos incipientes, porém têm altíssima velocidade de atuação, abaixo de 0.1 segundos (STEMMER & BASTOS, 1977a). A proteção diferencial é ajustada para eliminar curtos-circuitos internos, entre espiras, efeitos decorrentes de arcos nas buchas, bem com curtos-circuitos nas barras ou cabos de ligação entre o transformador e seus disjuntores. Nesse esquema a proteção compara as correntes de entrada e saída do componente protegido, e o relé é sensibilizado quando a diferença entre essas correntes ultrapassar um valor de ajuste (BIONDI NETO & CHIGANER, 1999).

A análise do desempenho da proteção diferencial de um transformador trifásico de potência é realizada por TAVARES *et al.* (1999). Simulações de faltas internas e externas próximas ao transformador, e energização do transformador foram realizadas com o ATP. Para certas faltas externas, onde as correntes de falta são elevadas, é provável que o TC próximo à falta sature, criando corrente diferencial indesejada. Os resultados das simulações mostraram que somente a condição de energização do transformador sensibilizou incorretamente o relé diferencial. O fato de não ser utilizado nenhum filtro na representação da proteção, apesar de existirem na prática, como os de 2ª harmônica, explica a operação incorreta do relé no caso da energização do transformador. Deste modo, com o projeto adequado da proteção diferencial evita-se a atuação indesejada do relé para faltas externas próximas ao transformador ou durante a energização do mesmo.

A proteção de retaguarda deve ser feita por relés de sobrecorrente de tempo inverso (51), de preferência alimentados por TC's (transformadores de corrente) independentes da proteção diferencial, para desligar os disjuntores quando curtos-circuitos perdurarem por um maior período de tempo. Estes relés não devem operar com a corrente transitória de magnetização e com as máximas sobrecargas permitidas no transformador. A corrente mínima de partida do relé (*pick-up*) deve ser alta o suficiente para permitir sobrecargas no transformador o que reduz sua eficiência. Ajustes na ordem de 200 a 300% da corrente nominal são comuns podendo, porém, ser mais altos. Os retardos de tempo são escolhidos de maneira a obter coordenação com os relés dos alimentadores e também com a característica tempo-corrente permitida pelo transformador (STEMMER & BASTOS, 1977a). Geralmente, uma unidade instantânea (50) é empregada junto ao relé 51 de modo a reduzir o tempo de operação no caso de defeito interno com maior intensidade de corrente.

Os benefícios da automatização e monitoramento de transformadores em subestações não assistidas são sentidos tanto na operação como na manutenção, ou seja: eliminação de desligamentos indevidos, em função de falhas nos sensores e

transdutores de temperatura; possibilidade de se operar o transformador em condição de sobrecarga compatível com as especificações do mesmo, permitindo atender a um pico de carga temporária. As informações provenientes de algoritmos de diagnóstico de faltas possibilitam reduzir o tempo gasto pelos técnicos na tentativa de encontrar o componente com defeito, favorecendo um aumento na disponibilidade do transformador, assim como um melhor acompanhamento de sua vida útil (CARNEIRO *et al.*, 1999).

4.4.1 ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE UM AUTOTRANSFORMADOR DE 230/138 kV

As variáveis utilizadas para representar o esquema de proteção dos transformadores variam de equipamento para equipamento, conforme o número de enrolamentos, disposição no sistema e esquema de proteção utilizado. O trabalho considera dois esquemas de proteção, um para o nível de 230 kV e outro para 500 kV. O esquema de proteção do autotransformador 230/138 kV a ser modelado é mostrado na Figura 4.4.

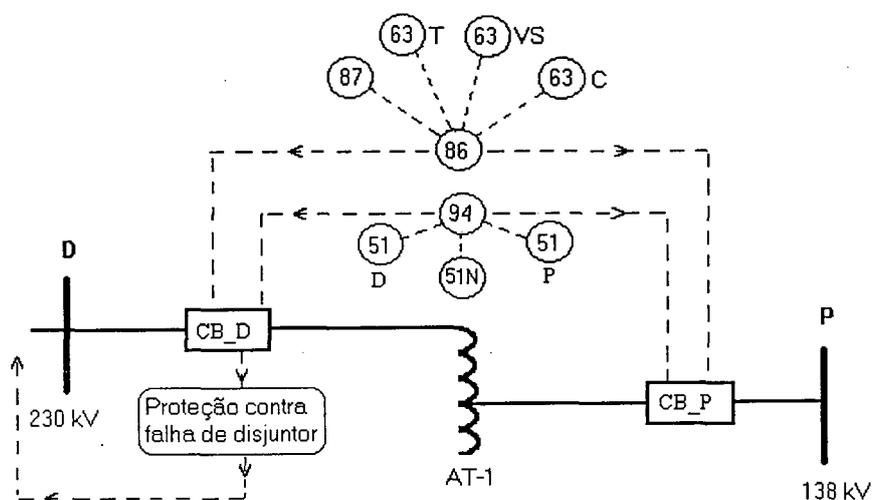


FIGURA 4.4 – Esquema de proteção de um autotransformador 230/138 kV.

Os relés utilizados para representar o esquema de operação da proteção do autotransformador da Figura 4.4 são:

- 87 – relé diferencial;
- 63 T – relé Buchholz do autotransformador;
- 63 VS – válvula de segurança;
- 63 C – relé de pressão do comutador sob carga;
- 86 – relé de bloqueio;
- 94 – relé de desligamento;
- 51 D – relé de sobrecorrente de fase, temporizado, do lado D;
- 51 P – relé de sobrecorrente de fase, temporizado, do lado P;

- 51 N - relé de sobrecorrente de neutro, temporizado;
- alimentação CC da proteção.

4.4.2 MODELO NEURAL PROPOSTO PARA O AUTOTRANSFORMADOR DE 230/138 kV

A rede neural proposta para representar o esquema de proteção do autotransformador da Figura 4.4 é mostrada na Figura 4.5.

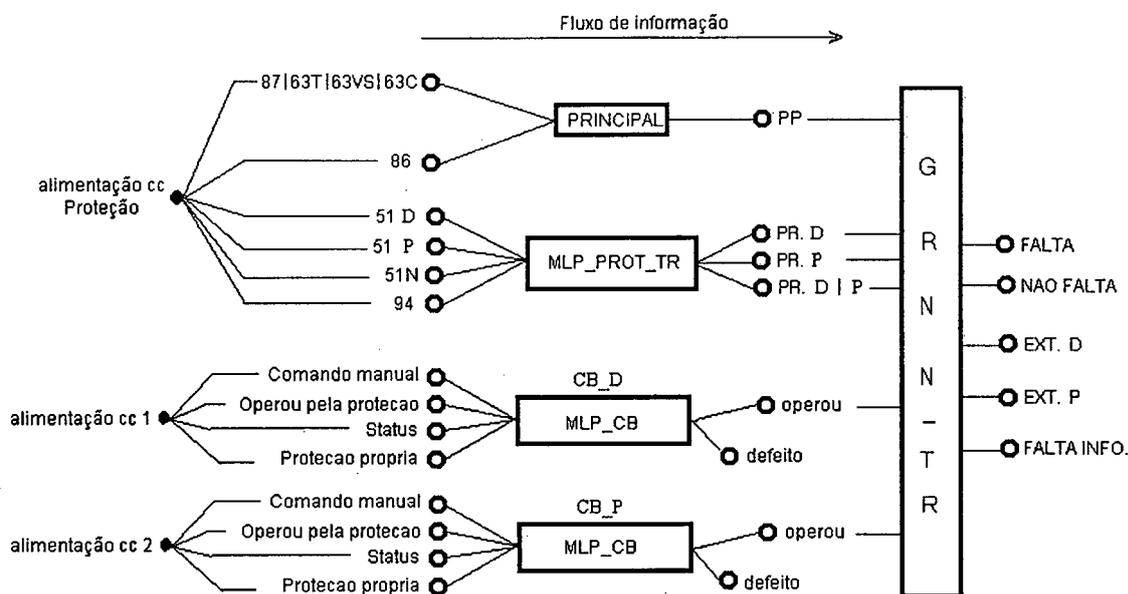


FIGURA 4.5 – Modelo neural utilizada para representar o esquema de proteção de um autotransformador de 230/138 kV.

A Figura 4.5 mostra que são utilizadas 5 redes neurais: quatro redes MLP, com o algoritmo de treinamento da retropropagação (Levenberg-Marquardt), duas para tratar as mensagens relacionadas à proteção (MLP_PROT_TR e PRINCIPAL) e as outras duas para os disjuntores (MLP_CB); uma rede GRNN (*Generalized Regression Neural Network*), cujas entradas serão fornecidas pelas redes MLP_PROT_TR, PRINCIPAL e MLP_CB.

O símbolo “|” (87 | 63T | 63VS | 63C) é utilizado para representar a lógica ou em conformidade com a Tabela 4.3.

TABELA 4.3 – Lógica de entrada da rede neural para cada dois relés representada por (relé A | relé B).

	Observado								
Relé A	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-1
Relé B	0	-1	1	0	-1	1	0	-1	1
	Inferido								
Resultado	1	1	1	0	0	1	0	-1	1

A rede PRINCIPAL tem a função de determinar se a proteção principal ou própria do autotransformador (PP) atuou. Esta rede possui duas entradas e duas camadas; a camada oculta é formada por dois neurônios e função de ativação tangente hiperbólica, enquanto a camada de saída é constituída por um único neurônio. A eficiência atingida pela rede foi de 100% durante o treinamento, sendo utilizadas as 9 combinações possíveis (3^2). A rede foi programada para desempenhar uma função semelhante ao processo de inferência por abdução, ou seja, a evidência mais plausível é usada como raciocínio. Neste caso, se A (86) é consequência de B (87 | 63T | 63VS | 63C) e A é verdade, conclua que B é verdade. Esta lógica pode ser vista na Tabela 4.4, onde a inferência de um valor 0 a partir dos alarmes observados implica que a condição observada é impossível ou inválida.

TABELA 4.4 – Exemplos utilizados para o treinamento da rede PRINCIPAL.

	Observado								
87 63T 63VS 63C	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-1
86	0	-1	1	0	-1	1	0	-1	1
	Inferido								
PP	1	0	1	0	-1	1	-1	-1	0

A rede MLP_PROT_TR é constituída por 4 entradas e 3 camadas. A primeira camada escondida é composta por 7 neurônios e função de ativação tangente hiperbólica; a segunda camada escondida, por 4 neurônios e função de ativação tangente hiperbólica; e a camada de saída, por 3 neurônios. A saída da rede determina se as proteções de retaguarda do lado D (PR. D) e/ou P (PR. P) operaram. A eficiência atingida pela rede foi de 100% durante o treinamento e teste. O treinamento foi realizado por meio de 61 exemplos, sendo a eficiência da rede testada por meio de 20 exemplos inéditos.

A rede segue um processo de raciocínio semelhante à rede PRINCIPAL, onde: se A (94) é consequência de B (51D ou 51P ou 51N) e A é verdade, conclua que B é verdade. Além desta lógica, a rede incorpora exemplos que representam a interseção entre a indicação do lado da falta (D ou P) com o fato da proteção de sobrecorrente de neutro poder operar para faltas em ambos os lados D ou P, sendo assim mais seletivo ao indicar o lado da falta. Parte dos exemplos utilizados para treinar a rede pode ser vista na Tabela 4.5. Observe, que esta rede considera a sobreposição das proteções de sobrecorrente 51D e 51P com relação à 51N para tentar identificar o lado da falta (caso 6 e 48).

TABELA 4.5 – Exemplos utilizados para o treinamento da rede MLP_PROT_TR.

	Observado																	
	1	2	3	4	6	7	...	21	22	23	24	25	...	44	46	47	48	...
51D	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	0	0	0	0	0	...	1	1	1	1	...
51P	1	-1	-1	-1	1	-1	...	1	-1	-1	0	-1	...	1	-1	0	-1	...
51N	-1	0	-1	-1	1	1	...	-1	0	-1	0	-1	...	-1	0	0	1	...
94	-1	0	1	-1	1	1	...	1	0	1	-1	-1	...	-1	0	-1	1	...
	Inferido																	
PR. D	-1	-1	0	-1	-1	-1	...	0	0	1	-1	-1	...	1	1	0	1	...
PR. P	0	-1	0	-1	1	-1	...	1	-1	-1	-1	-1	...	1	-1	0	-1	...
PR. D P	-1	0	0	-1	-1	1	...	-1	0	-1	-1	-1	...	-1	-1	0	-1	...

A rede GRNN_TR é constituída por 6 entradas e 2 camadas. A camada padrão é formada por 49 neurônios e função de ativação de base radial, e as camadas de soma e saída possuem 5 neurônios cada uma. Esta rede utiliza os valores de saída de cada uma das redes anteriores e determina se o componente está em falta ou não, se a falta é externa em direção à subestação D ou P, ou se as informações que a alimentam são insuficientes para a produção de uma classificação. Os exemplos armazenados na camada padrão representam a filosofia de operação de todo o esquema de proteção apresentado na Figura 4.4. Parte dos exemplos utilizados no treinamento desta rede podem ser vistos na Tabela 4.6.

TABELA 4.6 – Alguns padrões utilizados para o treinamento da rede GRNN_TR.

	Observado																			
	1	2	3	4	5	...	18	19	...	21	24	25	26	...	35	38	39	40	...	49
PP	1	1	1	1	1	...	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	...	0
PR. D	-1	-1	1	1	-1	...	-1	-1	...	1	1	1	-1	...	-1	-1	-1	-1	...	0
PR. P	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	...	1	1	1	-1	...	0
PR. D P	-1	-1	-1	1	1	...	-1	-1	...	-1	-1	1	1	...	-1	-1	1	1	...	0
Operou (CB_D)	1	-1	-1	-1	-1	...	-1	1	...	1	-1	-1	-1	...	1	-1	-1	-1	...	0
Operou (CB_P)	1	1	1	1	1	...	-1	-1	...	1	1	1	1	...	1	1	1	1	...	0
	Inferido																			
FALTA	1	1	1	1	1	...	0	0	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	0
NÃO FALTA	0	0	0	0	0	...	1	1	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	0
EXT. D	0	0	0	0	0	...	0	0	...	1	1	1	1	...	0	0	0	0	...	0
EXT. P	0	0	0	0	0	...	0	0	...	0	0	0	0	...	1	1	1	1	...	0
FALTA INFO.	0	0	0	0	0	...	0	0	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	1

4.4.3 ESQUEMA DE PROTEÇÃO DE UM AUTOTRANSFORMADOR DE 500/230 kV

O esquema de proteção do autotransformador 500/230 kV a ser modelado é mostrado na Figura 4.6. Pode-se observar que neste modelo foram considerados 2 disjuntores no lado de AT, de acordo com o esquema disjuntor e meio, normalmente empregado no nível de 500 kV. Por ser um modelo generalizado, e por existirem arranjos

de barra dupla duplo disjuntor em nível de tensão de 230 kV, o modelo incorpora dois disjuntores no lado de 230 kV. Caso o arranjo da subestação em 230 kV não contemple dois disjuntores, somente um destes será utilizado.

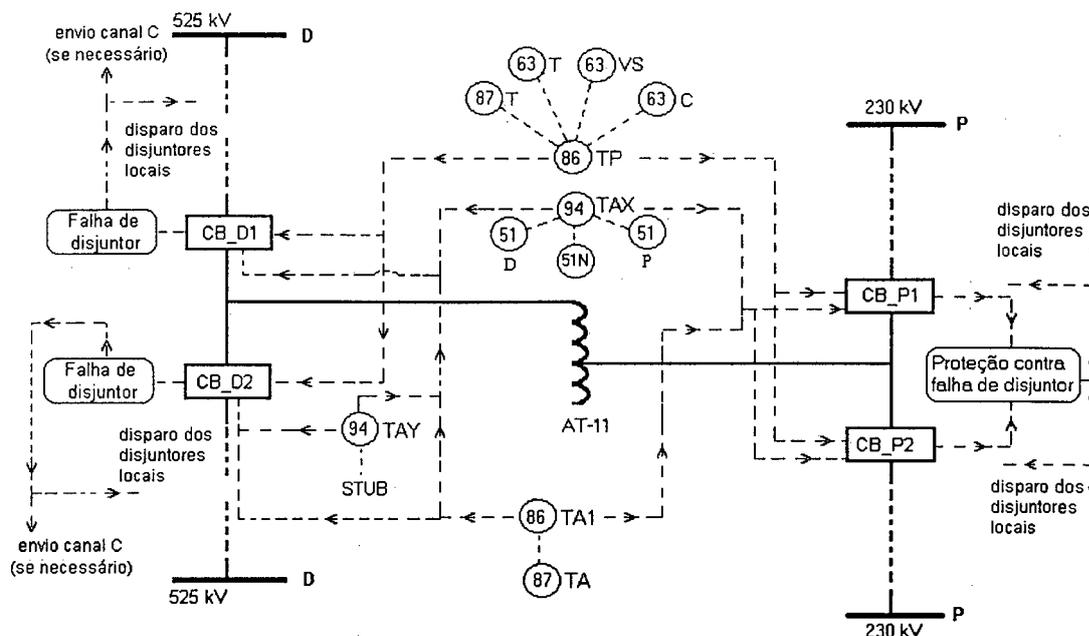


FIGURA 4.6 – Esquema de proteção de um autotransformador de 500/230 kV.

Os relés utilizados para representar o esquema de operação da proteção do autotransformador da Figura 4.6 são:

- 87 T – relé diferencial da proteção principal;
- 63 T – relé Buchholz do autotransformador;
- 63 VS – válvula de segurança;
- 63 C – relé de pressão do comutador sob carga;
- 86 TP – relé de bloqueio da proteção principal;
- 87 TA – relé diferencial da proteção alternada;
- 86 TA1 – relé de bloqueio da proteção alternada;
- 94 TAX – relé de desligamento da proteção alternada;
- 51D – relé de sobrecorrente de fase, temporizado, do lado D;
- 51P – relé de sobrecorrente de fase, temporizado, do lado P;
- 51 N - relé de sobrecorrente de neutro, temporizado;
- STUB – proteção STUB;
- 94 TAY – relé de desligamento da proteção alternada por atuação da proteção STUB;
- alimentação CC da proteção.

A proteção STUB é utilizada para proteger o trecho entre os disjuntores de 500 kV e a chave seccionadora do autotransformador, quando esta estiver aberta. Serve como proteção de retaguarda local para a proteção diferencial, já que esta não é afetada pela abertura da seccionadora (ELMORE, 2000).

Alguns dispositivos, como o 26 e o 49 só resultam em alarme e, portanto não serão utilizados na modelagem da proteção dos autotransformadores.

4.4.4 MODELO NEURAL PROPOSTO PARA O AUTOTRANSFORMADOR DE 500/230 kV

A rede neural proposta para representar o esquema de proteção do autotransformador da Figura 4.6 é mostrada na Figura 4.7.

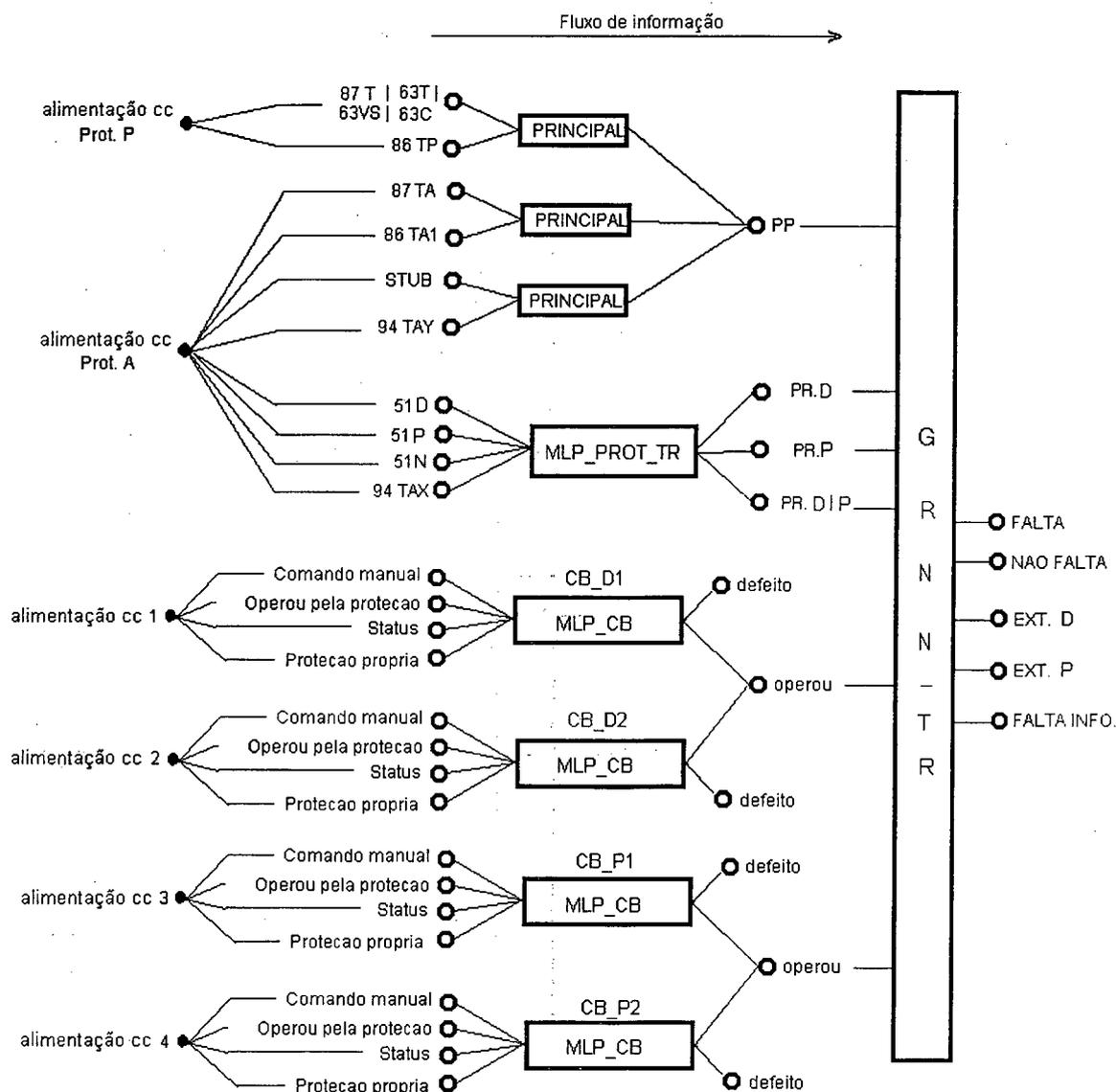


FIGURA 4.7 – Módulo neural utilizado para representar o esquema de proteção de um autotransformador de 500/230 kV.

Note que as redes que compõem o modelo neural do esquema de proteção do autotransformador de 500/230 kV são as mesmas descritas para o caso do autotransformador de 230/138 kV. A única diferença entre os modelos das Figuras 4.5 e 4.7 é a introdução da proteção diferencial duplicada e dois disjuntores no terminal de alta tensão. A lógica para as entradas PP e operou (disjuntores CB_D1 e CB_D2; CB_P1 e CB_P2) da rede GRNN_TR são mostradas nas Tabelas 4.7 e 4.8, considerando a saída de cada duas redes.

TABELA 4.7 – Lógica para junção da saída de duas redes PRINCIPAL em uma única entrada para a rede GRNN_TR.

	Observado								
PRINCIPAL	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-1
PRINCIPAL	0	-1	1	0	-1	1	0	-1	1
	Inferido								
PP	1	1	1	0	0	1	0	-1	1

A Tabela 4.7 mostra que está sendo esperado um sinal que indique a excitação da entrada PP, já que as duas redes que a alimentam correspondem a esquemas de proteção independentes utilizados em paralelo. No caso de existir uma dúvida (0), e não for observada a ocorrência de um determinado alarme, permanece a dúvida, pois o fato de um esquema de proteção operar não necessariamente implica na operação do outro, e vice-versa.

TABELA 4.8 – Lógica para junção da saída de duas redes MLP_CB em uma única entrada para a rede GRNN_TR.

	Observado								
MLP_CB	1	1	1	0	0	0	-1	-1	-1
MLP_CB	0	-1	1	0	-1	1	0	-1	1
	Inferido								
Operou	0	-1	1	0	-1	0	-1	-1	-1

A Tabela 4.8 mostra que a condição de “disjuntor operou” só é satisfeita caso os dois disjuntores CB_D1 e CB_D2 operem, uma vez que a falta só poderá ser isolada nesta condição, considerando que CB_P1 e CB_P2 também tenham operado. Caso um ou mais disjuntores permaneçam fechados, poderá ocorrer o disparo de dispositivos de proteção de retaguarda local ou remota associada ao disjuntor que não abriu.

4.5 Modelagem da filosofia de proteção de linhas aéreas de transmissão

Faltas podem ocorrer em qualquer parte do sistema elétrico, mas as linhas de transmissão, devido à extensa dimensão e à constante exposição a fenômenos atmosféricos e acidentes provocados por atividades humanas, correspondem à parte mais exposta do sistema (BARROS & DRAKE, 1994).

As linhas, dependendo de sua importância, são protegidas por relés de sobrecorrente, distância e piloto (teleproteção). Os relés de sobrecorrente são os mais simples e baratos, porém os mais difíceis de ajustar para se obter seletividade. Em redes de transmissão estes são utilizados como proteção de retaguarda em linhas de transmissão protegidas por relés de distância. A proteção de distância é altamente cotada devido a sua ótima seletividade e grande velocidade de atuação. A proteção por piloto é uma versão modificada da proteção diferencial utilizada em transformadores, máquinas e barras. Esta tem por finalidade proteger em alta velocidade o trecho da linha não protegido pela proteção de distância de primeira zona (subalcance).

Como no caso de transformadores, as proteções de linhas vão se tornando cada vez mais complexas com o aumento da tensão e sua importância para a integridade da rede elétrica. São considerados dois tipos de proteção de linhas, uma para 230kV e outra para 500kV.

4.5.1 ESQUEMA DE PROTEÇÃO DA LINHA DE 230kV

A linha de 230kV utiliza um esquema de comparação direcional por portadora (bloqueio) com relés de distância de fase (21P) e sobrecorrente de terra direcional sem retardo de tempo (67NP), com função de proteção principal. Geralmente, ambas as unidades 21P e 67 NP são ajustadas para um alcance de aproximadamente 120% do comprimento da linha.

Os relés 21P e 21S são previstos para sentir os defeitos trifásicos e bifásicos com ou sem terra. Os defeitos monofásicos são detectados pelo relé direcional de terra 67NP, sendo que o relé 67NP/G1 (reverso) dá partida à portadora. O PLC (*Power Line Carrier*) é utilizado como caminho para o envio do sinal de bloqueio.

Por outro lado, a proteção de retaguarda é constituída por relés de distância com três zonas de atuação e relés de sobrecorrente de neutro instantâneo (67NI) e temporizado (67NT). Geralmente, as unidades de sobrecorrente instantâneas são ajustadas para proteger a própria linha, enquanto que as unidades temporizadas são

ajustadas para enxergar defeitos dentro e fora da linha. Esta condição não serve somente para linhas, mas também para os transformadores.

Geralmente, a primeira zona da proteção de distância é composta por relés direcionais de distância de fase (21-1) e neutro (21N-1) sem retardo de tempo, ajustada em 80% do comprimento da linha. Tais proteções são utilizadas como uma alternativa de retaguarda local para a proteção principal, podendo operar em conjunto com a mesma.

A segunda zona é constituída por relés de distância (21-2) com retardo de tempo, ajustada em 120% do comprimento da linha. Em geral, para haver seletividade, é necessário que o retardo de tempo da 2ª zona seja superior ao tempo de atuação máximo do relé mais lento da subestação vizinha e não sobreponha a segunda zona da linha adjacente (STEMMER & BASTOS, 1977b).

A terceira zona (21S) é reversa e sua função é dar partida ao *carrier*, bloqueando a operação da proteção principal do outro terminal para faltas externas, sendo, portanto ajustada a um valor de alcance maior que o ajuste do relé de distância utilizado no esquema de proteção principal (21P) do lado remoto da linha. Geralmente o alcance desta unidade vai até o final da linha adjacente, podendo alcançar o início da linha subsequente. O relé 21S é do tipo deslocamento, o que é necessário para garantir a partida da portadora no caso de defeitos externos próximos da barra, isto é, quando a tensão de defeito fornecida ao relé pode cair a zero. Esta zona também possui um retardo de tempo (TU3), e caso a falta não seja eliminada, está poderá resultar em disparo do disjuntor após transcorrer o tempo TU3.

Um escopo simplificado deste esquema de proteção pode ser visto na Figura 4.8.

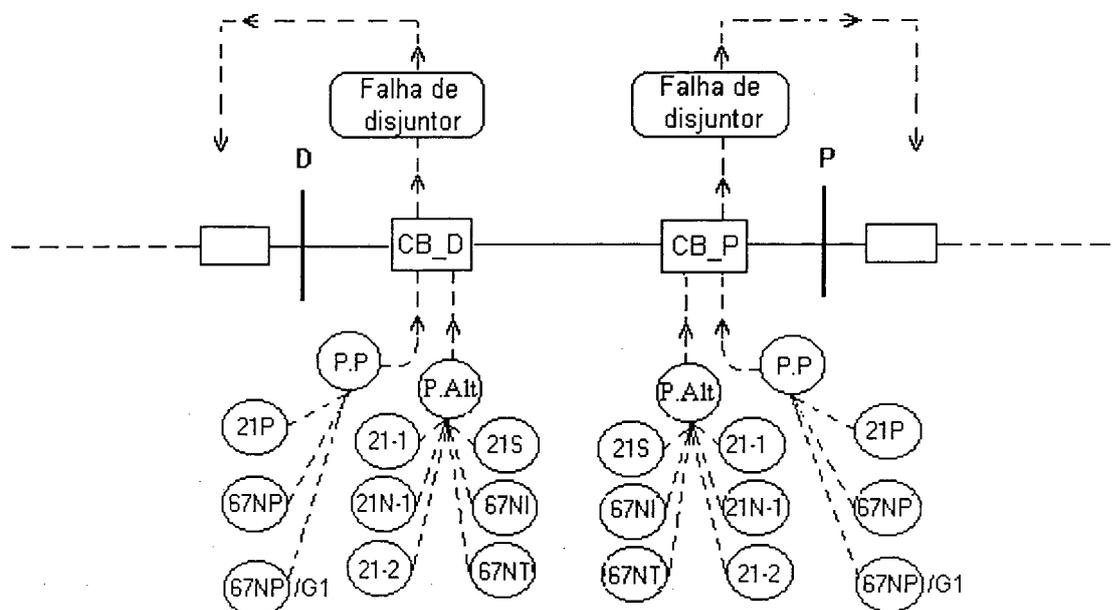


FIGURA 4.8 – Esquema de proteção para a linha de 230 kV.

TABELA 4.9 – Resumo do princípio de funcionamento do esquema de bloqueio por comparação direcional.

Tipo de falta	Subestação D	Subestação P
(1) Interna	P(CB_D) opera; S(CB_D) pode ou não operar, mas a operação de P(CB_D) evita o envio de sinal de bloqueio. O disjuntor CB_D dispara.	P(CB_P) opera; S(CB_P) pode ou não operar, mas a operação de P(CB_P) evita o envio de sinal de bloqueio. O disjuntor CB_P dispara.
(2) Externa	P(CB_D) opera; S(CB_D) não vê a falta. É recebido o sinal de bloqueio enviado pela subestação P. O disjuntor CB_D não dispara.	S(CB_P) opera dando início a transmissão. O sinal de bloqueio é enviado para a subestação D. P(CB_P) não vê a falta. O disjuntor CB_P não dispara.

Adaptado de ANDERSON (1999).

Este esquema de proteção é amplamente utilizado devido a sua confiabilidade e à simplicidade envolvida no sistema de comunicação. Falhas que possam causar problemas ou falha no sistema de comunicação são eliminadas, pois o método não depende do canal de comunicação. O disparo indesejado do disjuntor pode ocorrer, caso o canal de comunicação falhe durante a ocorrência de falta externa dentro da zona de alcance das unidades de partida 21P ou 67NP (ANDERSON, 1999).

Durante as condições normais de operação da rede elétrica nenhum sinal é transmitido uma vez que a unidade reversa S só deverá operar em condição de falta. Como o canal está normalmente desligado (não há envio de sinal), é necessário um esquema adicional que realize a verificação periódica, de modo a testá-lo durante as condições normais de operação (ELMORE, 2000). Este esquema de teste realizado periodicamente não está disponível na linha de 230kV, sendo, utilizada a informação do equipamento de tom para representar falha no *carrier*, conforme a indicação de engenheiros de proteção da ELETROSUL.

4.5.2 MODELO NEURAL PROPOSTO PARA A LINHA DE 230 KV

O modelo neural utilizado para representar o esquema de proteção apresentado na Figura 4.8 pode ser visto na Figura 4.11.

Considerando que as unidades de entrada da rede da Figura 4.11 são:

- alimentação CC (x-y), onde x representa o lado da linha (D ou P), e y o circuito de alimentação CC (1 ou 2);
- 67NI – unidade de sobrecorrente de neutro instantânea (disparo);
- 21-1 – unidade de distância da primeira zona (disparo);
- 21-2 - unidade de distância da segunda zona, temporizada (disparo);
- Tom – supervisão do equipamento de tom;
- 67NP – unidade de sobrecorrente de neutro da proteção principal (partida);
- 21P – unidade de distância de sobrealcance da proteção principal (partida);

- 67NP/G1 - unidade de sobrecorrente de neutro reversa para partida do *carrier* (partida);
- 21S - unidade de distância reversa da proteção principal para partida do *carrier* (partida);
- Recepção – recepção de sinal de bloqueio enviado por 21S ou 67NP/G1 da extremidade remota da linha;
- Partir – envio do sinal de bloqueio devido à partida de 21S ou 67NP/G1 para a extremidade remota da linha;
- 67NT - unidade de sobrecorrente de neutro temporizada (disparo);
- TU3 – temporizador da unidade 21S (disparo).

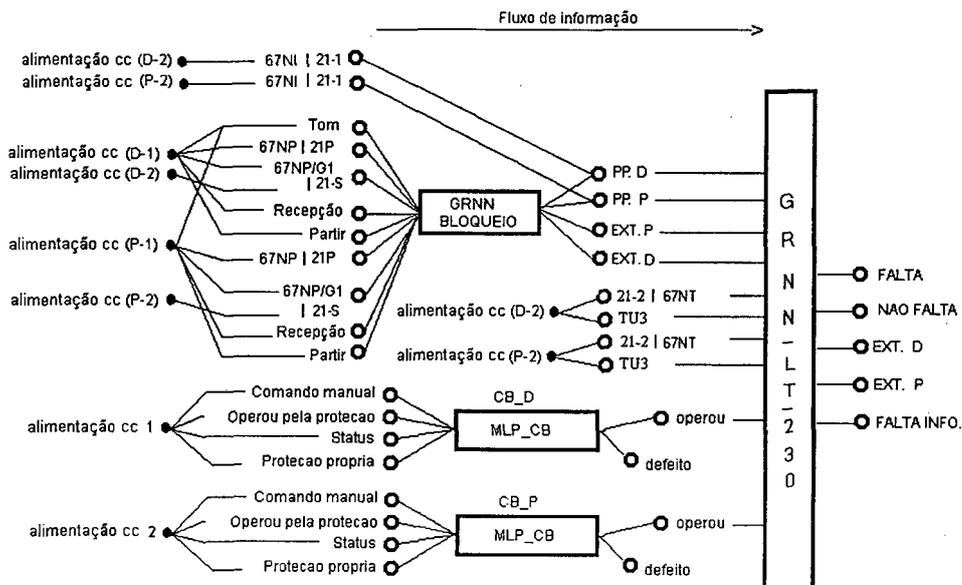


FIGURA 4.11 – Modelo neural proposto para representar o esquema de proteção da linha de 230kV.

Note que existem duas redes ainda desconhecidas, a GRNN_BLOQUEIO e GRNN_LT_230. A GRNN_BLOQUEIO tem a função de simular o esquema de teleproteção apresentado na Figura 4.9, enquanto que a GRNN_LT_230 contém informações sobre a filosofia de proteção da linha como um todo.

A GRNN_BLOQUEIO é constituída por 9 entradas e 3 camadas. A camada padrão possui 25 neurônios e função de ativação de base radial, e as camadas de soma e saída possuem 4 neurônios cada uma. Esta rede tenta identificar se a teleproteção operou para uma falta dentro ou fora da linha, já que o esquema de bloqueio por portadora é passível de disparo indevido para faltas externas. Caso a teleproteção tenha operado para uma falta dentro da linha, é identificado o lado da linha que operou (D ou P). Do mesmo modo, se as unidades de partida da teleproteção operarem para uma falta

externa, é indicado o lado da falta. Os exemplos armazenados na camada padrão representam a filosofia de operação de todo o esquema de proteção apresentado na Figura 4.8. Parte dos exemplos utilizados no treinamento desta rede podem ser vistos na Tabela 4.10.

TABELA 4.10 – Alguns exemplos utilizados para o treinamento da rede GRNN_BLOQUEIO.

	Lado	Observado																								
		1	2	3	4	5	9	10	11	12	13	14	15	16	17	...	22	23	24	25						
Tom		1	1	1	1	-1	...	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	...	1	1	1	0					
67NP ou 21P	D	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	1	-1	0						
67NP/G1 ou 21S	D	-1	-1	1	1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	...	-1	-1	-1	0						
Recepção	D	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	0						
Partir	D	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	...	-1	-1	-1	0						
67NP ou 21P	P	1	1	1	-1	1	...	-1	1	1	-1	1	1	-1	1	...	-1	-1	-1	0						
67NP/G1 ou 21S	P	-1	1	-1	-1	-1	...	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	...	1	-1	1	0						
Recepção	P	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	...	-1	-1	-1	0						
Partir	P	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	-1	1	0						
		Inferido																								
PP.D		1	1	1	1	1	...	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0						
Normal		0	0	0	0	0	...	1	1	1	1	1	1	1	1	...	0	0	0	0						
EXT.P		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	...	1	1	1	0						
FALTA INFO.		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	1						

Os exemplos contidos na Tabela 4.10 representam a lógica de operação da teleproteção vista somente pelo lado D, sendo o resultado, também em função deste. Esta estratégia foi adotada para facilitar o treinamento da rede, uma vez que a mesma é simétrica, com exceção ao alarme do equipamento de tom. Neste caso, para o lado P da linha ser analisado, basta trocar todos alarmes pertencentes ao lado D da linha por aqueles do lado P, seguindo a mesma ordem de entrada da rede.

Logo, a rede GRNN_BLOQUEIO deverá ser executada duas vezes, primeiramente de acordo com a Tabela 4.10, e posteriormente na seguinte ordem: Tom, 67NP ou 21P (P), 67NP/G1 ou 21S (P), Recepção (P), Partir (P), 67NP ou 21P (D), 67NP/G1 ou 21S (D), Recepção (D), Partir (D). O resultado por sua vez será: PP.P, normal, externa em direção ao lado D, e falta de informação. Depois de concluída a execução da rede para os dois lados da linha, segue-se o raciocínio apresentado na Tabela 4.11.

TABELA 4.11 – Lógica para tratamento dos resultados apresentados pela rede GRNN_BLOQUEIO.

Subestação D		Subestação P	
Observado	Inferido	Observado	Inferido
PP.D = 1	EXT.P = -1	PP.P = 1	EXT.D = -1
Normal = 1	PP.D = -1 e EXT.P = -1	Normal = 1	PP.P = -1 e EXT.D = -1
EXT.P = 1	PP.D = -1	EXT.D = 1	PP.P = -1
FALTA INFO. = 1	PP.D = 0 e EXT.P = 0	FALTA INFO. = 1	PP.P = 0 e EXT.D = 0

distância 21-1 ou 21-2, operação da lógica de fraca alimentação (WI) e lógica de eco. O bloqueio da transmissão é efetuado na presença de oscilação de potência (68), temporizador da zona 2, ou falta externa. Por outro lado, o canal C é utilizado para envio de disparo ao disjuntor da outra extremidade devido à falha de disjuntor, oscilação de potência-disparo (78), e sobretensão (59). Um escopo simplificado deste esquema de proteção pode ser visto na Figura 4.12.

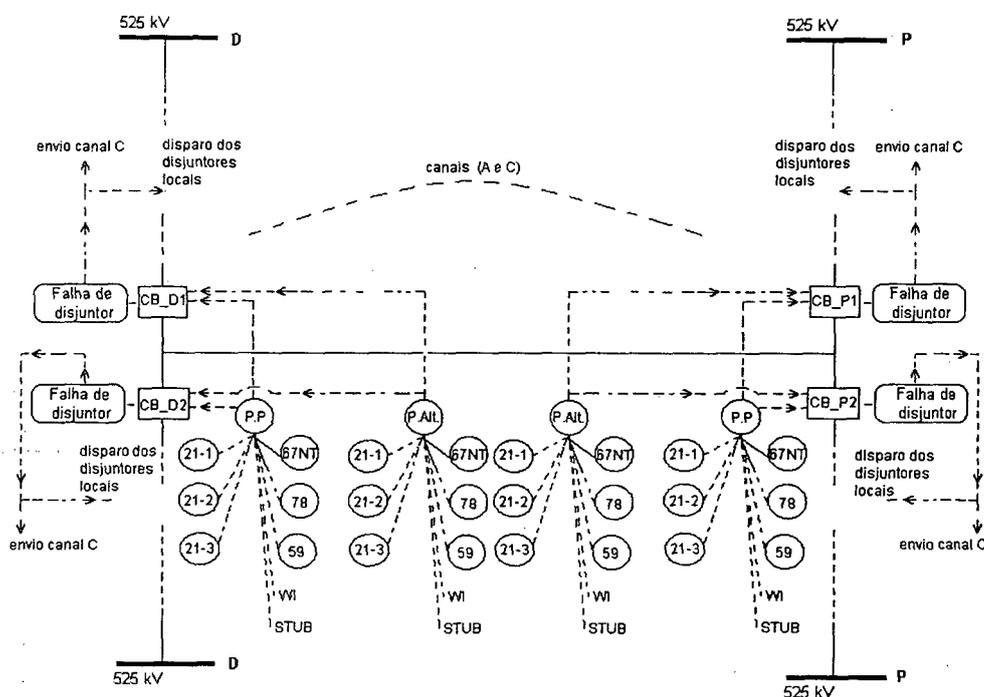
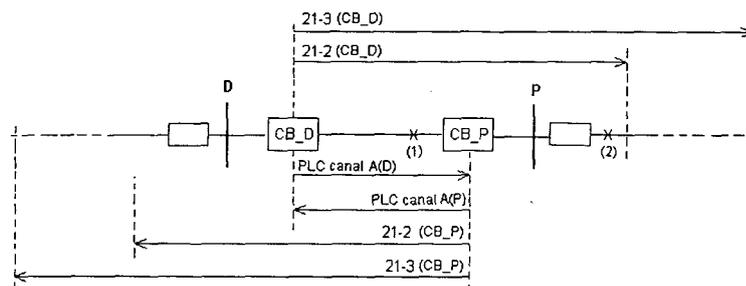


FIGURA 4.12 – Escopo simplificado da proteção utilizada na linha de 500kV.

4.5.3.1 Esquema de desbloqueio por comparação direcional

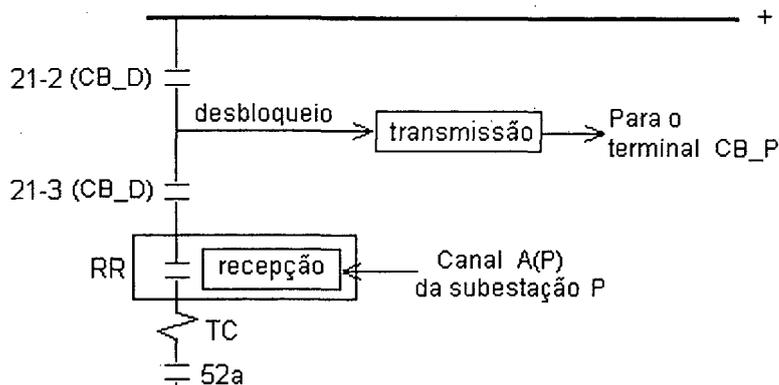
Este esquema transmite continuamente sinal de bloqueio (ou guarda) utilizando o PLC, exceto durante a condição de falta interna. Durante tal condição, a frequência do sinal muda para a de desbloqueio. As unidades de partida (21S ou 67NP/G1) não são requeridas para este tipo de proteção. A Figura 4.13 é utilizada para demonstrar o princípio de funcionamento do esquema de desbloqueio por comparação direcional.



Adaptado de ANDERSON (1999).

FIGURA 4.13 – Esquema de comparação direcional por portadora (desbloqueio).

O diagrama lógico do esquema de comparação direcional por desbloqueio pode ser visto na Figura 4.14. Neste esquema os defeitos em canais de comunicação podem ser detectados e alarmados uma vez que estes são continuamente monitorados.



Adaptado de ANDERSON (1999).

FIGURA 4.14 – Contato lógico simplificado da proteção de comparação direcional por portadora (desbloqueio).

O funcionamento do esquema de proteção mostrado nas Figuras 4.13 e 4.14, é apresentado de forma resumida na Tabela 4.14, considerando os pontos de defeito interno (1) e externo (2).

TABELA 4.14 – Resumo do princípio de funcionamento do esquema de desbloqueio por comparação direcional.

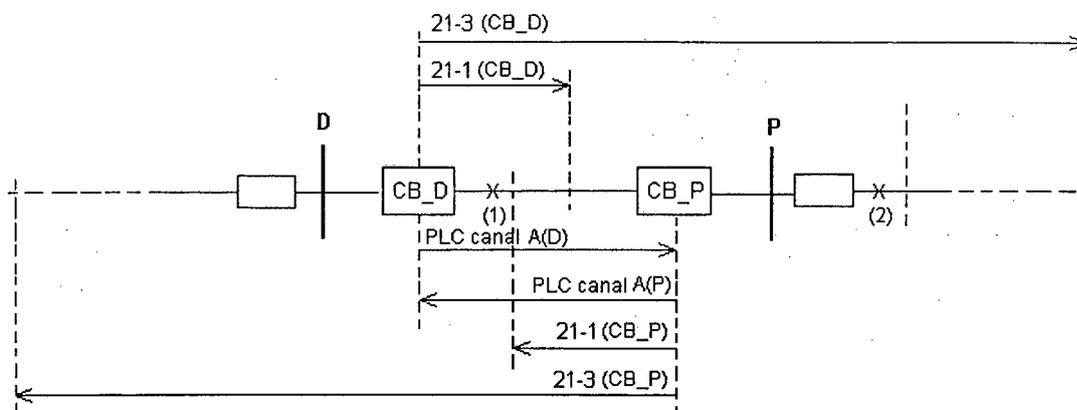
Tipo de falta	Subestação D	Subestação P
(1) Interna	21-2 (CB_D) e 21-3 (CB-D) operam; o canal A(D) muda o sinal para desbloqueio. Perda de sinal de bloqueio e/ou recepção de sinal de desbloqueio A(P) opera RR. O disjuntor CB_D dispara.	21-2 (CB_P) e 21-3 (CB-P) operam; o canal A(P) muda o sinal para desbloqueio. Perda de sinal de bloqueio e/ou recepção de sinal de desbloqueio A(D) opera RR. O disjuntor CB_P dispara.
(2) Externa	21-2 (CB_D) e 21-3 (CB-D) operam; o canal A(D) muda o sinal para desbloqueio. O canal A(P) continua bloqueado. O disjuntor CB_D não dispara.	21-2 (CB_D) e 21-3 (CB-D) não vêm a falta. Perda de sinal de bloqueio e/ou recepção de sinal de desbloqueio A(D) opera RR. O disjuntor CB_P não dispara.

Adaptado de ANDERSON (1999).

Como a frequência de bloqueio é retirada para falta interna o esquema funciona nos casos em que o sinal de desbloqueio esteja ou não disponível. Este fato é importante, pois poderá ocorrer a perda de comunicação durante uma condição de falta dentro da linha. Um período de 150 ms logo após a falha do sistema de comunicação é disponível para o disparo. Transcorrido este tempo, a lógica de disparo é bloqueada e RR volta ao seu estado inicial (*reset*). O único meio de ocorrer disparo indesejado para faltas externas é ocorrer falha no sistema de comunicação e dentro de 150 ms ocorrer uma falta externa no alcance da unidade de segunda zona (ANDERSON, 1999).

4.5.3.2 Esquema de transferência de disparo permissivo de subalcance (PUTT).

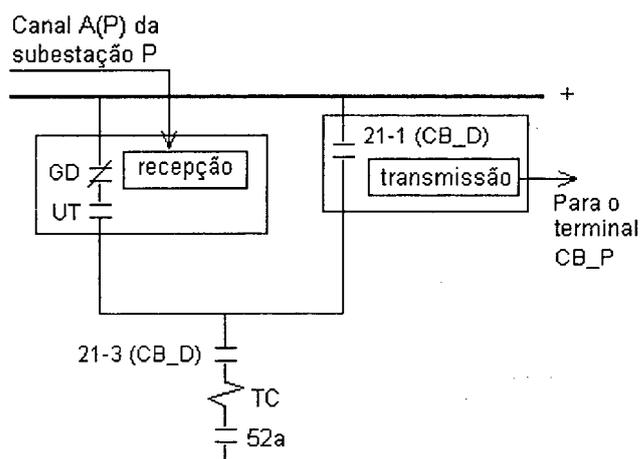
Neste esquema é utilizada a unidade de distância da zona 1 (21-1) para disparo local e transferência de disparo, além da unidade de distância da zona 3 (21-3) permissiva. A Figura 4.15 é utilizada para introduzir o esquema.



Adaptado de ANDERSON (1999).

FIGURA 4.15 – Esquema de proteção PUTT.

O diagrama lógico CC simplificado para o esquema PUTT mostrado na Figura 4.15 pode ser visto na Figura 4.16.



Adaptado de ANDERSON (1999).

FIGURA 4.16 – Diagrama lógico do esquema de proteção PUTT.

Uma falta detectada dentro da zona de operação do relé 21-1 muda a frequência do sinal de modo a enviar um sinal disparo ao disjuntor do terminal remoto. A unidade de sobrealcance da zona 3 é um simples detector de falta utilizado para permitir o disparo do disjuntor quando for recebido um sinal de disparo enviado pela outra subestação, ou permitir o disparo local do relé 21-1.

O funcionamento do esquema de proteção mostrado nas Figuras 4.15 e 4.16, é apresentado de forma resumida na Tabela 4.15, considerando os pontos de defeito interno (1) e externo (2).

TABELA 4.15 – Resumo do princípio de funcionamento do esquema de transferência de disparo permissivo de subalcançe (PUTT).

Tipo de falta	Subestação D	Subestação P
(1) Interna	21-1 (CB_D) opera; sinal de disparo é enviado para o terminal CB_P; 21-3 (CB_D) opera. O disjuntor CB_D dispara.	21-1 (CB_P) não vê a falta; sinal de disparo enviado pelo terminal CB_D é recebido; 21-3 (CB_P) opera. O disjuntor CB_P dispara.
(2) Externa	21-1 (CB_D) não vê a falta; 21-3 (CB_D) pode ou não ver a falta; sinal de disparo não é enviado e nem recebido. O disjuntor CB_D não dispara.	21-1 (CB_D) e 21-3 (CB_P) não vêem a falta; sinal de disparo não é enviado e nem recebido. O disjuntor CB_P não dispara.

Adaptado de ANDERSON (1999).

As faltas na região de superposição formada pelas zonas-1 de ambas as extremidades são eliminadas pelo disparo local das unidades de zona 1 (21-1) e também enviam sinal de transferência de disparo ao terminal remoto (ANDERSON, 1999).

No caso de falha no sistema de comunicação para falta interna, se o disjuntor da extremidade cujo relé não enxergar a falta, em sua zona de supervisão, não irá disparar, pois é necessário o sinal de disparo enviado pela outra extremidade (ELMORE, 2000).

A lógica *Switch-Onto-Fault* permite disparo instantâneo das unidades de zona 2 e 3 caso o disjuntor seja fechado na presença de uma falta interna ou externa, mas dentro do alcance das respectivas zonas (ANDERSON, 1999).

O relé de oscilação de potência 68 bloqueia a partida da unidade 21 para faltas bifásicas e trifásicas. A unidade 78 promove o disparo tripolar local e envia sinal de disparo tripolar ao disjuntor remoto. As duas unidades são independentes e podem ou não ser sensibilizadas simultaneamente durante oscilações de potência.

A proteção de fraca alimentação se faz necessária, pois existem situações no sistema elétrico que embora todas as fontes geradoras estejam em serviço, um terminal da linha poderá não contribuir com corrente suficiente para operar o relé de proteção. Se a falta estiver dentro do alcance da zona 1 no terminal mais forte, a corrente de falta será redistribuída logo após a abertura deste terminal, permitindo o disparo do disjuntor do terminal mais fraco. Porém, se a redistribuição da corrente for insuficiente para prover o disparo deste terminal, será necessário que de alguma maneira este dispare de modo a prevenir maiores danos e permitir o religamento do terminal mais forte. Por outro lado, se

a falta estiver fora do alcance da zona 1 do terminal mais forte, esta só será eliminada pela proteção de 2ª zona (temporizada).

A lógica de fraca alimentação permite a abertura de ambos os terminais em alta velocidade. O terminal mais fraco envia de volta o sinal de disparo recebido do mais forte, dando permissão para o disparo, e dispara o disjuntor convertendo o sinal permissivo recebido em sinal de disparo. Para que esta lógica seja implementada com sucesso é necessário que: nenhuma unidade reversa seja sensibilizada, pelo menos uma unidade de subtensão (27) bifásica opere, o disjuntor do terminal esteja fechado, e um sinal permissivo de disparo seja recebido durante um determinado tempo (ANDERSON, 1999).

A lógica de eco tem como função enviar de volta ao terminal remoto o sinal permissivo recebido, permitindo o disparo do disjuntor associado a este quando o terminal do disjuntor estiver aberto. Esta situação evita a falha de esquemas de teleproteção que utilizam unidades de sobrealcance permissivo (POTT – *Permissive Overreaching Transfer Trip*, e desbloqueio), uma vez que o terminal aberto é incapaz de detectar a falta e enviar o sinal de permissivo ao outro terminal (ANDERSON, 1999).

Falha externa é caracterizada quando um sinal permissivo é recebido, mas a unidade de distância da zona 2 não enxergar a falta, isto é, 21-2 não parte.

O esquema de bloqueio funciona corretamente para faltas no trecho entre os disjuntores de 500 kV e a chave seccionadora da linha, quando esta estiver aberta. O esquema PUTT funciona satisfatoriamente, enquanto que o esquema de desbloqueio não funciona em tais situações (ELMORE, 2000). A proteção STUB é utilizada como retaguarda local para faltas neste trecho da linha.

Geralmente, um fluxo excessivo de carga na direção do disparo pode provocar um sobrealcance da unidade, enquanto que na direção oposta do disparo, pode provocar o subalcance da mesma. Os esquemas de bloqueio e desbloqueio não são muito afetados por sobrecargas uma vez que não são sensíveis ao alcance. Além disto o uso de unidades de sobrecorrente direcionais para faltas envolvendo a terra proporciona bastante sensibilidade e evita a influência da carga. O esquema PUTT é mais provável de não operar devido ao encurtamento excessivo da zona de proteção do relé de distância 21-1 (ELMORE, 2000).

4.5.4 MODELO NEURAL PROPOSTO PARA A LINHA DE 500 kV

O modelo neural utilizado para representar o esquema de proteção apresentado na Figura 4.8 pode ser visto na Figura 4.17.

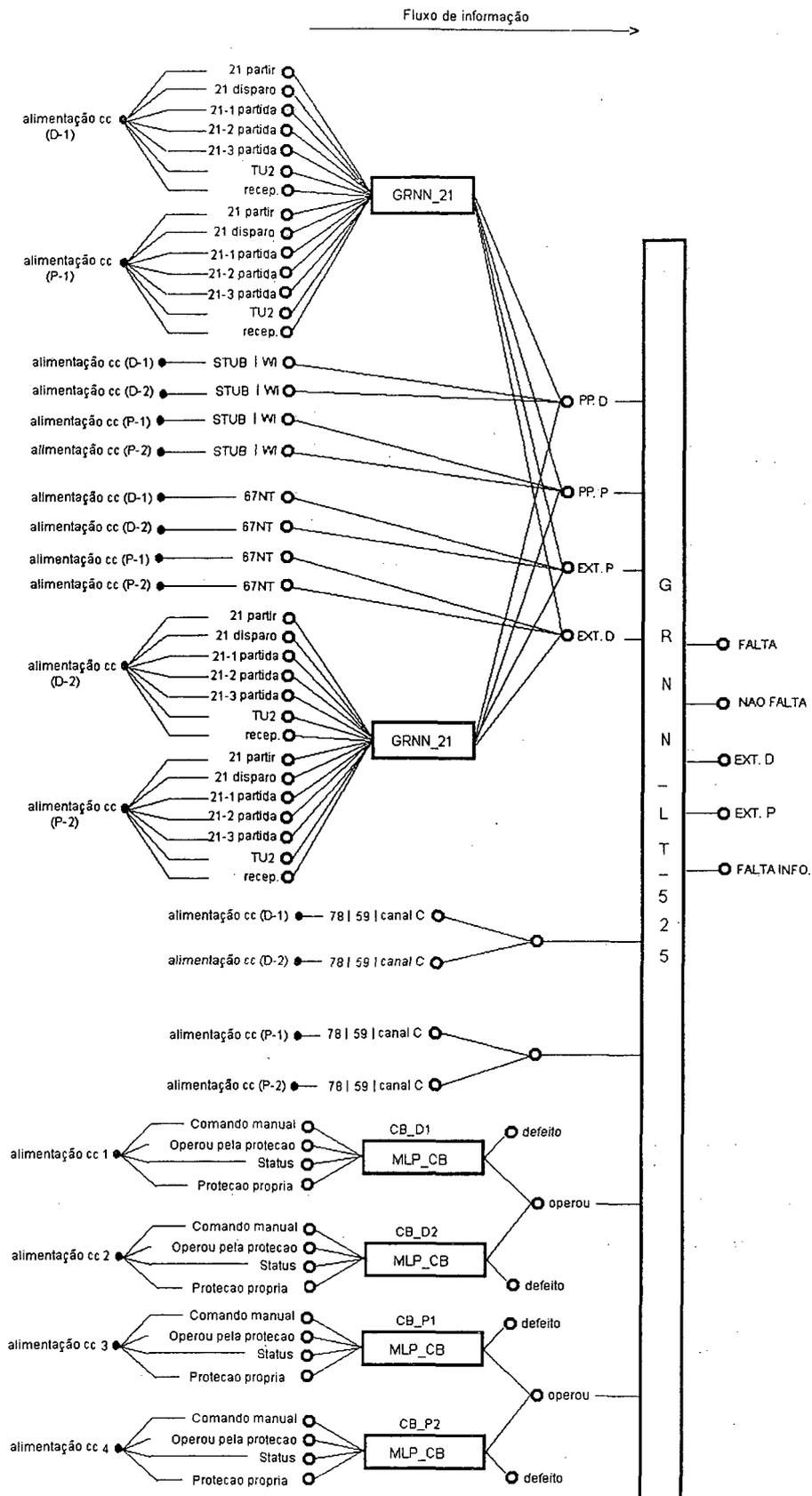


FIGURA 4.17 – Modelo neural proposto para representar o esquema de proteção da linha de 500kV.

Considerando que as unidades de entrada da rede da Figura 4.17 são:

- alimentação CC (x-y), onde x representa o lado da linha (D ou P), e y o circuito de alimentação CC (1 ou 2);
- 21 partir – partida da unidade de distância devido à partida da unidade de distância da zona 3 (21-3);
- 21 disparo – disparo do disjuntor por atuação da proteção de distância. A sinalização deste alarme indica que houve partida da unidade 21 (21 partir) e de pelo menos uma de suas zonas;
- 21-1 – unidade de distância da primeira zona (partida);
- 21-2 - unidade de distância da segunda zona (partida);
- 21-3 – unidade de distância de terceira zona (partida). Esta unidade é utilizada como permissiva, isto é, se não houver partida desta unidade, não haverá disparo (21 disparo);
- TU2 – temporizador da unidade de distância de segunda zona. Implica em disparo do disjuntor se houver partida das unidades 21-2 e 21-3;
- STUB –proteção STUB (desligamento);
- WI – proteção de fraca alimentação (desligamento);
- 67NT – unidade de sobrecorrente direcional de neutro temporizada (desligamento);
- 78 – oscilação de potência (desligamento);
- 59 – unidade de sobretensão (desligamento);
- Canal C – desligamento devido à operação dos relés 78 ou 59, ou devido a falha de disjuntor;
- Recepção – recepção de sinal de desbloqueio e/ou permissão para disparo devido à partida das unidades 21-1 e/ou 21-2.

A Figura 4.17 mostra duas redes ainda desconhecidas, a GRNN_ 21 e GRNN_LT_525. A GRNN_ 21 tem a função de simular os esquemas de teleproteção apresentados nas Figuras 4.13 e 4.15, juntamente com proteções de primeira, segunda e terceira zona. A GRNN_LT_525 com base nas informações apresentadas pelas redes que a alimentam tenta classificar a falta como sendo dentro ou fora da linha.

A GRNN_21 é constituída por 14 entradas e 3 camadas. A camada padrão possui 29 neurônios e função de ativação de base radial, e as camadas de soma e saída possuem 4 neurônios cada uma. A rede incorpora toda a lógica do esquema de proteção referente às unidades de distância, determinando se houve disparo ou partida da proteção para falta interna ou externa (lado D ou P). A construção e treinamento desta

rede segue o mesmo raciocínio empregado na rede GRNN_BLOQUEIO. Os exemplos armazenados na camada padrão representam o esquema de operação das unidades de distância conforme diagramas lógicos CC. Parte dos exemplos utilizados no treinamento desta rede podem ser vistos na Tabela 4.16.

TABELA 4.16 – Alguns padrões utilizados para o treinamento da rede GRNN_21.

	Lado	Observado																											
		1	2	3	4	5	...	11	12	13	14	15	16	17	18	...	25	26	27	...	29								
21 partir	D	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	1	1	...	0								
21 disparo	D	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	1	-1	...	0								
21-1 (partida)	D	1	1	-1	1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0								
21-2 (partida)	D	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	-1	1	...	0								
21-3 (partida)	D	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	1	1	...	0								
TU2	D	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0								
Recepção	D	1	1	1	-1	-1	...	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	...	-1	-1	-1	...	0								
21 partir	P	1	1	1	-1	-1	...	-1	1	1	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	...	0								
21 disparo	P	1	1	1	-1	-1	...	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	...	0								
21-1 (partida)	P	-1	1	1	-1	-1	...	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	...	-1	-1	-1	...	0								
21-2 (partida)	P	1	1	1	-1	-1	...	-1	1	-1	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	...	0								
21-3 (partida)	P	1	1	1	-1	-1	...	-1	1	1	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	...	0								
TU2	P	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0								
Recepção	P	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	...	1	-1	1	...	0								
		Inferido																											
PP.D		1	1	1	1	1	...	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	0								
Normal		0	0	0	0	0	...	1	1	1	1	1	1	1	1	...	0	0	0	...	0								
EXT.P		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	...	1	1	1	...	0								
FALTA INFO.		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	1								

Os exemplos contidos na Tabela 4.16 representam a lógica de operação da proteção de distância (principal) vista somente pelo terminal D, sendo o resultado, também em função deste. Para que o lado P da linha possa ser analisado, basta trocar todos alarmes pertencentes ao lado D da linha por aqueles do lado P, seguindo a mesma ordem de entrada da rede.

Logo, a rede GRNN_21 deverá ser executada duas vezes, uma vez com as entradas seguindo a ordem apresentada na Tabela 4.16, e a outra de acordo com a seguinte ordem: 21 partir (P), 21 disparo (P), 21-1 (P), 21-2 (P), 21-3 (P), TU2 (P), recepção (P), 21 partir (D), 21 disparo (D), 21-1 (D), 21-2 (D), 21-3 (D), TU2 (D), recepção (D). O resultado por sua vez será: PP.P, normal, externa em direção ao lado D, e falta de informação. Depois de concluída a execução da rede para os dois lados da linha, segue-se o mesmo raciocínio apresentado na Tabela 4.11.

A GRNN_LT_525 é constituída por 8 entradas e 3 camadas. A camada padrão possui 30 neurônios e função de ativação de base radial, e as camadas de soma e saída possuem 5 neurônios cada uma. Os exemplos armazenados na camada padrão representam conjuntos de alarmes plausíveis nos quais consegue-se distinguir entre

faltas interna e externa. Parte dos exemplos utilizados no treinamento desta rede podem ser vistos na Tabela 4.17.

TABELA 4.17 – Alguns padrões utilizados para o treinamento da rede GRNN_525.

		Observado																												
Lado		1	2	3	4	5	...	12	13	14	15	16	17	...	20	21	22	...	25	26	27	...	30							
PP.D	D	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0							
PP.P	P	1	1	1	1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0							
EXT.P	D	-1	-1	-1	-1	1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	1	1	1	...	0							
EXT.D	P	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	-1	-1	-1	...	1	1	1	...	-1	-1	-1	...	0							
78,59,C	D	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	1	-1	1	...	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0							
78,59,C	P	-1	-1	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	1	1	-1	...	-1	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	0							
Operou (CB_D)	D	1	-1	1	-1	-1	...	-1	1	-1	1	1	1	...	-1	1	-1	...	1	-1	-1	...	0							
Operou (CB_P)	P	1	1	-1	-1	1	...	-1	-1	1	1	1	1	...	1	-1	-1	...	-1	1	-1	...	0							
		Inferido																												
FALTA		1	1	1	1	1	...	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0							
NÃO FALTA		0	0	0	0	0	...	1	1	1	1	1	1	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0							
EXT. D		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	...	1	1	1	...	0	0	0	...	0							
EXT. P		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	1	1	1	...	0							
FALTA INF.		0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	1							

4.6 Modelagem da filosofia de proteção de barras

Defeitos em barras devem ser isolados por meio da abertura de todos os disjuntores associados a ela. Como este desligamento pode incluir geradores ou linhas de interligação, afetando grandes partes do sistema, é de suma importância que a proteção de barras funcione corretamente para defeitos exclusivamente nas barras, sendo insensível a defeitos externos. Os arranjos de barramentos são mais sofisticados para níveis mais altos de tensão, de modo a evitar a perda total da subestação em decorrência de perturbações e/ou necessidade de manutenção em equipamentos. Os defeitos em barras, geradores e transformadores não são, em geral, de natureza transitória, mesmo que a causa de origem o tenha sido; os danos causados são permanentes, com o que fica vedada a possibilidade de reaplicação imediata de tensão. Estes equipamentos são em geral tão bem protegidos contra a ação de elementos da natureza, bem como erros de operação, que a possibilidade de defeito é bem menor do que em outros componentes do sistema, tais como linhas de transmissão (STEMMER & BASTOS, 1977a).

A maneira mais elementar de proteger as barras é usando os relés dos circuitos que alimentam a barra. A barra fica incluída dentro da zona de proteção de retaguarda dos relés pertencentes às subestações adjacentes. Este tipo de proteção é simples (não há necessidade de novos relés) e evita a possibilidade de desligamento indevido de toda a barra por causa da operação acidental de um único relé. Em contrapartida apresenta

uma baixa velocidade de atuação, pois depende da temporização dos relés utilizados como retaguarda remota (MASON, 1956).

Normalmente, em níveis mais altos (230 kV, ou mais) as barras possuem um esquema próprio de proteção, assim como também são incluídos os esquemas de falha de disjuntor.

O esquema de proteção de barras é formado pela proteção diferencial, proteção contra falha de disjuntor, alimentação CC de relés e disjuntores, e sobretensão. A Figura 4.18 mostra o esquema de proteção de barras de 230 e 500 kV.

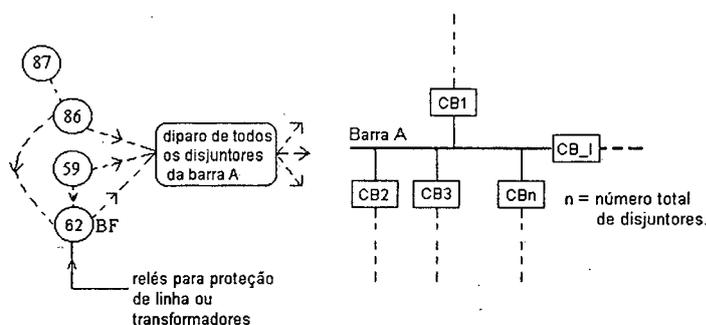


FIGURA 4.18 – Esquema de proteção de barras.

Geralmente as proteções de barra são projetadas de modo a minimizar o número de circuitos desligados, ou seja, somente os disjuntores associados à barra em falta devem ser desligados. Note que o disjuntor de interligação da barra A (CB_I) deve ser protegido por ambas as barras associadas a ele. A falha de operação deste provocará o desligamento de todos os disjuntores das duas barras (ANDRICHAK & CARDENAS, 1995).

Os relés 59 e 87 implicam em desligamento (94) e bloqueio (86), respectivamente. O relé temporizado da proteção de falha de disjuntor (86BF), pode dar partida por atuação dos relés 59 ou 87 da proteção de barra, ou ainda devido ao pedido de disparo do disjuntor em razão da operação da proteção do componente conectado ao disjuntor. Logo, o relé 86BF pode ou não ser disparado para falta na barra ou elementos adjacentes, caso algum disjuntor falhe na operação. Destes, o único que especifica se a falta foi na barra é o relé diferencial 87. O relé 59 é utilizado para evitar sobretensões na barra, que podem ocorrer em consequência a contingências.

O princípio básico do esquema para proteção de barras de 500kV é bastante similar ao de 230 kV, exceto que existe uma unidade de falha de disjuntor (86BF) discriminada para cada disjuntor em 500 kV. Outro fator inerente ao esquema de falha de disjuntor é a transferência de disparo via canal C quando conectado à linha de transmissão de 500kV.

4.6.1 MODELO NEURAL PROPOSTO PARA AS BARRAS

O modelo neural proposto para representar o esquema de proteção de barras é apresentado na Figura 4.19. A entrada “Todos os disjuntores operaram” faz-se necessária, pois esta condição indica a possibilidade de defeito na barra. Neste caso pressupõe-se que exista uma rotina que determina o número de disjuntores fechados ligados a uma determinada barra na condição pré-falta. Na condição pós-falta é realizada novamente esta contagem, mas considerando o número de disjuntores que abriram. Caso a diferença entre o número de disjuntores fechados (antes da falta) e abertos (depois da falta) seja igual a zero, conclui-se que todos os disjuntores operaram (1); caso contrário, não (-1). Uma dúvida poderia surgir caso não se confirme a abertura ou não de determinado disjuntor, neste caso permaneceria a dúvida (0).

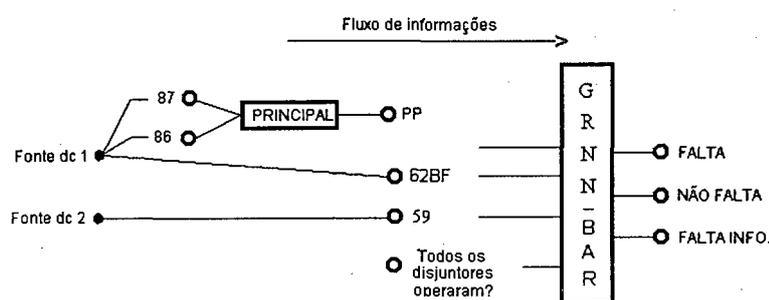


FIGURA 4.19 – Modelo neural proposto para representar o esquema de proteção de barras.

A rede GRNN_BAR é constituída por 4 entradas e 3 camadas. A camada escondida é formada por 7 neurônios e função de ativação de base radial, e as camadas de soma e saída possuem 3 neurônios cada uma. A rede não determina se a falta é externa, pois as barras não são equipadas com esquemas de proteção com finalidade de retaguarda. Os exemplos da Tabela 4.18 são armazenados na camada padrão e representam o esquema de operação da proteção apresentada na Figura 4.19.

TABELA 4.18 – Padrões utilizados para o treinamento da rede GRNN_BAR.

	Observado						
	1	2	3	4	5	6	7
PP	1	1	-1	-1	-1	-1	0
86BF	-1	1	-1	1	-1	-1	0
59	-1	-1	-1	-1	1	1	0
Todos os disjuntores operaram?	1	-1	-1	-1	1	-1	0
	Inferido						
FALTA	1	1	0	0	0	0	0
NÃO FALTA	0	0	1	1	1	1	0
FALTA INFO.	0	0	0	0	0	0	1

4.7 Arquivo de resultados gerado pelos módulos neurais

Os resultados oriundos da execução de cada um dos modelos neurais apresentados são impressos em arquivo com extensão “.out” de acordo com o formato apresentado na Figura 4.20.

```

...
(BARRA(tag TAG) (falta F) (n-falta NF) (falta-info FI) (manutencao S/N))
(ELEMENTO(tag TAG TIPO) (falta F) (n-falta NF) (ext-de ED) (ext-para EP) (falta-info FI) (manutencao S/N))
...

```

FIGURA 4.20 – Formato do arquivo gerado pelos módulos neurais.

Considerando que:

TAG – código alfanumérico utilizado para identificar um determinado componente (linhas, transformadores, e barramentos) da rede elétrica;

F – significa que o módulo neural classificou o componente **TAG** como em falta;

NF – significa que o módulo neural classificou o componente **TAG** como não falta;

FI – significa que o módulo neural classificou o componente **TAG** como falta de informação;

S/N – utilizado para indicar se a proteção principal do componente **TAG** está em manutenção (**S**, sim; **N**, não). Esta informação só será utilizada pela rotina que trata as informações de falta externa;

TIPO – código numérico utilizado para caracterizar um determinado elemento (linha ou transformador) de acordo com seu nível de tensão (1, linha; 2, transformador).

ED – classificação apresentada pela rede para falta externa em direção à barra D (de).

EP – classificação apresentada pela rede para falta externa em direção à barra P (para).

4.8 Conclusões

Este capítulo apresentou os procedimentos metodológicos propostos para lidar com o problema de estimação da seção em falta em sistemas elétricos de potência. Primeiramente foi apresentado um fluxograma simplificado do processo como um todo, de modo a facilitar a compreensão da metodologia de trabalho proposta. Posteriormente são apresentados os modelos neurais desenvolvidos para os principais componentes pertencentes a rede de transmissão de energia.

Optou-se por desenvolver um modelo neural da filosofia de proteção adotada em cada equipamento, pois assim consegue-se reduzir a dimensão das redes neurais e facilitar a etapa de treinamento.

A modelagem dos esquemas de proteção por equipamento e níveis de tensão, juntamente com a lista de alarmes utilizados foram obtidos de um sistema real, mais precisamente, do sistema sob supervisão da ELETROSUL.

5. Tratamento das informações geradas pelos módulos neurais

Após a execução das redes neurais, como módulos independentes a partir dos alarmes observados, necessita-se determinar a interligação entre cada um dos componentes, de modo a interpretar o conjunto de informações gerados por cada modelo neural. A conexão entre os módulos é conseguida por meio da identificação das adjacências de cada um dos componentes desligados em consequência ao defeito, como descrito em 5.1 e 5.2.

5.1 Determinação das áreas desligadas

A ocorrência de uma falta dentro da zona de atuação do relé faz com que o mesmo se sensibilize e envie um sinal de disparo ao disjuntor, na tentativa de interromper a corrente que flui para o ponto de defeito. Geralmente, a operação conjunta destes dispositivos resulta na formação de um ou mais subsistemas (regiões) que podem estar ativas ou inativas. De acordo com a própria filosofia de proteção, as faltas devem ser isoladas de modo a desligar o menor número de componentes possíveis, sendo, portanto a origem do defeito confinada a esta pequena porção do sistema desligado. Tal condição é verdadeira, exceto quando da ocorrência de grandes desligamentos gerados por situações raras, tais como, faltas simultâneas, falha de relés ou falta em componentes críticos (WEN & HAN, 1995).

A incorporação de um programa que determine as mudanças na topologia da rede elétrica em decorrência da falta pode simplificar a tarefa e conseqüentemente melhorar os resultados, como constatado por simulações realizadas por ELAMIN & AL-UMAIR (2001). Com esta estratégia consegue-se reduzir o número de componentes suspeitos, as incertezas e ambigüidades presentes no problema (MIN *et al.* 2001a; 2001b).

Os métodos encontrados na literatura exploram a matriz de adjacência (YPSILANTIS *et al.*, 1992; PRAIS & BOSE, 1988), lógica (CHANG & KERK, 2000) e matrizes tridimensionais relacionando componentes, relés e disjuntores (MIN *et al.*, 2001a; 2001b). Tais métodos utilizam informações sobre estados de disjuntores, sendo que o último acrescenta a seqüência de tempo em que os dispositivos de proteção operaram. Geralmente, os subsistemas ativos e inativos formados em decorrência de uma falta são diferenciados após um processo de busca baseado na presença ou ausência de geradores em tais áreas.

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

1. identificar a configuração da rede em estado de operação normal (condições pré-falta);
2. determinar a configuração pós-falta do subsistema intacto, a partir dos estados de disjuntores;
3. determinar o subsistema desligado, comparando-se as configurações obtidas em 1 e 2. Os componentes desligados são aqueles presentes em 1 e ausentes em 2.

A motivação pela escolha destes procedimentos deu-se devido ao fato deste ser mais adequado às características de programação em linguagens voltadas ao desenvolvimento de sistemas especialistas, isto é, trabalhar com linguagem simbólica ao invés de numérica. Todas as três etapas foram implementadas em CLIPS, pois assim possibilita-se a incorporação de módulos específicos para a apresentação de explicações ou conclusões sobre o comportamento dos dispositivos de proteção, embora o trabalho atualmente não os contemple. O programa desenvolvido é composto por três módulos, cada qual é responsável pela execução de uma das 3 tarefas acima relacionadas.

5.1.1 DETERMINAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DA REDE ANTES DA FALTA

O programa CONFIGURA_ANTES.CLP foi desenvolvido com o propósito de executar a etapa 1, ou seja, determinar a topologia da rede no instante anterior à ocorrência do defeito. São utilizadas basicamente 6 regras dispostas de acordo com níveis de prioridade, partindo de um nível mais alto (regra 1) para um mais baixo (regra 6). Cada vez que uma regra pertencente a um nível mais baixo for disparada, a outra do nível mais alto poderá ser ativada como consequência daquela. Assim as regras cooperam entre si, de modo a alcançar o objetivo de agregar barras e determinar as mudanças topológicas sofridas pela rede elétrica. O termo "agregar barras" significa tornar duas ou mais barras conectadas diretamente entre si em uma única barra, já que estas formam um único nó elétrico.

REGRA 1: Configura-Barra-Chave-Jumper-Chave-Barra-em-Barra-CB-Barra

A finalidade desta regra é reconhecer a configuração formada por duas barras interligadas por dois dispositivos lógicos (chaves seccionadoras ou disjuntores) e separadas pela ligação de um componente elétrico entre elas. O nó elétrico (*jumper*) formado pela conexão entre três ou mais componente é denominado de P, como mostrado na Figura 5.1.

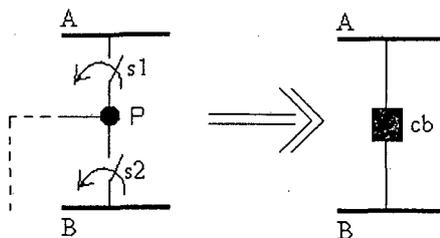


FIGURA 5.1 – Transformação do circuito formado por dois dispositivos lógicos interligados por um *jumper* em um disjuntor provisório.

Note que o resultado obtido com a execução desta regra permitirá o disparo de outra em um nível mais baixo somente após todas as transformações terem sido realizadas. A única condição necessária para ativar a regra é os dois dispositivos lógicos (neste caso, as seccionadoras s1 e s2) estarem fechados. Em consequência à ativação da regra surgirá na memória de trabalho um disjuntor cb (temporário) fechado entre as barras A e B que posteriormente será descartado.

REGRA 2: Configura-Barra-CB-Barra-em-Barra

Consiste em transformar a conexão formada por duas barras interligadas por meio de um dispositivo lógico fechado em uma única barra, cujo nome passa a agregar os originais das barras A e B, conforme a Figura 5.2. Optou-se por manter os nomes originais das barras por uma questão de controle e facilitar a identificação das subestações as quais elas pertencem.

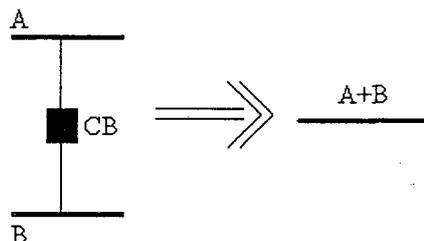


FIGURA 5.2 – Transformação de duas barras interligadas por dispositivo lógico fechado em uma barra agregada.

Embora o dispositivo lógico seja denotado por CB (maiúsculo), a regra 2 também poderá ser ativada por uma condição semelhante em que apareça um cb (minúsculo) temporário. É exatamente nesta ocasião que o disjuntor cb temporário será removido da memória de trabalho, pois o objetivo de agregar as barras A e B fora alcançado.

REGRA 3: Configura-Barra-CB-Jumper-em-Barra

Esta regra transforma a conexão formada por uma barra interligada a um *jumper* por meio de um dispositivo lógico fechado em barra, conforme mostrado na Figura 5.3.

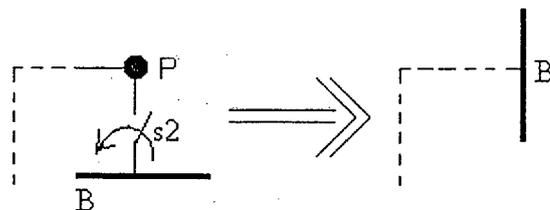


FIGURA 5.3 – Transforma barra - dispositivo lógico – *jumper* em barra.

Note que esta regra só será ativada para uma determinada barra B caso a regra 1 não seja. A Figura 5.3 mostra o deslocamento da barra B em direção ao nó elétrico (P). Este deslocamento é necessário, pois assim outras regras podem ser disparadas dando continuidade ao processo.

REGRA 4: Configura-Jumper-CB-Jumper-em-Barra

A regra tem o objetivo de transformar dois *jumpers* interligados por meio de um dispositivo lógico fechado, em um nó elétrico denotado por uma barra provisória (barra_b). A Figura 5.4 mostra graficamente o procedimento executado, considerando que a barra_b representa a barra fictícia que futuramente será descartada da memória de trabalho.

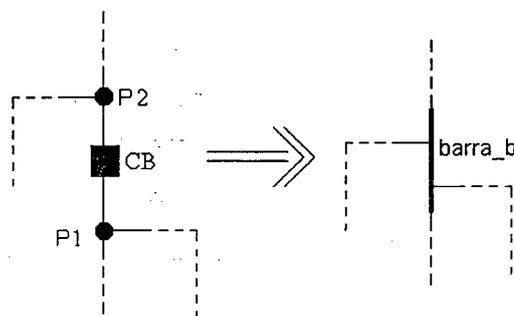


FIGURA 5.4 – Transformação de *jumper*-disjuntor-*jumper* em barra provisória.

Note que a barra_b não é uma barra que existe fisicamente, mas sim um nó elétrico utilizado de tal modo a propiciar o disparo de outras regras que sejam ativadas em seqüência a esta.

REGRA 5: Elimina-Componentes-Desligados

Nesta regra é realizado o processo de busca por componentes ativos com base na presença de unidades geradoras. Uma barra geradora é tomada como referência e o sistema é percorrido até que todos os componentes alimentados por esta (ativos) sejam encontrados. Uma ilha é identificada cada vez que for constatada a existência de outras barras geradoras sem meio de conexão com aquela utilizada como referência. Como resultado serão mantidos os componentes ativos e descartados os inativos.

REGRA 6: Adiciona-Elemento-Desligado-mas-com-Tensão

Os elementos energizados (com tensão e sem corrente) são incluídos na configuração final da rede, uma vez que eles também foram descartados em consequência ao disparo da regra 5. Este seria, por exemplo, o caso de um componente com um dispositivo lógico fechado conectado ao subsistema intacto, mas com o outro terminal aberto, conforme mostrado na Figura 5.5.

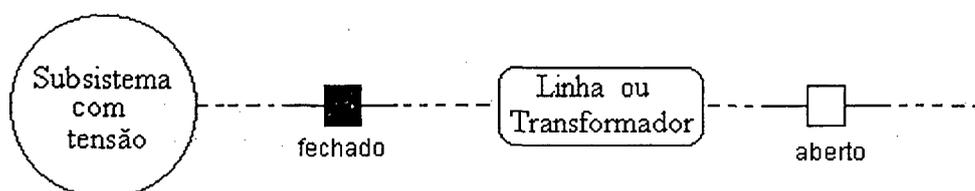


FIGURA 5.5 – Representação de um elemento elétrico com tensão, mas sem corrente.

Esta regra tem o objetivo de reconhecer os elementos (linhas e transformadores) com esta característica como ativos, pois embora não circule corrente, os mesmos estão sujeitos a um defeito, já que estão energizados.

5.1.1.1 Formato dos dados de entrada e saída

O programa CONFIGURA_ANTES.CLP utiliza a configuração normal da rede como um arquivo padrão, onde estão contidas informações sobre disjuntores, chaves seccionadoras, elementos e barras (incluindo as barras geradoras, se houverem). De modo a facilitar a manutenção destes dados, cada subestação é representada por um arquivo texto "SE.dat", onde SE corresponde à inicial da subestação. A mudança de status de dispositivos lógicos é realizada no arquivo texto alteraCONFIGantes.dat. O formato do arquivo SE.dat é apresentado na Figura 5.6.

```

...
(CB (numero SERS) (de U) (para V) (tipo W X) (status Y))
...

```

FIGURA 5.6 – Formato do arquivo que contém os dados utilizados para configurar a rede elétrica durante o estado normal de operação.

As variáveis apresentadas na Figura 5.6 são:

SE – iniciais da subestação.

R – tipo de dispositivo lógico (D, disjuntor; C, chave seccionadora; d, disjuntor *phantom*¹¹).

¹¹ Disjuntor fictício utilizado para interligar dois componentes elétricos.

S – código numérico do disjuntor.

U – código alfanumérico do componente antes do dispositivo lógico *SERS*.

V – código alfanumérico do componente depois do dispositivo lógico *SERS*.

W – tipo do componente *U* (B, barra; T, transformador; L, linha; P, *jumper*).

X – tipo do componente *V* (B, barra; T, transformador; L, linha; P, *jumper*).

Y – *status* do dispositivo lógico *SERS*.

Caso exista unidade geradora na subestação **SE**, então se deve acrescentar a informação apresentada na Figura 5.7, onde a variável **Z** corresponde ao código alfanumérico designado à barra geradora.

```
...  
(alimentacao SEZ)  
...
```

FIGURA 5.7 – Formato da informação de barras geradoras.

O arquivo alteraCONFIGantes.dat contém dados sobre mudanças topológicas realizadas em condições normais de operação do sistema. Note que tais mudanças vão ser refletidas sobre a configuração de rede contida no arquivo padrão (*SE.dat*). A Figura 5.8 mostra o formato a ser seguido para representar mudanças topológicas, onde as variáveis **SERS** e **Y** foram definidas anteriormente.

```
...  
(CBmodifica (numero SERS) (status Y))  
...
```

FIGURA 5.8 – Formato para incluir informação sobre mudança de *status* em dispositivos lógicos.

Os resultados gerados pelo programa CONFIGURA_ANTES.CLP são impressos no arquivo antes.cfg. Portanto, tal arquivo contém os componentes elétricos que constituem a topologia da rede ativa no instante anterior a falta. Os dados impressos neste arquivo seguem a ordem apresentada na Figura 5.9.

```
...  
;***** ILHA FORMADA POR GERAÇÃO EM: SEZ *****  
...  
(LIGADO_antes (tag TAG TIPO) (de DE) (para PARA)))  
...  
(BARRA_antes (BAR_agr BARRA1+BARRA2+...+BARRAn) (tag BARRA1))  
(BARRA_antes (BAR_agr BARRA1+BARRA2+...+BARRAn) (tag BARRA2))  
(BARRA_antes (BAR_agr BARRA1+BARRA2+...+BARRAn) (tag BARRAn))  
...
```

FIGURA 5.9 – Formato do arquivo gerado pela rotina que determina a topologia da rede antes da falta.

A Figura 4.9 mostra algumas variáveis ainda desconhecidas, ou seja:

BARRA1+BARRA2+...+BARRAn é o nome da barra formada pela agregação de diversas barras em uma única. A finalidade é manter uma memória com os códigos de cada barra que constitui a nova barra.

BARRA1, BARRA2,..., BARRAn são os códigos associados as *n* barras, ou seja: **U**, se tipo **W** for **B** (barra); **V**, se tipo **X** for **B** (barra); ou **SEZ**, se alguma das barras for a de geração.

5.1.2 DETERMINAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DA REDE APÓS A FALTA

A rotina que executa esta tarefa é denominada de CONFIGURA_DEPOIS.CLP, que por sua vez é composta pelas mesmas 6 regras descritas em 5.1.1 e utiliza o mesmo arquivo de dados SE.dat. Por outro lado, o arquivo alteraCONFIGdepois.dat é utilizado para contemplar informações pertinentes as mudanças topológicas sofridas pela rede em decorrência da operação normal (alteraCONFIGantes.dat) e falta. O arquivo alteraCONFIGdepois.dat segue o mesmo formato do arquivo alteraCONFIGantes.dat. Este arquivo é gerado pelos módulos neurais, sendo o *status* do disjuntor, o resultado da execução da rede neural utilizada para representar o mesmo.

Os resultados gerados pelo programa CONFIGURA_DEPOIS.CLP são impressos no arquivo depois.cfg, ou seja, a configuração da rede intacta após a falta. Os dados impressos neste arquivo seguem a ordem apresentada na Figura 5.10, sendo que todas as variáveis foram definidas em 5.1.1.1.

```

...
;***** ILHA FORMADA POR GERAÇÃO EM: Barra_geradoraNG1 *****
...
(LIGADO_depois (tag TAG TIPO) (de DE) (para PARA))
...
(BARRA_depois (BAR_agr BARRA1+BARRA2+...) (tag BARRA1))
(BARRA_depois (BAR_agr BARRA1+BARRA2+...) (tag BARRA2))
(BARRA_depois (BAR_agr BARRA1+BARRA2+...) (tag BARRAn))
...

```

FIGURA 5.10 – Formato do arquivo gerado pela rotina que determina a topologia da rede na condição pós-falta.

5.1.3 DETERMINAÇÃO DOS SUBSISTEMAS DESLIGADOS

A rotina GERENCIA_ANTES_DEPOIS.CLP, também elaborada em CLIPS, gerencia as informações sobre a configuração ativa da rede antes e após o defeito, visando determinar os subsistemas desligados. Esta rotina utiliza os arquivos gerados por CONFIGURA_ANTES.CLP e CONFIGURA_DEPOIS.CLP e imprime os resultados em

outro arquivo com extensão “.spt”. Logo, este arquivo contém todos os componentes suspeitos, a serem analisados.

A rotina GERENCIA_ANTES_DEPOIS.CLP é composta basicamente por 4 regras a serem apresentadas:

REGRA 1: Determina-elementos-desligados

Esta regra compara todos os elementos ativos antes e após a ocorrência da falta. Caso um determinado elemento esteja ativo nas duas condições e não seja classificado como falta externa ou falta pelas redes neurais, o mesmo é retirado da base de fatos que contém os elementos ativos antes da falta. Este processo termina quando todos os elementos ativos na condição anterior e posterior a falta tiverem sido removidos.

REGRA 2: Determina-elementos-com-tensão

A regra procura diferenciar os elementos envolvidos pela falta, mas que apresentam tensão em seus terminais, daqueles sem tensão em todos os terminais. A discriminação entre estes elementos é realizada de modo a diminuir a lista de suspeitos e ao mesmo tempo acrescentar possíveis informações úteis ao processo de solução, tal como elementos em que os modelos neurais classificaram como falta externa. As letras **E** (energizado) e **D** (desenergizado) são utilizadas para marcar tais elementos.

REGRA 3: Determina-barras-desligadas

Esta regra determina as barras desligadas comparando as que existiam antes e depois da falta. Caso uma determinada barra pertença à base de fatos da condição anterior a falta e não esteja presente na condição posterior, esta é identificada como desligada.

REGRA 4: Determina-barras-desligadas_agregadas

As barras que na condição anterior à falta estavam agregadas, mas em virtude da contingência foram separadas, necessitam ser identificadas. Uma falta poderá ocasionar a transição de um nó elétrico formado por diferentes barras, em dois ou mais nós elétricos. Logo, um elemento que estava ativo e conectado a uma barra formada por n barras ($barra1+barra2+...barran$) pode ser desligado em função da falta e estar conectado a nenhuma barra, ou somente à $barra1$, ou $barra1+barra2$, e assim em diante, caso estas também estejam desligadas. Suponha a ocorrência de uma falta na barra B do sistema intacto apresentado na Figura 5.11 a). Note que as barras A e B estão agregadas em uma única barra denominada A+B, e que as linhas L1...L6 estão

conectadas a tal barra. A Figura 5.11 b) mostra a operação da proteção diferencial da barra B e a falha do disjuntor CB, com o relé da linha L6 operando na segunda zona.

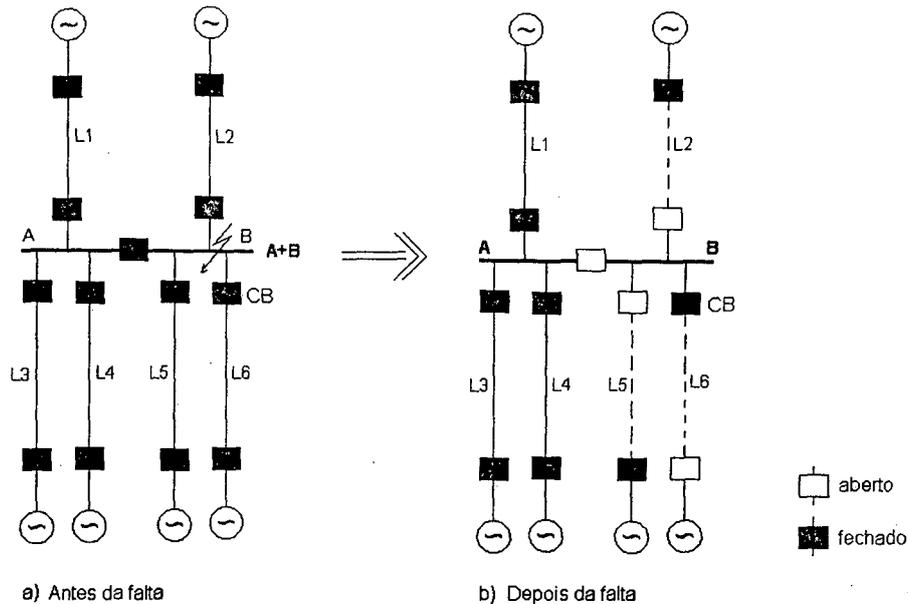


FIGURA 5.11 – Regra para determinar a barra na qual um elemento desligado está conectado; a) situação anterior à falta; b) situação posterior ao defeito.

Em consequência à operação dos dispositivos de proteção, o sistema intacto conectado à barra A+B passa a estar ligado à barra A, somente. A área desligada passa a formar o subsistema representado por linhas tracejadas (L2, L5, L6) e a barra B. Note que os únicos componentes efetivamente desligados são L6 e B, pois L5 e L2 ainda possuem tensão em seus terminais (ou seja, são marcados com a letra E). Por fim, o subsistema desligado é apresentado na Figura 5.12, onde os diversos elementos possuem somente a barra B em comum.

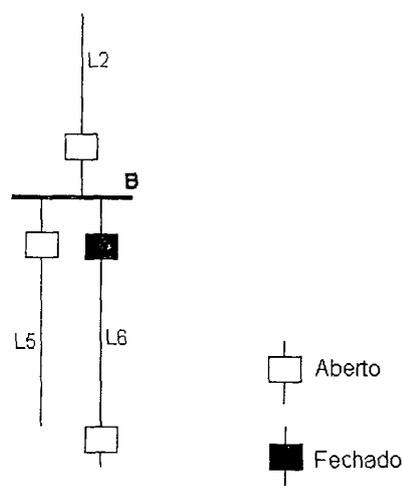


FIGURA 5.12 – Subsistema desligado referente a Figura 5.11 b).

Os resultados gerados pela rotina GERENCIA_ANTES_DEPOIS.CLP, ou seja, a listagem dos componentes suspeitos e aqueles classificados como falta ou falta externa pelas redes neurais são impressos no arquivo texto com extensão “.spt”, conforme o formato a Figura 5.13.

```
(ELEMENTO (tag TAG TIPO) (de DE) (para PARA) (falta F) (n-falta NF) (ext-de ED)
(ext-para EP) (falta-info FI) (manutencao S/N) (kV E/D))
(BARRA (tag BARRA1) (falta F) (n-falta NF) (falta-info FI) (manutencao S/N))
(BARRA (tag BARRA2) (falta F) (n-falta NF) (falta-info FI) (manutencao S/N))
(BARRA (tag BARRAn) (falta F) (n-falta NF) (falta-info FI) (manutencao S/N))
(BARRA_agr (ag BARRA1+BARRA2+...) (tag BARRA1))
(BARRA_agr (ag BARRA1+BARRA2+...) (tag BARRA2))
(BARRA_agr (ag BARRA1+BARRA2+...) (tag BARRAn))
```

FIGURA 5.13 – Formato de saída do arquivo com listagem dos componentes suspeitos.

Considerando que, **DE** e **PARA**, representam a barra origem e destino em relação ao elemento **TAG**, respectivamente.

As barras existentes em **DE** ou **PARA** que não estiverem listadas em **BARRA1...BARRAn** são aquelas com tensão e, portanto não farão parte da lista de componentes suspeitos. Note que para a listagem das barras não são utilizadas as variáveis **DE**, **PARA**, e **E/D**.

As classificações de falta (**F**), não falta (**NF**), externa na direção P (**EP**) ou D (**ED**), falta informação (**FI**) e manutenção (**S/N**) são adquiridas no arquivo gerado pela execução das redes neurais.

5.2 Tratamento das classificações de falta externa

As redes neurais são treinadas de modo a interpretar um conjunto de alarmes disparados pela atuação de relés e classificá-los de acordo com as saídas utilizadas na modelagem do esquema de proteção de cada componente. Os elementos para os quais houve a classificação de falta externa são aqueles em que possivelmente atuaram relés com função de retaguarda remota ou partida de relés utilizados para indicar falta externa. O mapeamento da área desligada facilita inferir a causa do desligamento, com base na indicação da direção da falta, considerando que os componentes adjacentes são identificados. Dando prosseguimento ao trabalho, desenvolveu-se uma rotina que visa utilizar todos os resultados até então obtidos para produzir uma conclusão sobre a possível causa do desligamento.

Considere que o sistema de 4 barras apresentado na Figura 5.14 corresponde a uma área desligada, cuja topologia foi devidamente encontrada pela fase apresentada

em 5.1. Os componentes suspeitos são ELM-1, ELM-2, ELM-3 e B1. As barras B2, B3, e B4 não fazem parte da lista de suspeitos, pois estão energizadas.

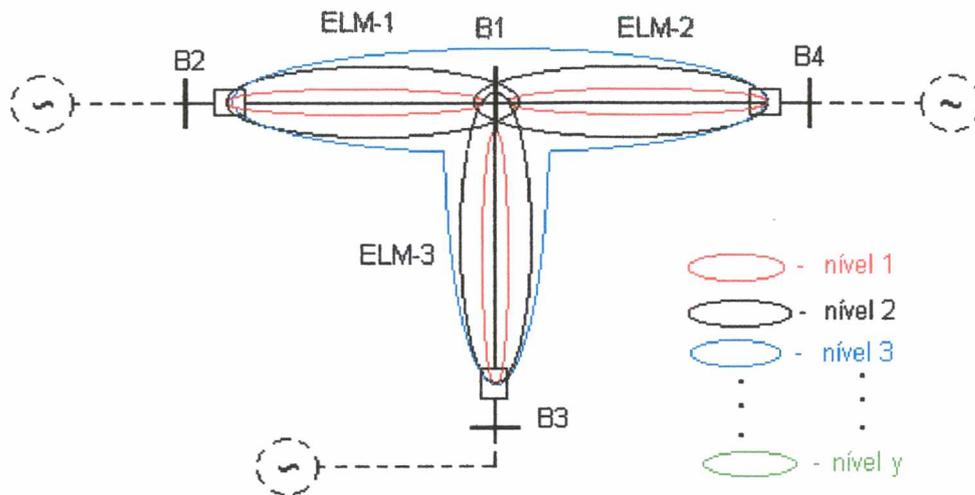


FIGURA 5.14 – Níveis de operação da proteção de retaguarda e unidades de partida de linhas adjacentes.

Considerando que $ELM-x$, da Figura 5.14, representa o elemento x (linha ou transformador) que integra a lista de suspeitos, classificados como falta externa, portanto, x varia de 1 até o número total de elementos suspeitos classificados como falta externa. Por outro lado y corresponde ao número total de níveis.

Os elementos e barras são dispostos em níveis relativos ao elemento cuja classificação foi falta externa. Cada um destes níveis é representado por uma função de pertinência, com valores variando de 0 a 1, ou seja, quanto maior o valor desta, maior será a possibilidade da proteção do $ELM-x$ operar para uma falta no componente pertencente à área de ação do nível. Uma seção pode pertencer somente a um nível por indicação de falta externa, sendo utilizado o menor nível, ou seja, o de maior plausibilidade.

A tomada de decisão multi-objetivo é utilizada para inferir a solução mais plausível. Sistemas baseados em regras de decisão multi-objetivo são caracterizados por um conjunto de solução finito e um conjunto objetivo (INSFRÁN *et al.*, 1999). Com isto, a solução ótima a^* selecionada apresenta o maior grau de plausibilidade, com relação a todas as outras possíveis.

Para desenvolver estes cálculos é necessário ter em mente algumas definições. Defina um universo com n alternativas, $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ e um conjunto com r objetivos, $O = \{O_1, O_2, \dots, O_r\}$. Considere que O_i é o i -ésimo objetivo. O grau de pertinência da alternativa a com relação à O_i , denotado por $\mu_{O_i}(a)$, é o grau com o qual a alternativa a satisfaz o critério especificado para este objetivo. O que se procura é uma função de decisão que

satisfaça simultaneamente todos os objetivos de decisão (ROSS, 1995). A função de decisão, D , é dada pela interseção de todos os objetivos, ou seja,

$$D = O_1 \cap O_2 \cap \dots \cap O_r \quad (5.1)$$

O grau de pertinência que a função de decisão, D , apresenta para cada alternativa a é dada por:

$$\mu_D(a) = \min[\mu_{O_1}(a), \mu_{O_2}(a), \dots, \mu_{O_r}(a)] \quad (5.2)$$

Por fim, a decisão ótima, a^* , deve satisfazer a expressão 5.3.

$$\mu_D(a^*) = \max(\mu_D(a)), \text{ para } a \in A \quad (5.3)$$

No caso da tarefa a ser executada por esta rotina, os objetivos que apresentam impacto sobre a decisão são os níveis em que a solução a apresenta em relação a todas as indicações de falta externa proveniente dos módulos neurais. Portanto, o número total de objetivos r varia conforme o número total de elementos cuja rede classificou como falta externa.

Por sua vez, $[\mu_{O_1}(a), \mu_{O_2}(a), \dots, \mu_{O_r}(a)]$ representam o grau de pertinência de cada solução (alternativa) a com relação aos níveis (objetivos).

A Figura 5.15 mostra os diversos níveis e sua importância em relação à linha ou transformador cuja classificação foi de falta externa.

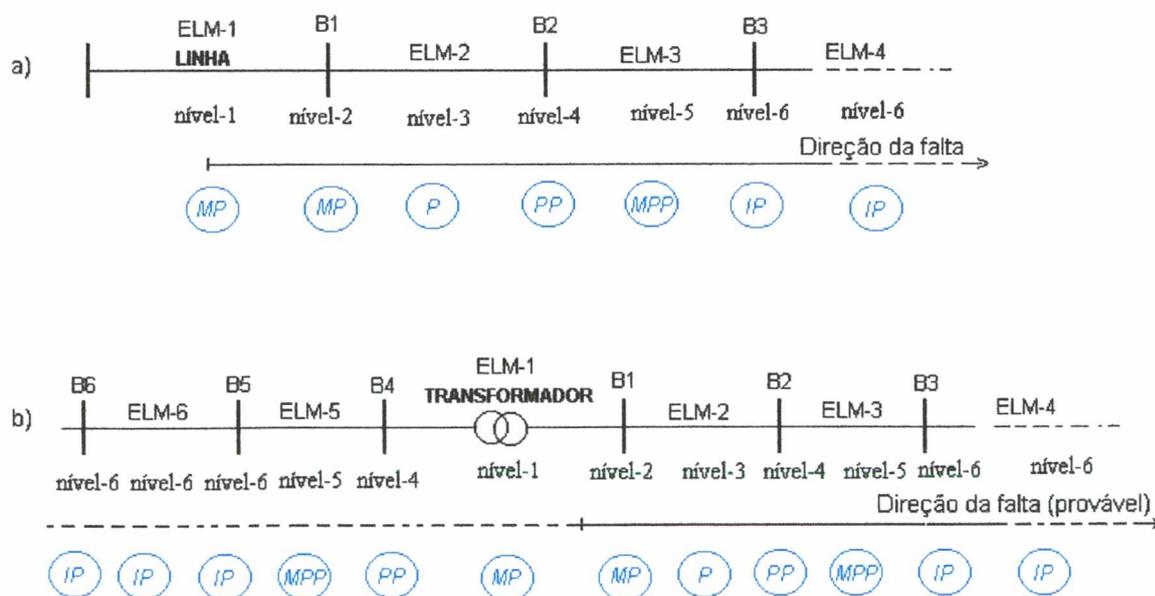


FIGURA 5.15 – Tratamento das informações de falta externa; a) linha com unidade direcional; b) transformador sem unidade direcional.

A Figura 5.15.a) mostra que a operação da proteção de retaguarda (local, para a própria linha; remota, para componentes externos) é justificada para a própria linha caso a proteção principal desta falhe. No caso da barra B1, esta é justificada caso a proteção principal da barra falhe. Neste caso cada uma das possíveis soluções (LINHA e B1) apresentam uma possibilidade de falha e estão dentro do alcance da proteção, sendo, portanto muito possível (MP) que a falta tenha ocorrido em um destes componentes. Por outro lado, é possível (P) que a operação da proteção de retaguarda da LINHA opere para uma falta em ELM-2, pois é necessário que a proteção principal de ELM-2 e retaguarda local falhem, além disto, a unidade de retaguarda da LINHA está no limite do alcance (por ex., para uma falta no final de ELM-2). No caso da barra B2, é pouco possível (PP) que a proteção da LINHA opere para uma falta nesta, pois é necessário que a proteção primária de B2 e remota de ELM-1 falhem, e além disto, esta já está fora do alcance da proteção da LINHA. Por fim, é muito pouco possível (MPP) que a proteção da LINHA opere para uma falta em ELM-3 e impossível (IP) para B3, considerando o grande número de falhas de relés e a distância destes com relação à LINHA.

Todos os componentes elétricos fora da direção e área de cobertura da unidade direcional serão considerados como nível 6 (IP – impossível). Por outro lado, os níveis decorrentes de unidades não direcionais são analisados de acordo com a Figura 5.15 b), ou seja, os procedimentos são realizados para os dois lados do elemento.

Com base no exposto até o momento, pode-se traçar o gráfico da função de pertinência $\mu_{O_r}(a)$ para as linhas ($\mu_{LT}(a)$) e autotransformadores ($\mu_{TR}(a)$), como mostra a Figura 5.16.

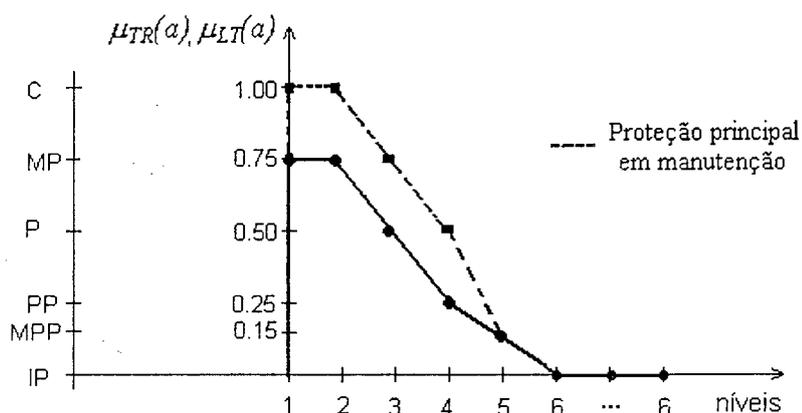


FIGURA 5.16 – Função de pertinência para as linhas de transmissão e autotransformadores.

A função de pertinência mostrada na Figura 5.16 atinge um máximo em 0.75, caso a proteção principal esteja em operação, isto pois se pressupõe que se houve a classificação de falta externa para um determinado elemento da rede, houve falha de

atuação de relés ou disjuntores. O valor 1.00 da função pertinência foi previsto para casos em que a proteção de retaguarda opere corretamente (C), isto é, casos em que não houve falha de relés ou disjuntores, como por exemplo, uma barra sem proteção primária. Portanto, caso a proteção primária de um determinado componente esteja em manutenção, o mesmo passará do nível em que se encontra para o próximo maior, ou seja: MP, passa de 0,75 para 1,00 (C); P, passa de 0,5 para 0,75; PP, de 0,25 para 0,50. A única exceção é o MPP e IP que permanecem 0.15 e 0.0, respectivamente, devido a sua distância em relação ao elemento que indica falta externa.

O sistema especialista desenvolvido para executar as tarefas pertinentes a esta rotina é constituído por 5 regras principais:

REGRA 1: Listagem-de-componentes

Nesta regra são encontrados todos os componentes envolvidos no desligamento, mas pertencentes ao mesmo subsistema.

REGRA 2: Determina-elementos-adjacentes

Esta regra tem a função de determinar as adjacências de todos os componentes associados à mesma área desligada, determinados pela regra 1.

REGRA 3: Determina-os-níveis-de-atuação-da-proteção

Esta regra visa determinar todos os níveis ao longo da direção da falta. Esta tarefa é executada passo a passo, desde o nível mais baixo ao mais alto, utilizando-se para tal 5 regras.

Regra 3.1: Determina-nível-1

São considerados como nível 1 somente linhas ou transformadores, ou seja, elementos cuja proteção pode operar para faltas externas. A Figura 5.17 mostra o reconhecimento de um elemento nível 1.



FIGURA 5.17 – Definição de um elemento nível 1.

Regra 3.2: Determina-nível-2

Para cada elemento identificado como nível 1 são verificadas as suas adjacências. A Figura 5.18 mostra o reconhecimento de um elemento nível 2.



FIGURA 5.18 – Definição do nível 2.

Regra 3.3: Determina-nível-3.

Para cada componente encontrado como nível 2 são determinadas as adjacências nível 3 que por sua vez devem ser componentes não classificados como nível 1 ou 2, conforme a Figura 5.19.

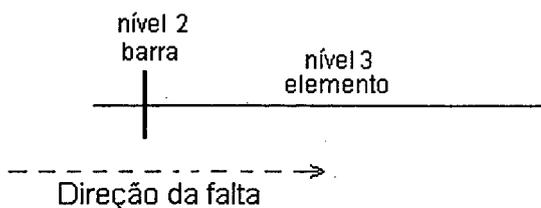


FIGURA 5.19 – Definição do nível 3.

A direção da falta indicada na Figura 5.19 segue o mesmo sentido que aquele apresentado para o elemento nível 2, isto é, a direção da falta é herdada do nível anterior.

Regra 3.4: Determina-nível-4

Para cada componente encontrado como nível 3 são determinadas as adjacências nível 4 considerando os componentes não classificados como nível 1, 2, ou 3, conforme a Figura 5.20.

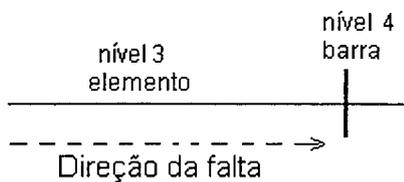


FIGURA 5.20 – Definição do nível 4.

Regra 3.5: Determina-nível-5

Para cada componente encontrado como nível 4 são determinadas as adjacências nível 5 considerando os componentes não classificados como nível 1, 2, 3 ou 4, conforme a Figura 5.21.

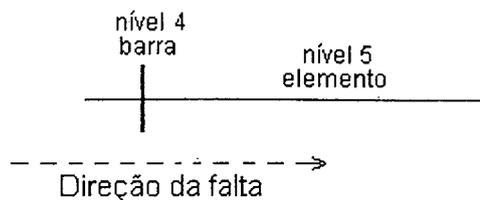


FIGURA 5.21 – Definição do nível 5.

REGRA 4: Tratamento-de-unidades-não-direcionais

Todas as regras que compõem a regra 3 são executadas conforme a indicação da direção da falta, portanto é necessário um tratamento adicional para as unidades não direcionais. Neste caso, a mesma regra 3 é executada novamente, porém seguindo em direção contrária, considerando somente os elementos sem unidades direcionais, no caso, os autotransformadores.

REGRA 5: Classifica-os-demais-componentes-como-nível-6

Esta regra assinala como nível 6 todos os componentes que não possuem um nível associado a ele. Os componentes nível 6 são aqueles que estão muito longe daquele classificado como falta externa ou são aqueles para os quais as unidades direcionais não enxergam.

Os resultados parciais relativos aos níveis em que os componentes elétricos são classificados pelo programa que analisa as informações de falta externa são impressos no arquivo texto F_EXT.dat, conforme o formato da Tabela 5.1.

TABELA 5.1– Formato de saída do arquivo com resultados parciais relativos aos níveis de classificação dos componentes elétricos em relação as informações de falta externa.

Componente	bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-Falta	Falta info
.

Considerando que:

Componente – nome do componente elétrico (TAG);

bckup – nome do elemento classificado pelas redes neurais como falta externa;

elemento – tipo do elemento descrito em *bckup* (1, linha de transmissão; 2, transformador);

RN – classificação do componente descrito em “componente” como falta externa, realizada pelas redes neurais;

Expert Sys – valor numérico associado ao nível em que o componente descrito em “componente” se encontra em relação ao elemento “bckup”;

Falta – classificação do componente descrito em “componente” como falta, realizada pelas redes neurais;

N-Falta – classificação do componente descrito em “componente” como não falta, realizada pelas redes neurais;

Falta info – classificação do componente descrito em “componente” como falta de informações, realizada pelas redes neurais.

Por outro lado, os resultados do programa utilizado para analisar as informações de falta externa é impresso no arquivo RESULTADOS.dat, de acordo com formato da Tabela 5.2.

TABELA 5.2– Formato de saída do arquivo com os resultados obtidos pela metodologia de solução proposta para estimar a seção em falta em sistemas elétricos de potência.

TAG	F	NF	FI	BCKUP	SOLUÇÃO
.
.
.

Considerando que:

TAG – nome do componente elétrico;

F – classificação do componente descrito em **TAG** como falta, realizada pelas redes neurais;

NF – classificação do componente descrito em **TAG** como não falta, realizada pelas redes neurais;

FI – classificação do componente descrito em **TAG** como falta de informação, realizada pelas redes neurais;

BCKUP – resultado obtido pela rotina que analisa as informações de falta externa;

SOLUÇÃO – solução do problema obtida pelo máximo entre **F** e **BCKUP**, considerando cada componente descrito em **TAG**.

5.3 Conclusões

Neste capítulo apresentou-se as etapas responsáveis por interligar os resultados obtidos a partir da execução dos modelos neurais. A determinação da topologia da rede elétrica desligada em virtude de um defeito, juntamente com as classificações de falta externa e sua direção permitem tornar os modelos neurais independentes da topologia da rede elétrica. Logo, cada um dos módulos neurais descritos no Capítulo 5 não sofrem influência de possíveis alterações topológicas.

6. Resultados obtidos

O sistema utilizado para testar a metodologia proposta nos Capítulos 4 e 5 é baseado no sistema Sul Reduzido (2001), formado por 28 subestações com níveis de tensão em 230kV e 500 kV.

As subestações contemplam diversos tipos de arranjos de barramentos, ou seja: barra simples, barra dupla, barra principal e de transferência, e disjuntor e meio. O sistema é formado por 49 transformadores (500/230 kV e 230/138 kV), 61 linhas, e um grande número de disjuntores e chaves seccionadoras. O diagrama unifilar detalhado de cada subestação pode ser visto no Anexo 1.

O diagrama unifilar simplificado do sistema teste mostrado na Figura 6.1 é utilizado para dar uma noção da topologia da rede elétrica em consideração, além dos pontos de defeito simulados.

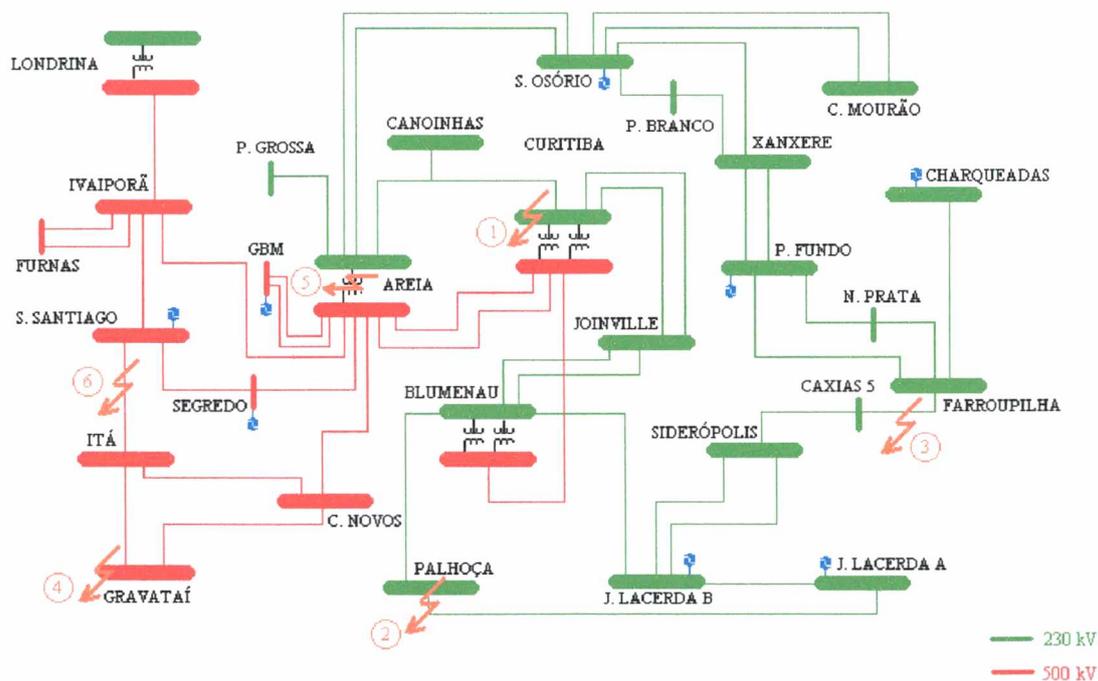


FIGURA 6.1 – Sistema sul reduzido utilizado para testar a metodologia proposta.

São realizadas simulações de falta em componentes de 230 kV e 500 kV, conforme a Figura 6.1. As seguintes faltas são simuladas:

- FALTA 1 – falta na barra CT230P2 de 230 kV da subestação Curitiba;

- FALTA 2 – falta no transformador PATF01 de 230/138 kV da subestação de Palhoça ;
- FALTA 3 – falta na linha de transmissão L_CAXIAS2 de 230 kV que interliga as subestações Caxias 5 e Farroupilha;
- FALTA 4 – falta na barra GRA525B de 500 kV da subestação Gravataí;
- FALTA 5 – falta no autotransformador ARTF01 de 500 kV da subestação Areia;
- FALTA 6 – falta na linha de transmissão L_ITA-SSO de 500 kV entre as subestações Ita e S. Santiago.

Cada uma das faltas 1 até 6 é subdividida em dois casos a serem apresentados, um considerando a operação correta dos dispositivos de proteção e o outro considerando a possibilidade de falha em dispositivos de proteção. Grande parte destes casos apresentam atuações de relés, seja de partida ou disparo, de linhas bastante distantes do ponto de defeito simulado, de modo a dificultar ainda mais o processo de inferência.

Os alarmes e suas respectivas denominações para os componentes de 230 kV (linhas, transformadores e barramentos) são apresentados na Tabela 6.1. Por sua vez, as Tabelas 6.2 e 6.3 mostram os alarmes e designações para os componentes de 500 kV. A seleção destes alarmes foi baseada nos eventos monitorados pela ELETROSUL nestas subestações, já considerados na modelagem dos sistemas de proteção apresentados no Capítulo 4.

TABELA 6.1 – Relação dos alarmes pertinentes aos componentes da rede elétrica em nível de 230kV.

ESPECIFICAÇÃO DE ALARMES PARA OS COMPONENTES DE 230 kV	
<i>ALARMES</i>	LINHAS DE TRANSMISSÃO
TAG	DESIGNAÇÃO
AL 230 – 01	Alimentação CC (D-1)
AL 230 – 02	Alimentação CC (D-2)
AL 230 – 03	Alimentação CC (P-1)
AL 230 – 04	Alimentação CC (P-2)
AL 230 – 05	21-1 (lado D)
AL 230 – 06	67NI (lado D)
AL 230 – 07	21-1 (lado P)
AL 230 – 08	67NI (lado P)
AL 230 – 09	Tom
AL 230 – 10	21P – partida (lado D)
AL 230 – 11	67NP – partida (lado D)
AL 230 – 12	21S – partida (lado D)
AL 230 – 13	67NP/G1 – partida (lado D)
AL 230 – 14	Recepção (lado D)
AL 230 – 15	Partir (lado D)
AL 230 – 16	21P – partida (lado P)
AL 230 – 17	67NP – partida (lado P)
AL 230 – 18	21S – partida (lado P)
AL 230 – 19	67NP/G1 – partida (lado P)
AL 230 – 20	Recepção (lado P)
AL 230 – 21	Partir (lado P)
AL 230 – 22	Proteção Principal – manutenção
AL 230 – 23	21-2 – temporizada (lado D)
AL 230 – 24	67NT (lado D)
AL 230 – 25	TU3 (lado D)
AL 230 – 26	21-2 – temporizada (lado P)
AL 230 – 27	67NT (lado P)
AL 230 – 28	TU3 (lado P)
<i>ALARMES</i>	TRANSFORMADORES
TAG	DESIGNAÇÃO
AT 230 – 01	87 (diferencial)
AT 230 – 02	63T (Buchholz do autotransformador)
AT 230 – 03	63VS (válvula segurança)
AT 230 – 04	63C (comutador de <i>tap</i> sob carga)
AT 230 – 05	86 (bloqueio)
AT 230 – 06	51AT (sobrecorrente temporizado – alta tensão)
AT 230 – 07	51MT (sobrecorrente temporizado – média tensão)
AT 230 – 08	51 N (sobrecorrente temporizado – neutro)
AT 230 – 09	94 (desligamento)
AT 230 – 10	Alimentação CC da proteção
AT 230 – 11	Proteção Principal – manutenção
<i>ALARMES</i>	BARRAMENTOS (*)
TAG	DESIGNAÇÃO
AB – 01	Alimentação CC 1
AB – 02	Alimentação CC 2
AB – 03	86 (bloqueio)
AB – 04	87(diferencial)
AB – 05	59 (sobretensão)
AB – 06	86 BF (falha de disjuntor)
AB – 07	Todos os disjuntores operaram.
AB – 08	Proteção Principal – manutenção

(*) os alarmes para os barramentos de 230 e 500 kV são os mesmos.

TABELA 6.2 – Relação dos alarmes pertinentes aos componentes da rede elétrica em nível de 500kV.

ESPECIFICAÇÃO DE ALARMES PARA OS COMPONENTES DE 500 kV	
<i>ALARMES</i>	LINHAS DE TRANSMISSÃO
	Proteção Principal
TAG	DESIGNAÇÃO
AL_500 – 01	Alimentação CC (D-1)
AL_500 – 02	Alimentação CC (P-1)
AL_500 – 03	21 partir (distância partida - lado D)
AL_500 – 04	21 disparo (distância disparo - lado D)
AL_500 – 05	21-1 (partida da zona 1 - lado D)
AL_500 – 06	21-2 (partida da zona 2 - lado D)
AL_500 – 07	21-3 (partida da zona 3 - lado D)
AL_500 – 08	TU2 (temporizador da zona 2 – lado D)
AL_500 – 09	Recepção (lado D)
AL_500 – 10	21 partir (distância partida - lado P)
AL_500 – 11	21 disparo (distância disparo - lado P)
AL_500 – 12	21-1 (partida da zona 1 - lado P)
AL_500 – 13	21-2 (partida da zona 2 - lado P)
AL_500 – 14	21-3 (partida da zona 3 - lado P)
AL_500 – 15	TU2 (temporizador da zona 2 – lado P)
AL_500 – 16	Recepção (lado P)
AL_500 – 17	Proteção Primária – manutenção
AL_500 – 18	STUB (lado D)
AL_500 – 19	WI (lado D)
AL_500 – 20	STUB (lado P)
AL_500 – 21	WI (lado P)
AL_500 – 22	78 (lado D)
AL_500 – 23	59 (lado D)
AL_500 – 24	Recepção do canal C (lado D)
AL_500 – 25	78 (lado P)
AL_500 – 26	59 (lado P)
AL_500 – 27	Recepção do canal C (lado P)
AL_500 – 28	67NT (lado D)
AL_500 – 29	67NT (lado P)
	Proteção Alternada
AL_500 – 30	Alimentação CC (D-2)
AL_500 – 31	Alimentação CC (P-2)
AL_500 – 32	21 partir (distância partida - lado D)
AL_500 – 33	21 disparo (distância disparo - lado D)
AL_500 – 34	21-1 (partida da zona 1 - lado D)
AL_500 – 35	21-2 (partida da zona 2 - lado D)
AL_500 – 36	21-3 (partida da zona 3 - lado D)
AL_500 – 37	TU2 (temporizador da zona 2 – lado D)
AL_500 – 38	Recepção (lado D)
AL_500 – 39	21 partir (distância partida - lado P)
AL_500 – 40	21 disparo (distância disparo - lado P)
AL_500 – 41	21-1 (partida da zona 1 - lado P)
AL_500 – 42	21-2 (partida da zona 2 - lado P)
AL_500 – 43	21-3 (partida da zona 3 - lado P)
AL_500 – 44	TU2 (temporizador da zona 2 – lado P)
AL_500 – 45	Recepção (lado P)
AL_500 – 46	STUB (lado D)
AL_500 – 47	WI (lado D)
AL_500 – 48	STUB (lado P)
AL_500 – 49	WI (lado P)

TABELA 6.3 – Continuação da relação dos alarmes pertinentes aos componentes da rede elétrica em nível de 500kV.

ESPECIFICAÇÃO DE ALARMES PARA OS COMPONENTES DE 500 kV (continuação)	
<i>ALARMES</i>	LINHAS DE TRANSMISSÃO
	Proteção Alternada
AL 500 – 50	78 (lado D)
AL 500 – 51	59 (lado D)
AL 500 – 52	Recepção do canal C (lado D)
AL 500 – 53	78 (lado P)
AL 500 – 54	59 (lado P)
AL 500 – 55	Recepção do canal C (lado P)
AL 500 – 56	67NT (lado D)
AL 500 – 57	67NT (lado P)
<i>ALARMES</i>	TRANSFORMADORES
	Proteção Principal
TAG	DESIGNAÇÃO
AT 500 – 01	87T (diferencial)
AT 500 – 02	63T (Buchholz do autotransformador)
AT 500 – 03	63VS (válvula segurança)
AT 500 – 04	63C (comutador de <i>tap</i> sob carga)
AT 500 – 05	86P (bloqueio – proteção principal)
AT 500 – 06	Alimentação CC da proteção P
AT 500 – 07	Proteção Principal – manutenção
	Proteção Alternada
AT 500 – 08	87TA (diferencial)
AT 500 – 09	86TA1 (bloqueio)
AT 500 – 10	51AT (sobrecorrente temporizado – alta tensão)
AT 500 – 11	51MT (sobrecorrente temporizado – média tensão)
AT 500 – 12	51 N (sobrecorrente temporizado – neutro)
AT 500 – 13	94TAX (desligamento)
AT 500 – 14	Alimentação CC da proteção A
AT 500 – 15	STUB
AT 500 – 16	94TAY (desligamento – proteção STUB)
<i>ALARMES</i>	DISJUNTORES (*)
TAG	DESIGNAÇÃO
A CB – 01	Alimentação CC do disjuntor
A CB – 02	Comando manual
A CB – 03	Operou pela proteção
A CB – 04	Status
A CB – 05	Proteção própria

(*) os alarmes utilizados para os disjuntores de 230 kV e 500 kV são os mesmos.

6.1 Falta na barra CT230P2

A seguir são mostrados os resultados obtidos durante a simulação de dois casos envolvendo falta na barra CT230P2 da subestação Curitiba. Para cada caso são apresentados os alarmes acionados e observados, juntamente com os resultados obtidos após a execução de todas as rotinas descritas nos Capítulos 4 e 5. Os resultados detalhados da rotina que analisa as informações de falta externa podem ser vistos no Anexo 2. O diagrama unifilar detalhado da subestação é apresentado na Figura 6.2. Os barramentos em verde são de 230 kV e os em vermelho, de 500 kV.

CURITIBA [CT]

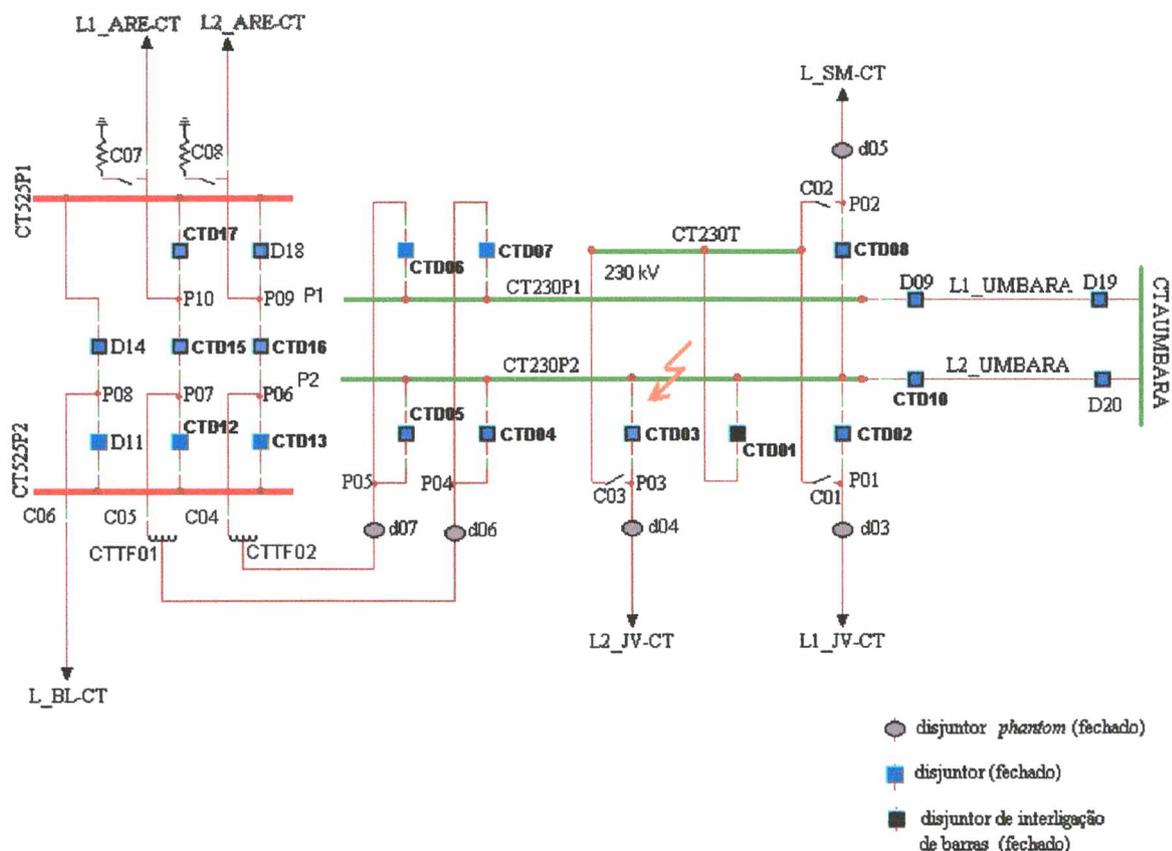


FIGURA 6.2 – Topologia da subestação Curitiba 500-230 kV.

A subestação Curitiba 500-230 kV mostrada na Figura 6.2 é alimentada pelas linhas: L1_ARE-CT, L2_ARE-CT, L_BL-CT, L_SM-CT, L1_JV-CT e L2_JV-CT. O diagrama unifilar apresentado na Figura 6.3 é utilizado para mostrar os terminais D (de) e P (para) das linhas de 230 kV e 500 kV envolvidas pelo defeito na barra CT230P2 da subestação Curitiba em 500-230 kV.

Os resultados apresentados na Tabela 6.5 mostram que existem dois componentes suspeitos, CT230P2 e CT230T, ou seja, a barra CT230P2 de 230 kV e o trecho CT230T. O módulo de redes neurais, após ser alimentado com os respectivos alarmes, identificou a barra CT230P2 como “falta”, e CT230T como “falta de informação”. As linhas de transmissão foram classificadas pelos respectivos modelos neurais da seguinte maneira: L2_JV-CT, falta externa em direção ao terminal D; L1_JV-CT, falta externa em direção ao terminal D; L_SM-CT, falta externa em direção ao terminal P; L_SM-AR, falta externa em direção ao terminal P; L1_JV-BL, falta externa em direção ao terminal P; L2_JV-BL, falta externa em direção ao terminal P; L1_ARE-CT, falta externa em direção ao terminal P; L2_ARE-CT, falta externa em direção ao terminal P; e L_BL-CT, falta externa em direção ao terminal D.

A rotina que analisa as informações de falta externa geradas pela atuação dos relés de partida das linhas classificou as duas barras com um grau de 0.25, pois as mesmas encontram-se em nível 4 com relação as linhas L1_JV-BL, L2_JV-BL, L_BL-CT, L1_ARE-CT, L2_ARE-CT e L_SM-AR. O resultado detalhado desta rotina pode ser visto no Anexo 2.

Por fim, a solução determinada pelo máximo entre a classificação “falta” realizada pelas redes neurais e o valor numérico associado ao tratamento das informações de falta externa apontam para uma falta na barra CT230P2 (1.00) e em segunda instância a possibilidade de falta em CT230T (0.25).

TABELA 6.5 – Resultados obtidos para o caso 1 – CT230P2.

Componente	Redes Neurais				Falta Info.	Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)			
CT230P2	1.00	0.00	---	---	0.00	0.25	1.00
CT230T	0.00	0.00	---	---	1.00	0.25	0.25

6.1.2 Caso 2 - CT230P2

Este caso apresenta a falha de operação da proteção principal da barra CT230P2, juntamente com a falha de operação do disjuntor CTD15. A falta é eliminada pela proteção de segunda zona das linhas L1_JV-CT, L2_JV-CT e L_SM-CT, com o respectivo disparo dos disjuntores JVD07, JVD06 e SMD03; unidades de sobrecorrente dos autotransformadores CTTF01 e CTTF02; proteção contra falha de disjuntor associada ao disjuntor CTD15, desligando os disjuntores CTD17, e ARED04 e ARED08 do terminal D (subestação Areia 500 kV – Figura A.1.1) da linha L1_ARE-CT, via canal C. Os alarmes observados são apresentados na Tabela 6.6.

TABELA 6.6 – Alarmes observados para o caso 2 – CT230P2.

COMPONENTE	ALARMES
L2_JV-CT	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-16, AL_230-20, AL_230-26
L1_JV-CT	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-16, AL_230-20, AL_230-26
L_SM-CT	AL_230-10, AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21, AL_230-23
L_SM-AR	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L1_JV-BL	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L2_JV-BL	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
CT525P2	AB-6
CTTF01	AT_500-11, AT_500-13
CTTF02	AT_500-11, AT_500-13
L1_ARE-CT	AL_500-03, AL_500-07, AL_500-24, AL_500-32, AL_500-36, AL_500-52
L2_ARE-CT	AL_500-03, AL_500-07, AL_500-32, AL_500-36
L_BL-CT	AL_500-10, AL_500-14, AL_500-39, AL_500-43
CTD04	A_CB-03, A_CB-04
CTD05	A_CB-03, A_CB-04
CTD06	A_CB-03, A_CB-04
CTD07	A_CB-03, A_CB-04
CTD12	A_CB-03, A_CB-04
CTD13	A_CB-03, A_CB-04
CTD16	A_CB-03, A_CB-04
CTD17	A_CB-03, A_CB-04
JVD06	A_CB-03, A_CB-04
JVD07	A_CB-03, A_CB-04
SMD03	A_CB-03, A_CB-04
ARED04	A_CB-03, A_CB-04
ARED08	A_CB-03, A_CB-04

Os resultados apresentados na Tabela 6.7 mostram que existem 12 suspeitos. Os componentes CT230P2, CT230T, CT230P1, CTAUMBARA, L1_UMBARA e L2_UMBARA foram classificados pelos respectivos módulos neurais como “não falta”. Por outro lado, L1_ARE-CT, L2_JV-CT, L1_JV-CT, L_SM-CT, CTTF01 e CTTF02 foram classificados como falta externa na direção do terminal indicado na Tabela 6.7. As demais linhas não apresentadas na Tabela 6.7 foram classificadas como: L2_ARE-CT, falta externa em direção ao terminal P; L_SM-AR, falta externa em direção ao terminal P; L1_JV-BL, falta externa em direção ao terminal P; L2_JV-BL, falta externa em direção ao terminal P; e L_BL-CT, falta externa em direção ao terminal D.

A solução indica a possibilidade de falta nos componentes com um valor de solução de 0.25, ou seja, CT230P2, CT230T e CT230P1. Em segunda instância considera-se a possibilidade de falta nos componentes que apresentam valor de solução igual a 0.15. Neste caso foi impossível apontar com exatidão o componente com defeito, mas o mesmo está entre os diversos com maior possibilidade (0.25). Os componentes menos suspeitos são a barra CTAUMBARA e a linha L1_ARE-CT, sendo a primeira por estar em nível 6 em relação as linhas L2_JV-BL, L1_JV-BL, L_BL-CT, L2_ARE-CT, L1_ARE-CT e L_SM-AR; enquanto que a última, por estar em nível 6 com relação as linhas L2_JV-BL, L1_JV-BL e L_SM-AR.

TABELA 6.7 – Resultados obtidos para o caso 2 – CT230P2.

Componente	Falta	Não Falta	Redes Neurais			Tratamento das informações de falta externa	Solução
			Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
CT230P2	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25
CT230T	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25
CT230P1	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25
L1_UMBARA	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L2_JV-CT	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L1_JV-CT	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L2_UMBARA	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L_SM-CT	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.15	0.15
CTTF01	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.15	0.15
CTTF02	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.15	0.15
L1_ARE-CT	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00
CTAUMBARA	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

6.2 Falta no transformador PATF01

A seguir são mostrados os resultados obtidos durante a simulação de 2 casos envolvendo falta no transformador PATF01 da subestação Palhoça. A topologia detalhada da subestação é apresentada na Figura 6.4.

PALHOÇA [PA]

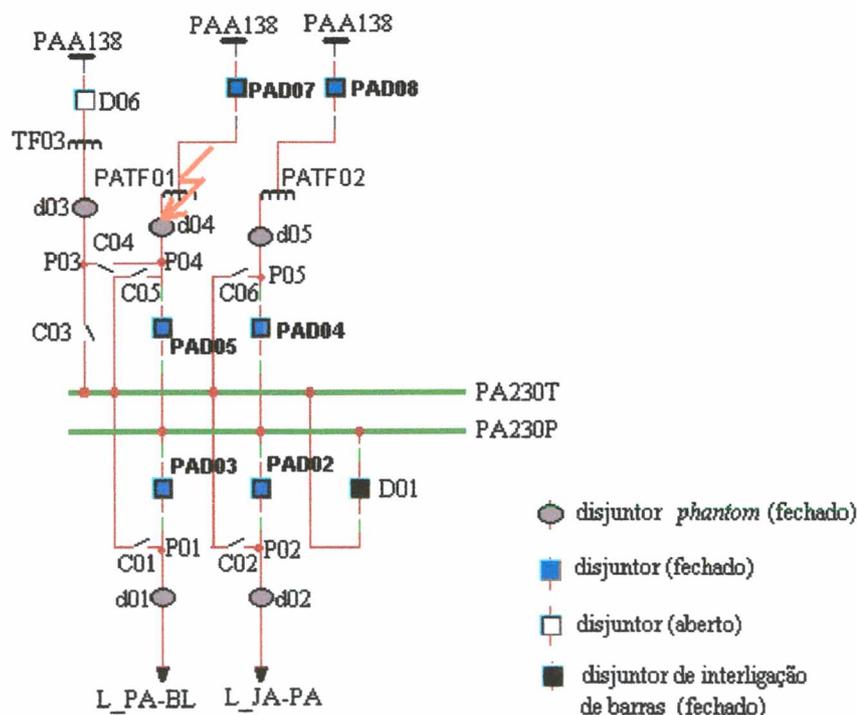


FIGURA 6.4 – Topologia da subestação Palhoça 230 kV.

A subestação Palhoça 230 kV da Figura 6.4 é alimentada pelas linhas L_PA-BL e L_JA-PA, em 230 kV. O diagrama unifilar apresentado na Figura 6.5 é utilizado para mostrar os terminais D (de) e P (para) das duas linhas envolvidas pelo defeito no transformador PATF01 da subestação Palhoça em 230 kV.

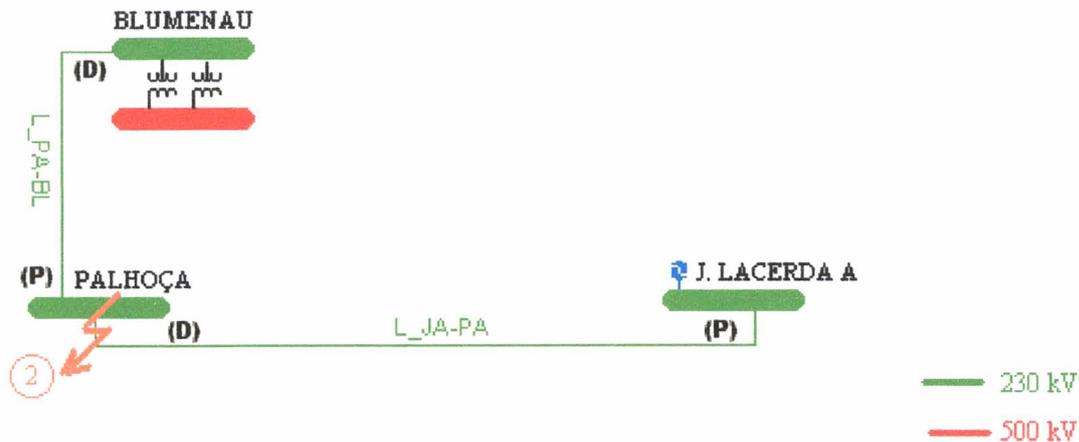


FIGURA 6.5 - Diagrama unifilar indicando os terminais das linhas de transmissão para o caso da falta em PATF01.

6.2.1 CASO 1 – PATF01

Este caso representa o comportamento esperado dos dispositivos de proteção, tendo operado os relés 63T e 86 do transformador PATF01, e sendo desligado os disjuntores PAD05 e PAD07. Os alarmes observados são descritos na Tabela 6.8.

TABELA 6.8 – Alarmes observados para o caso 1 – PATF01.

COMPONENTE	ALARMES
L_PA-BL	AL_230-10, AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L_JA-PA	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-16, AL_230-20
PATF01	AT_230-02, AT_230-05
PAD05	A_CB-03, A_CB-04
PAD07	A_CB-03, A_CB-04

Os resultados apresentados na Tabela 6.9 mostram que existe somente um suspeito, o transformador PATF01.

As linhas L_JA-PA e L_PA-BL foram classificadas pelos respectivos modelos neurais como “falta externa” em direção aos terminais D e P, respectivamente. A solução final aponta para a possibilidade de falta em PATF01, uma vez que este foi classificado como “falta” pelo seu respectivo modelo neural, e encontra-se no nível 3 em relação as linhas L_JA-PA e L_PA-BL.

TABELA 6.9 – Resultados obtidos para o caso 1 – PATF01.

Componente	Falta	Não Falta	Redes Neurais		Falta Info.	Tratamento das informações de falta externa	Solução
			Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)			
PATF01	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	1.00

6.2.2 CASO 2 – PATF01

Neste caso foi incluída, além da falta no transformador, a perda de alimentação CC em toda a subestação Palhoça. Portanto, não haverá partida ou disparo de relés associados a esta subestação. O defeito é eliminado pela atuação do relé 21P, do terminal D da linha L_PA-BL, com o respectivo disparo do disjuntor BLD10 da subestação Blumenau, e pela unidade de segunda zona do terminal P da linha L_PA-JA com o respectivo disparo do disjuntor JAD03 da subestação Jorge Lacerda A. Os alarmes observados são apresentados na Tabela 6.10.

TABELA 6.10 – Alarmes observados para o caso 2 – PATF01.

COMPONENTE	ALARMES
L_PA-BL	AL_230-03, AL_230-04, AL_230-09, AL_230-10
L_JA-PA	AL_230-01, AL_230-02, AL_230-09, AL_230-26
PATF01	AT_230-10
PATF02	AT_230-10
PAD01	A_CB-01
PAD02	A_CB-01
PAD03	A_CB-01
PAD04	A_CB-01
PAD05	A_CB-01
PAD07	A_CB-01
PAD08	A_CB-01
BLD10	A_CB-03, A_CB-04
JAD03	A_CB-03, A_CB-04

Os resultados apresentados na Tabela 6.11 mostram que esta condição resultou em 7 suspeitos. Com exceção das linhas, classificadas como “falta externa”, os demais componentes foram classificados pelos respectivos módulos neurais como “não falta”. A solução indica possibilidade de falta em PA230T e PA230P, seguida de possibilidade de falta nos componentes com valor de solução igual a 0.5. A barra PAA138 foi considerada como a última hipótese do conjunto de solução. Note que neste caso a metodologia falharia, pois a rotina que analisa as informações de falta externa classifica as duas barras como sendo nível 2 e os transformadores e linhas em nível 3. Porém, devido a falta de informações adicionais, o conjunto de alarmes acionados e observados na Tabela 6.10 podem ser gerados em virtude de uma falta em qualquer componente apresentado na Tabela 6.11.

TABELA 6.11 – Resultados obtidos para o caso 2 – PATF01.

Componente			Redes Neurais			Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
PA230T	0.00	1.00	---	---	0.00	0.75	0.75
PA230P	0.00	1.00	---	---	0.00	0.75	0.75
PATF02	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.50
PATF01	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.50
L_JA-PA	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.50	0.50
L_PA-BL	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.50	0.50
PAA138	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25

6.3 Falta na linha L_CAXIAS2

A seguir são mostrados os resultados obtidos durante a simulação de 2 casos envolvendo falta na linha de 230 kV, entre as subestações Caxias 5 e Farroupilha. A topologia detalhada das subestações envolvidas pode ser vista na Figura 6.6.

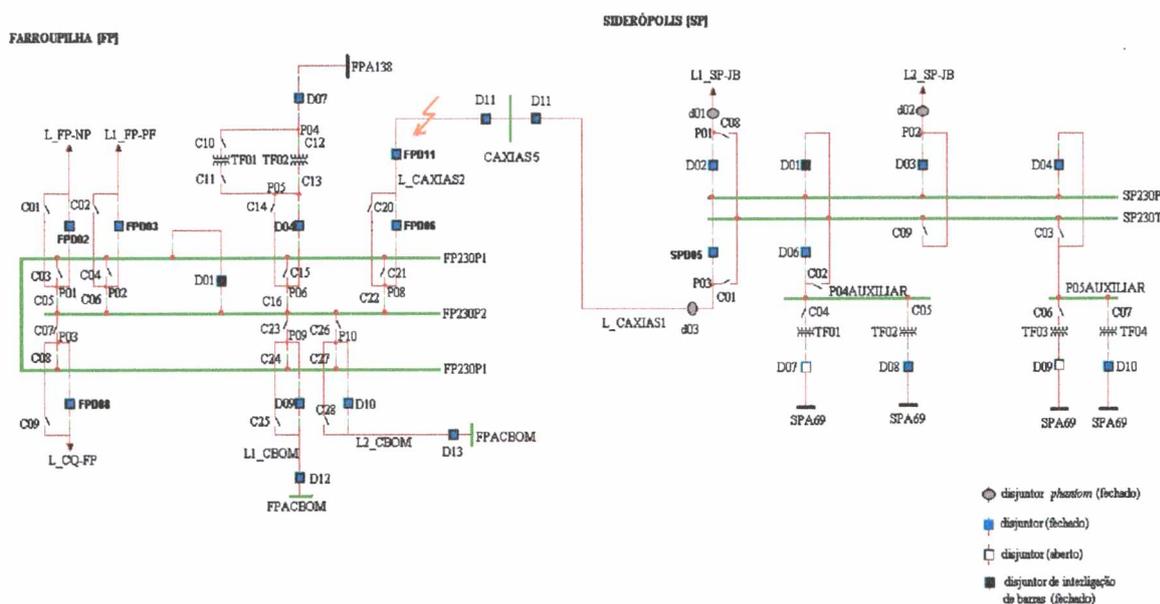


FIGURA 6.6 – Topologia das subestações interligadas pela linha L_CAXIAS2 em 230 kV.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 6.7 é utilizado para mostrar os terminais D (origem) e P (destino) das linhas envolvidas pelo defeito na linha L_CAXIAS2.

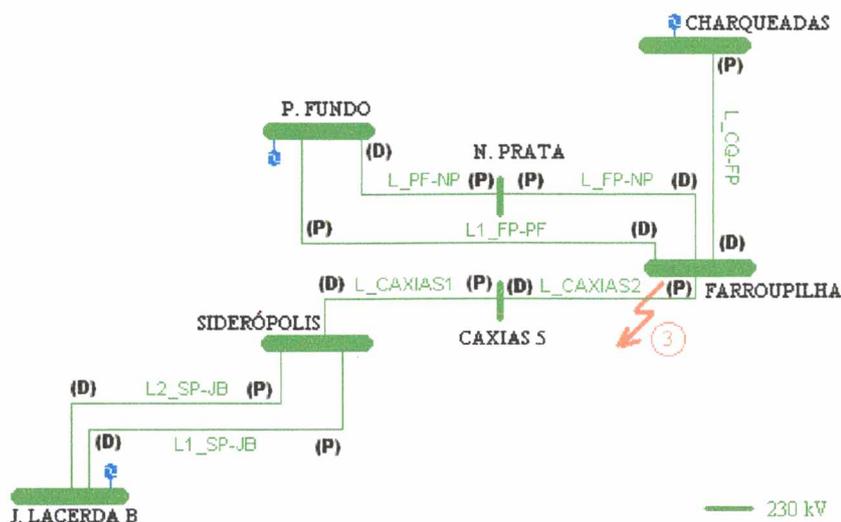


FIGURA 6.7 - Diagrama unifilar indicando os terminais das linhas de transmissão para o caso da falha em L_CAXIAS2.

6.3.1 CASO 1 - L_CAXIAS2

Este caso representa o comportamento esperado dos dispositivos de proteção para um defeito na linha L_CAXIAS2. Os alarmes observados são descritos na Tabela 6.12.

TABELA 6.12 – Alarmes observados para o caso 1 – L_CAXIAS2.

COMPONENTE	ALARMES
L_CAXIAS2	AL_230-01, AL_230-10, AL_230-12, AL_230-16
L_CAXIAS1	AL_230-10, AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L1_FP-PF	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-20
L_FP-NP	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-20
L1_CQ-FP	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-20
L2_SP-JB	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L1_SP-JB	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L_PF-NP	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
FPD06	A_CB-03, A_CB-04
FPD11	A_CB-03, A_CB-04

O resultado apresentado na Tabela 6.13 mostra que a linha L_CAXIAS2 foi classificada como “falta” pelo módulo neural. As linhas L2_SP-JB, L1_SP-JB e L_PF-NP identificaram L_CAXIAS2 como sendo nível 5 (0.15).

TABELA 6.13 – Resultados obtidos para o caso 1 – L_CAXIAS2.

Componente	Redes Neurais					Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
L_CAXIAS2	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	1.00

6.3.2 CASO 2 - L_CAXIAS2

Neste caso foi incluída a perda de alimentação CC no circuito 1 e 2 do lado D da linha L_CAXIAS2, juntamente com a falha de operação dos dispositivos de proteção desta. A falta é eliminada pela operação da unidade de distância de segunda zona da linha L_CAXIAS1 com o disparo do disjuntor SPD05 da subestação Siderópolis, e terceira zona reversa (21S) das linhas: L1_FP-PF, com o disparo do disjuntor FPD03 da subestação Farroupilha; L_FP-NP, com o disparo do disjuntor FPD02 da subestação Farroupilha; e L1_CQ-FP, com o disparo do disjuntor FPD08 da subestação Farroupilha. Os alarmes observados são apresentados na Tabela 6.14.

TABELA 6.14 – Alarmes observados para o caso 2 – L_CAXIAS2.

COMPONENTE	ALARMES
L_CAXIAS2	AL_230-01, AL_230-02
L_CAXIAS1	AL_230-10, AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21, AL_230-23
L1_FP-PF	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-20, AL_230-25
L_FP-NP	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-20, AL_230-25
L1_CQ-FP	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-20, AL_230-25
L2_SP-JB	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L1_SP-JB	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L_PF-NP	AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
FPD02	A_CB-03, A_CB-04
FPD03	A_CB-03, A_CB-04
FPD06	A_CB-03, A_CB-04
FPD08	A_CB-03, A_CB-04
SPD05	A_CB-03, A_CB-04

A Tabela 6.15 mostra que este caso é composto por 10 componentes suspeitos. Com exceção da linha L_CAXIAS1, que foi classificada como “falta externa em direção ao terminal P”, os demais componentes foram classificados pelos respectivos módulos neurais como “não falta”.

As linhas L_CQ-FP, L_FP-NP, L1_FP-PF foram classificadas como falta externa em direção ao terminal D (Farroupilha), enquanto que as linhas L_PF-NP, L2_SP-JB e L1_SP-JB foram classificadas como falta externa em direção ao terminal P. Estas linhas não fazem parte do conjunto de componentes suspeitos apresentado na Tabela 6.15, pois estão energizadas (com tensão).

A solução indica que a possibilidade de falta em L_CAXIAS2 é maior do que em qualquer outro componente suspeito. A rotina que analisa as informações de falta externa atribuiu valor zero para todos os demais componentes em virtude do nível (6) em que estes se encontram em relação às linhas L2_SP-JB, L1_SP-JB e L_PF-NP, cujas unidades de partida atuaram indicando falta externa.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 6.9 é utilizado para mostrar os terminais D (de) e P (para) das linhas envolvidas pelo defeito na barra GRA525B.

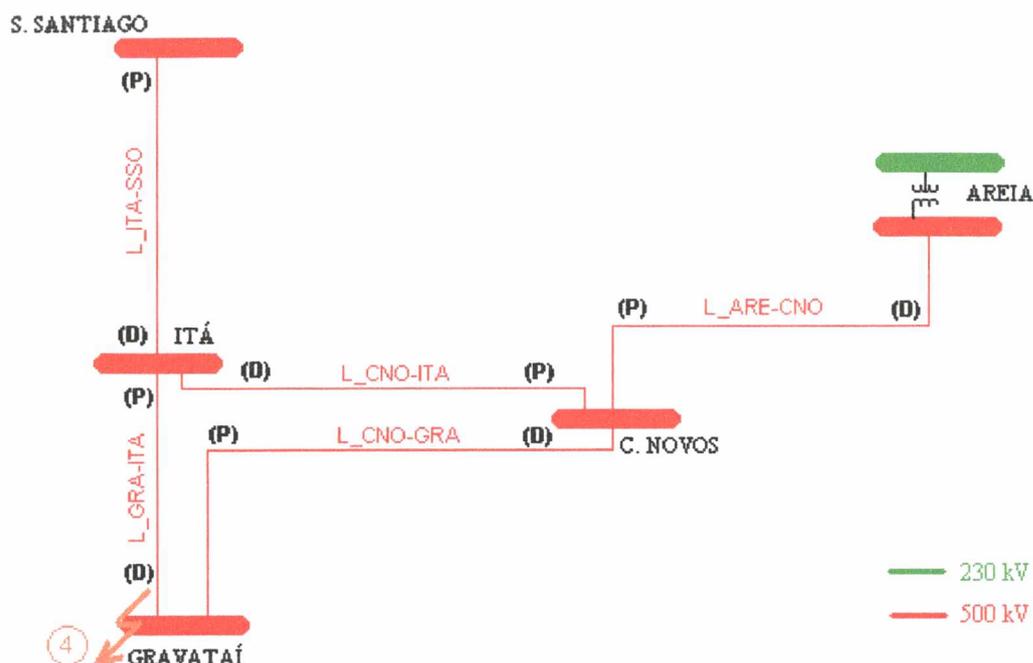


FIGURA 6.9 - Diagrama unifilar indicando os terminais das linhas de transmissão para o caso da falta em GRA525B.

6.4.1 CASO 1 - GRA525B

Este caso representa o comportamento esperado dos dispositivos de proteção para um defeito na barra GRA525B, operando a proteção diferencial da barra com a abertura de todos os disjuntores associados à mesma. Os alarmes observados são descritos na Tabela 6.16.

TABELA 6.16 – Alarmes observados para o caso 1 – GRA525B.

COMPONENTE	ALARMES
GRA525B	AB-03, AB-04, AB-07
L_CNO-GRA	AL_500-03, AL_500-06, AL_500-07, AL_500-16, AL_500-32, AL_500-35, AL_500-36, AL_500-45
L_GRA-ITA	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L_ITA-SSO	AL_500-10, AL_500-14, AL_500-39, AL_500-43
L_ARE-CNO	AL_500-03, AL_500-07, AL_500-32, AL_500-36
GRAD11	A_CB-03, A_CB-04
GRAD01	A_CB-03, A_CB-04
GRAD02	A_CB-03, A_CB-04

O resultado apresentado na Tabela 6.17 mostra que a barra GRA525B foi corretamente classificada como “falta”. A atuação das unidades de partida utilizadas para

indicar que a falta é externa à linha protegida permitiu às redes neurais classificarem as linhas L_CNO-GRA, L_GRA-ITA, L_ITA-SSO e L_ARE-CNO como “falta externa” em direção aos terminais P, D, D e P, respectivamente. As linhas L_ITA-SSO e L_ARE-CNO enxergam a barra em nível 4 (0.25).

TABELA 6.17 – Resultados obtidos para o caso 1 – GRA525B.

Componente	Redes Neurais					Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
GRA525B	1.00	0.00	---	---	0.00	0.25	1.00

6.4.2 CASO 2 - GRA525B

Este caso representa a não atuação da proteção principal da barra GRA525B, uma vez que esta está em manutenção, juntamente com a falha de abertura do disjuntor ITAD02 da subestação Itá devido ao comando de disparo do terminal P da linha L_GRA-ITA. A falta é eliminada pela atuação da proteção de retaguarda remota (zona 2 temporizada) da linha L_CNO-GRA com o disparo dos disjuntores CNOD03 e CNOD05 na subestação Campos Novos, e a operação da proteção contra falha de disjuntor. A falha do disjuntor ITAD02 implica em sinal de abertura dos disjuntores SSOD06 e SSOD08 da linha L_ITA-SSO via canal C na subestação Salto Santiago, juntamente com a abertura do disjuntor ITAD01 na subestação Itá. Os alarmes observados são apresentados na Tabela 6.18.

TABELA 6.18 – Alarmes observados para o caso 2 – GRA525B.

COMPOENTE	ALARMES
GRA525B	AB-08
GRA525A	AB-01
L_CNO-GRA	AL_500-03, AL_500-04, AL_500-06, AL_500-07, AL_500-08, AL_500-16, AL_500-32, AL_500-33, AL_500-35, AL_500-36, AL_500-37, AL_500-45
L_GRA-ITA	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-11, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-15, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-40, AL_500-42, AL_500-43, AL_500-44
L_ITA-SSO	AL_500-10, AL_500-14, AL_500-27, AL_500-39, AL_500-43, AL_500-55
L_ARE-CNO	AL_500-03, AL_500-07, AL_500-32, AL_500-36
CNOD03	A_CB-03, A_CB-04
CNOD05	A_CB-03, A_CB-04
ITAD01	A_CB-03, A_CB-04
ITAD04	A_CB-03, A_CB-04
SSOD06	A_CB-03, A_CB-04
SSOD08	A_CB-03, A_CB-04

Os resultados apresentados na Tabela 6.19 mostram que existem nove componentes suspeitos. Com exceção das linhas, que foram classificadas como “falta externa”, os demais componentes foram classificados pelos respectivos módulos neurais como “não falta”. A solução indica possibilidade de falta em GRA525B (0.50), e depois em GRA525A (0.25). A diferença de nível entre as duas barras dá-se devido ao fato que a primeira está sem proteção diferencial (manutenção). Caso esta condição não fosse verificada, as duas seriam classificadas com o mesmo grau. A possibilidade de falta em GRAA-GRA2 foi limitada devido ao fato desta estar em nível 6 em relação a L_ITA-SSO e L_ARE-CNO. Do mesmo modo, a possibilidade de falta em L_ITA-SSO é bastante remota, pois as linhas L_ARE-CNO e L_GRA-ITA não indicam possibilidade de falta na direção da mesma, classificando-a em nível 6.

TABELA 6.19 – Resultados obtidos para o caso 2 – GRA525B.

Componente			Redes Neurais			Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
GRA525B	0.00	1.00	---	---	0.00	0.50	0.50
GRA525A	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25
GRATF03	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
GRATF02	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
GRATF01	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L_GRA-ITA	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L_CNO-GRA	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.15	0.15
L_ITA-SSO	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GRAA-GRA2	0.00	1.00	---	---	0.00	0.00	0.00

6.5 Falta no autotransformador ARTF01

A seguir são mostrados os resultados obtidos durante a simulação de 2 casos envolvendo falta no autotransformador ARTF01 da subestação Areia em 500-230 kV. A topologia detalhada da subestação é apresentada na Figura 6.10. A subestação é alimentada pelas linhas L_SM-AR, L1_SO-AR e L2_SO-AR em 230 kV, e pelas linhas L_ARE-IVP, L2_ARE-CT, L1_ARE-CT, L_SEGREDO1, L_ARE-CNO, L1_COPEL e L2_COPEL em 500 kV.

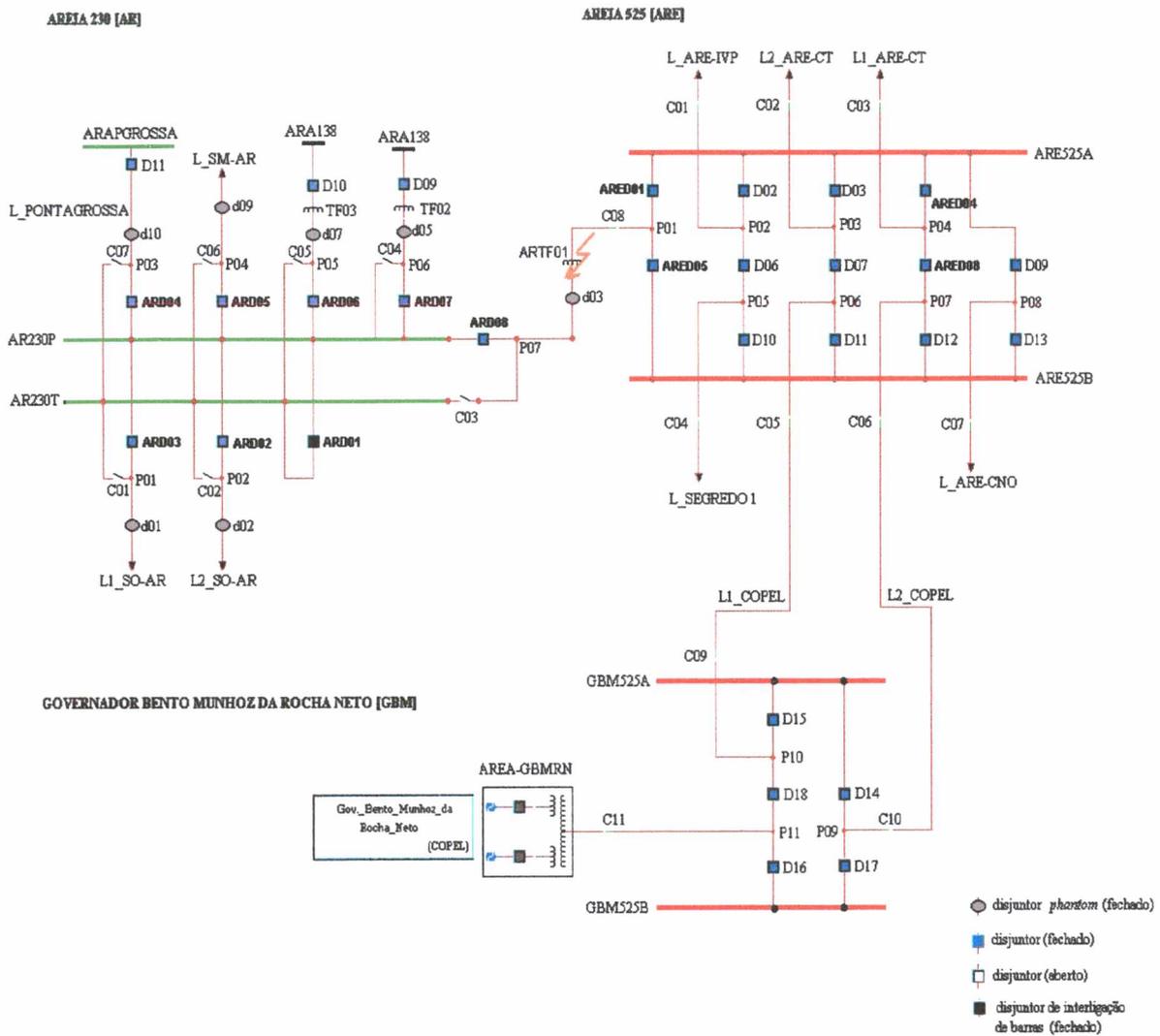


FIGURA 6.10 – Topologia da subestação Areia 500-230 kV.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 6.11 é utilizado para mostrar os terminais D (de) e P (para) das linhas envolvidas pelo defeito no autotransformador ARTF01.

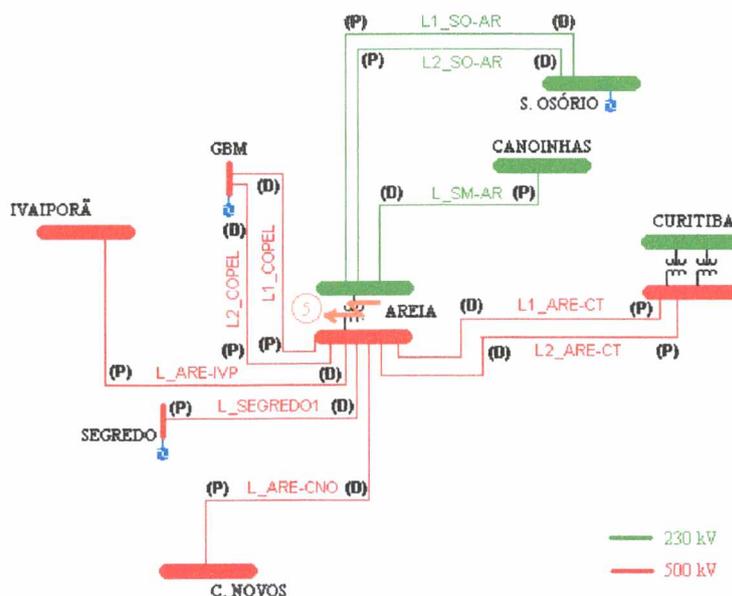


FIGURA 6.11 - Diagrama unifilar indicando os terminais das linhas de transmissão para o caso da falta em ARTF01.

6.5.1 CASO 1 - ARTF01

Este caso representa o comportamento esperado dos dispositivos de proteção para um defeito no autotransformador ARTF01, com a atuação do relé diferencial 87 e a abertura dos disjuntores ARED01, ARED05 e ARD08. Os alarmes observados são descritos na Tabela 6.20.

TABELA 6.20 – Alarmes observados para o caso 1 – ARTF01.

COMPONENTE	ALARMES
L1_SO-AR	AL_230-10, AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L2_SO-AR	AL_230-10, AL_230-14, AL_230-18, AL_230-21
L_SM-AR	AL_230-12, AL_230-15, AL_230-16, AL_230-20
ARTF01	AT_500-01, AT_500-05, AT_500-08, AT_500-09
L_ARE-IVP	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L1_ARE-CT	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L2_ARE-CT	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L_SEGREDO1	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L_ARE-CNO	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L1_COPEL	AL_500-03, AL_500-6, AL_500-7, AL_500-16, AL_500-32, AL_500-35, AL_500-36, AL_500-45
L2_COPEL	AL_500-03, AL_500-6, AL_500-7, AL_500-16, AL_500-32, AL_500-35, AL_500-36, AL_500-45
ARED01	A_CB-03, A_CB-04
ARED05	A_CB-03, A_CB-04
ARD08	A_CB-03, A_CB-04

O resultado apresentado na Tabela 6.21 mostra que existe somente um desligamento, o autotransformador ARTF01. Após ser alimentado com seu respectivo conjunto de alarmes, o módulo neural utilizado para modelar o esquema de proteção do autotransformador ARTF01 identificou corretamente a falta no mesmo. Todas as linhas cujas as unidades de partida para defeitos externos operaram, enxergam o autotransformador em nível 3 (0.50)

TABELA 6.21 – Resultados obtidos para o caso 1 – ARTF01.

Componente	Redes Neurais					Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
ARTF01	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	1.00

6.5.2 CASO 2 - ARTF01

Este caso inclui a falha de abertura do disjuntor ARD08 devido ao disparo da proteção diferencial do autotransformador. A proteção contra falha de disjuntor opera na tentativa de disparo de todos os disjuntores associados as barras AR230P e AR230T, mas o disjuntor ARD03 também falha a operação. A proteção de segunda zona temporizada do terminal D linha L_SO-AR atua e o disjuntor SOD09 da subestação Salto Osório opera. Os alarmes observados são apresentados na Tabela 6.22.

TABELA 6.22 – Alarmes observados para o caso 2 – ARTF01.

COMPONENTE	ALARMES
L1 SO-AR	AL 230-10, AL 230-14, AL 230-18, AL 230-21, AL 230-23
L2 SO-AR	AL 230-10, AL 230-14, AL 230-18, AL 230-21
L_SM-AR	AL 230-12, AL 230-15, AL 230-16, AL 230-20
AR230P	AB-06
AR230T	AB-06
ARTF01	AT 500-01, AT 500-05, AT 500-08, AT 500-09, AT 500-11, AT 500-13
L ARE-IVP	AL 500-09, AL 500-10, AL 500-13, AL 500-14, AL 500-38, AL 500-39, AL 500-42, AL 500-43
L1 ARE-CT	AL 500-09, AL 500-10, AL 500-13, AL 500-14, AL 500-38, AL 500-39, AL 500-42, AL 500-43
L2 ARE-CT	AL 500-09, AL 500-10, AL 500-13, AL 500-14, AL 500-38, AL 500-39, AL 500-42, AL 500-43
L_SEGREDO1	AL 500-09, AL 500-10, AL 500-13, AL 500-14, AL 500-38, AL 500-39, AL 500-42, AL 500-43
L ARE-CNO	AL 500-09, AL 500-10, AL 500-13, AL 500-14, AL 500-38, AL 500-39, AL 500-42, AL 500-43
L1 COPEL	AL 500-03, AL 500-06, AL 500-07, AL 500-16, AL 500-32, AL 500-35, AL 500-36, AL 500-45
L2 COPEL	AL 500-16, AL 500-32, AL 500-35, AL 500-36, AL 500-45
ARD01	A_CB-03, A_CB-04
ARD02	A_CB-03, A_CB-04
ARD04	A_CB-03, A_CB-04
ARD05	A_CB-03, A_CB-04
ARD06	A_CB-03, A_CB-04
ARD07	A_CB-03, A_CB-04
ARED01	A_CB-03, A_CB-04
ARED05	A_CB-03, A_CB-04
SOD09	A_CB-03, A_CB-04

Os resultados apresentados na Tabela 6.23 mostram que existem nove componentes suspeitos. Com exceção da linha L1_SO-AR, que foi classificada como “falta externa em direção ao terminal P” e o autotransformador ARTF01, que foi classificado como “falta”, os demais componentes foram classificados pelos respectivos módulos neurais como “não falta”.

A atuação das unidades de partida para falta externa utilizadas nas linhas de transmissão permitiram aos modelos neurais classifica-las como: L2_SO-AR, falta externa em direção do terminal P; L_SM-AR, falta externa em direção do terminal D; L_ARE-IVP, falta externa em direção do terminal D; L1_ARE-CT, falta externa em direção do terminal D; L2_ARE-CT, falta externa em direção do terminal D; L_SEGREDO1, falta externa em direção do terminal D; L2_ARE-CNO, falta externa em direção do terminal D; L1_COPEL, falta externa em direção do terminal P; e L2_COPEL, falta externa em direção do terminal P.

A solução indica falta em ARTF01 (1.00). A possibilidade de falta em ARAPONTAGROSSA E ARA138 foi limitada devido ao fato desta estar em nível 6 em relação a todas as linhas de 500 kV, sendo bastante remota a possibilidade de falta nas mesmas.

TABELA 6.23 – Resultados obtidos para o caso 2 – ARTF01.

Componente	Redes Neurais				Falta Info.	Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)			
ARTF01	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	1.00
AR230P	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25
AR230T	0.00	1.00	---	---	0.00	0.25	0.25
ARTF03	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
ARTF02	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L_PONTAGROSSA	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15
L1_SO-AR	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.15	0.15
ARAPONTAGROSSA	0.00	1.00	---	---	0.00	0.00	0.00
ARA138	0.00	1.00	---	---	0.00	0.00	0.00

6.6 Falta na linha L_ITA-SSO

A seguir são mostrados os resultados obtidos durante a simulação de 2 casos envolvendo falta na linha de transmissão L_ITA-SSO de 500 kV que interliga as subestações S. Santiago e Itá. A topologia detalhada das subestações interligadas pela linha em questão pode ser vista na Figura 6.12.

SALTO SANTIAGO [SSO]

SEGREDO [SEG]

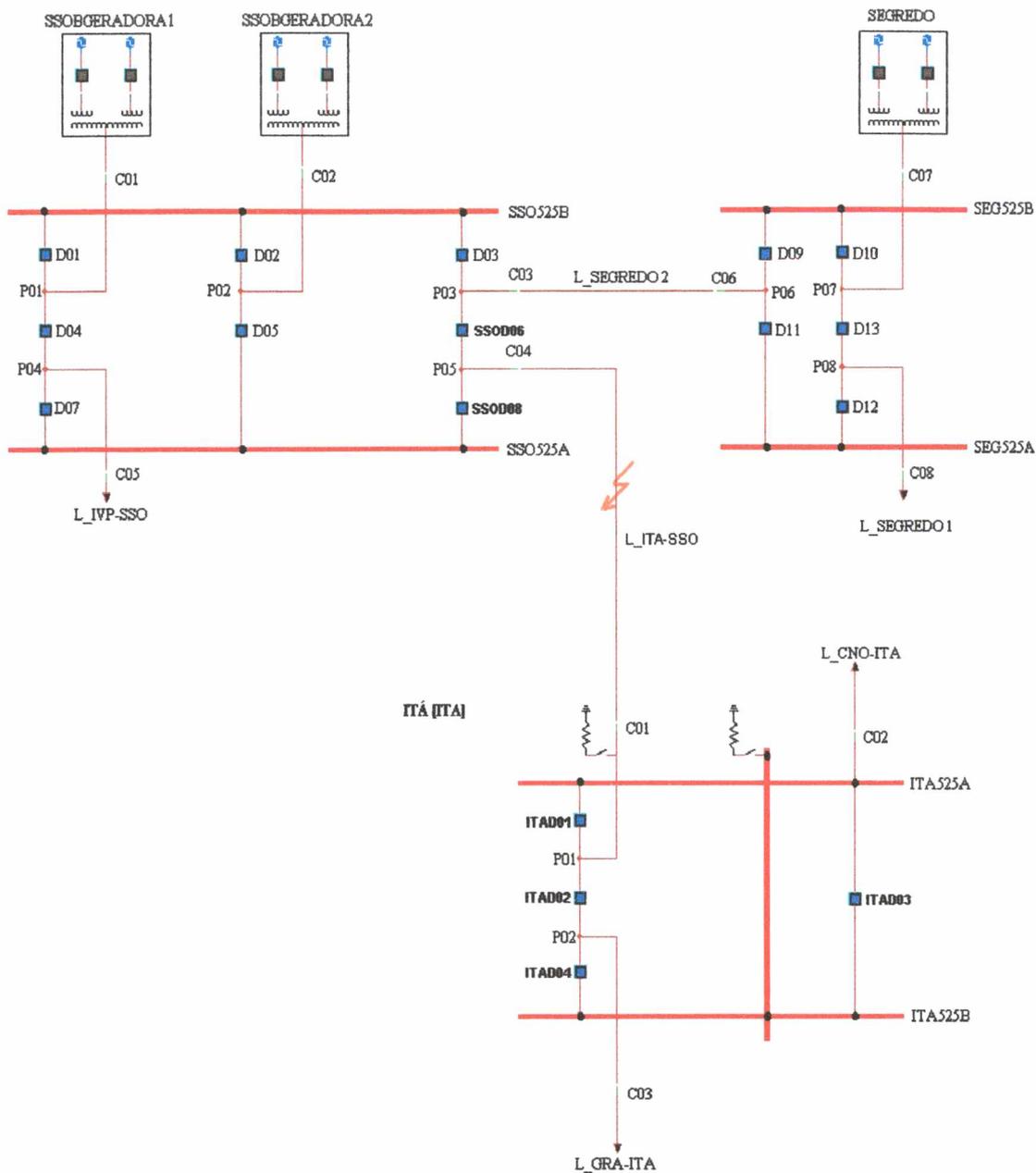


FIGURA 6.12 – Topologia das subestações interligadas pela linha L_ITA-SSO em 500 kV.

O diagrama unifilar apresentado na Figura 6.13 é utilizado para mostrar os terminais D (de) e P (para) das linhas envolvidas pelo defeito na barra GRA525B.

O resultado apresentado na Tabela 6.25 mostra que o módulo neural associado à linha de transmissão L_ITA-SSO identificou corretamente a falta. A linha L_ARE-IVP enxerga a linha L_ITA-SSO em nível 5 (0.15).

TABELA 6.25 – Resultados obtidos para o caso 1 – L_ITA-SSO.

Componente	Redes Neurais					Tratamento das informações de falta externa	Solução
	Falta	Não Falta	Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)	Falta Info.		
L_ITA-SSO	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	1.00

6.6.2 CASO 2 - L_ITA-SSO

Neste caso, considera-se que os disjuntores ITAD01 e ITAD02 estão abertos na condição anterior à falta, ficando a linha de transmissão com um terminal aberto e energizada. Um defeito é simulado na linha L_ITA-SSO durante tal condição, sendo a falta eliminada pela lógica de eco pertinente ao sistema de proteção, com a abertura dos disjuntores SSOD06 e SSOD08 na subestação Salto Santiago. Em consequência ao defeito na linha L_ITA-SSO, a linha L_GRA-ITA é desligada por atuação da unidade 78 (oscilação). Os alarmes observados são descritos na Tabela 6.26.

TABELA 6.26 – Alarmes observados para o caso 2 – L_ITA-SSO.

COMPONENTE	ALARMES
L_ITA-SSO	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-11, AL_500-12, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-16, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-40, AL_500-41, AL_500-42, AL_500-43, AL_500-45
L_SEGREDO2	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L_IVP-SSO	AL_500-09, AL_500-10, AL_500-13, AL_500-14, AL_500-38, AL_500-39, AL_500-42, AL_500-43
L_ARE-IVP	AL_500-03, AL_500-07, AL_500-32, AL_500-36
L_GRA-ITA	AL_500-22, AL_500-27
SSOD06	A_CB-03, A_CB-04
SSOD08	A_CB-03, A_CB-04
GRAD04	A_CB-03, A_CB-04
GRAD06	A_CB-03, A_CB-04
ITAD04	A_CB-03, A_CB-04

O resultado apresentado na Tabela 6.27 mostra que esta condição resultou em um único suspeito, a linha L_ITA-SSO, e o módulo neural identificou corretamente a falta. A linha L_ARE-IVP enxerga a linha L_ITA-SSO em nível 5 (0.15).

A solução indica falta em L_ITA-SSO (1.00). Embora a linha L_GRA-ITA tenha sido desligada, esta não faz parte do conjunto de suspeitos, pois não foi classificada como “falta” pelo módulo neural e não existem indicações de falta externa apontando para a mesma.

TABELA 6.27 – Resultados obtidos para o caso 2 – L_ITA-SSO.

Componente	Falta	Não Falta	Redes Neurais		Falta Info.	Tratamento das informações de falta externa	Solução
			Falta Ext. lado (D)	Falta Ext. lado (P)			
L_ITA-SSO	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	1.00

6.7 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados alguns resultados obtidos com os módulos desenvolvidos, considerando casos de falta em componentes de 230 e 500 kV. As simulações realizadas em cada um dos componentes da rede elétrica representam um caso simples, e outro um pouco mais complexo envolvendo imperfeições na operação de dispositivos de proteção.

A incorporação da rotina que analisa as informações de falta externa permite produzir resultados mesmo quando as redes não tiverem sucesso em determinar o componente defeituoso, devido a falha de operação de relés ou mensagens de alarmes muito corrompidas. Embora, muitas vezes, tal situação possa gerar mais de um componente com grande possibilidade de defeito, como é o caso 2 da barra CT230P2, geralmente, o componente defeituoso está entre os diversos apresentados. A rotina que analisa as informações de falta externa produzidas pelos modelos neurais pode ser refinada ainda mais, considerando funções de pertinência diferentes para cada elemento da rede elétrica. Esta rotina é sempre executada e considera a conectividade da rede elétrica desligada levantando informações sobre os componentes adjacentes no caso de falta externa, tornando o treinamento das redes neurais, utilizadas para modelar a filosofia de proteção dos equipamentos elétricos, independente da topologia da rede e aplicável a sistemas de grande porte.

Por meio da análise dos casos apresentados pode-se perceber que o processo de solução desenvolvido opera de modo a se beneficiar das características positivas de diferentes técnicas de inteligência artificial, cada qual cooperando para a produção de uma solução.

7. Conclusões

Este trabalho objetivou-se em propor uma metodologia de solução para o problema de estimação da seção em falta em sistemas elétricos de potência, considerando as características peculiares do mesmo, e combinando as potencialidades apresentadas por diferentes técnicas de IA.

A utilização de modelos neurais para representar a filosofia de proteção utilizada em cada componente da rede elétrica permite grande flexibilidade e viabilidade de aplicação em sistemas reais de grande porte, além do processo de treinamento ser mais simples. A estratégia de solução proposta por este trabalho favorece o desenvolvimento de redes neurais com dimensão reduzida, embora os modelos contemplem um grande número de variáveis (alarmes). As redes GRNN permitem classificar os alarmes observados mesmo com poucos exemplares para aprendizado, minimizando a distância entre um conjunto de alarmes observados e os padrões armazenados como conhecimento na rede, tornando bastante confiável a classificação apresentada pela rede. A inclusão da classe que indica falta de informação, de certo modo freia a rede, não permitindo que ela classifique um determinado componente como “falta” ou “não falta” caso seja alimentada por um conjunto de alarmes muito conflitante. As incertezas envolvidas em mensagens que indicam a atuação de relés e disjuntores, são tratadas com grande sucesso pelas redes neurais, uma vez que estas são capazes de generalizar.

Os sistemas especialistas apresentam grande sucesso e agilidade em determinar a topologia da rede desligada, interconectando os componentes elétricos envolvidos pela contingência, tornando assim a metodologia independente da configuração da rede elétrica. A tarefa desenvolvida pelo sistema especialista, aliada aos modelos neurais, coopera na produção de um resultado, com base em todos os elementos cujos relés de partida ou desligamento indicam uma condição de defeito, mapeando o cenário gerado pela falta.

A técnica de tomada de decisão multi-objetivo permite tratar de maneira simples e eficaz as informações de falta externa oriunda dos módulos neurais. Tal técnica permite ainda tratar as imprecisões presentes no alcance dos relés com função de retaguarda ou aqueles utilizados como partida, para indicar a ocorrência de uma falta externa ao equipamento protegido.

As faltas múltiplas são tratadas de maneira natural, uma vez que os modelos neurais são ativados para qualquer componente em que foram observados alarmes. De

modo a complementar o conjunto de equipamentos suspeitos a serem analisados, o sistema especialista identifica as áreas desligadas e posteriormente realiza uma busca por todos os componentes elétricos associados a cada uma das regiões desligadas.

Por fim, a metodologia explora os aspectos positivos de diferentes técnicas de inteligência artificial, de modo a formar uma ferramenta computacional híbrida onde diversas rotinas operem em seqüência, modelando o conhecimento humano voltado à tarefa de estimar a seção do sistema elétrico em falta.

Sugestões para futuros trabalhos:

- Desenvolvimento de rotinas para identificar a atuação da proteção por sobrecarga;
- Inclusão de questões temporais, principalmente para separar os eventos oriundos de uma situação primária de suas conseqüências, além de mapear com mais precisão as áreas desligadas;
- Modelagem de reatores, capacitores, transformadores de três enrolamentos, linhas com três terminais, e geradores;
- Rotinas para classificar as fases em falta;
- Rotinas para apresentar explicações sobre o comportamento dos dispositivos de proteção, relés e disjuntores que falharam ou operaram indevidamente de modo que estes possam ser encaminhados à equipe de manutenção. Assim, pode-se melhorar a eficiência da proteção do sistema de potência, quando da ocorrência de futuras contingências;
- Validar a metodologia proposta em campo.

A. Anexos

A.1. Anexo 1 – diagrama unifilar das subestações

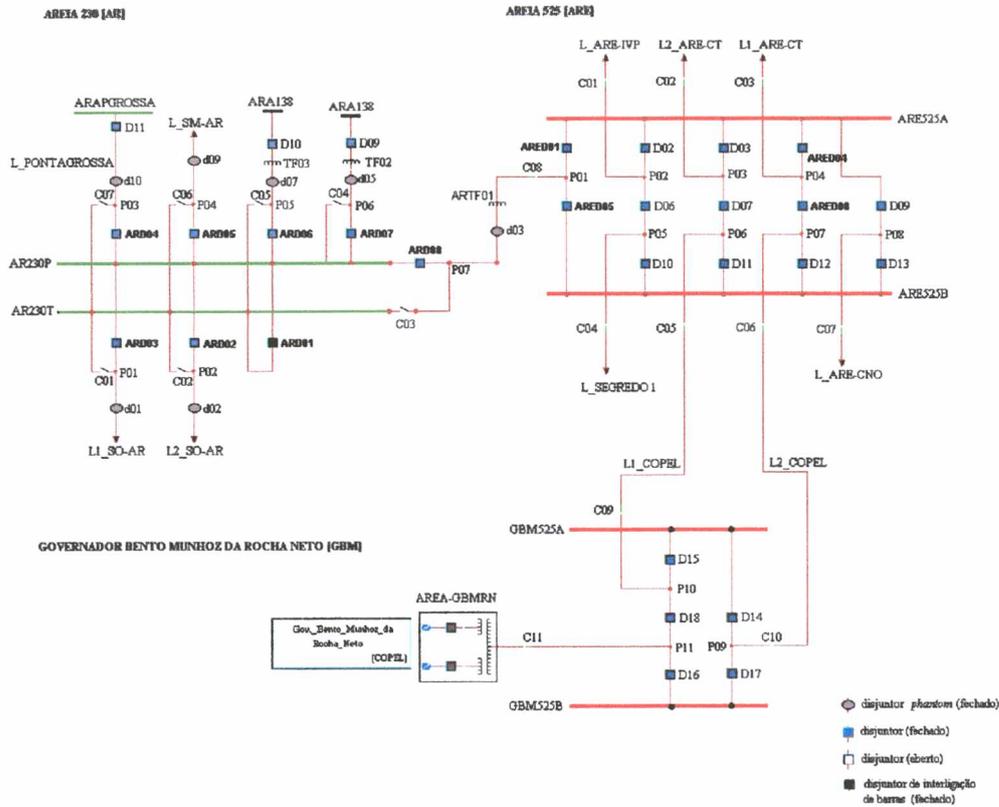


FIGURA A.1.1 – Subestação Areia 500-230 kV.

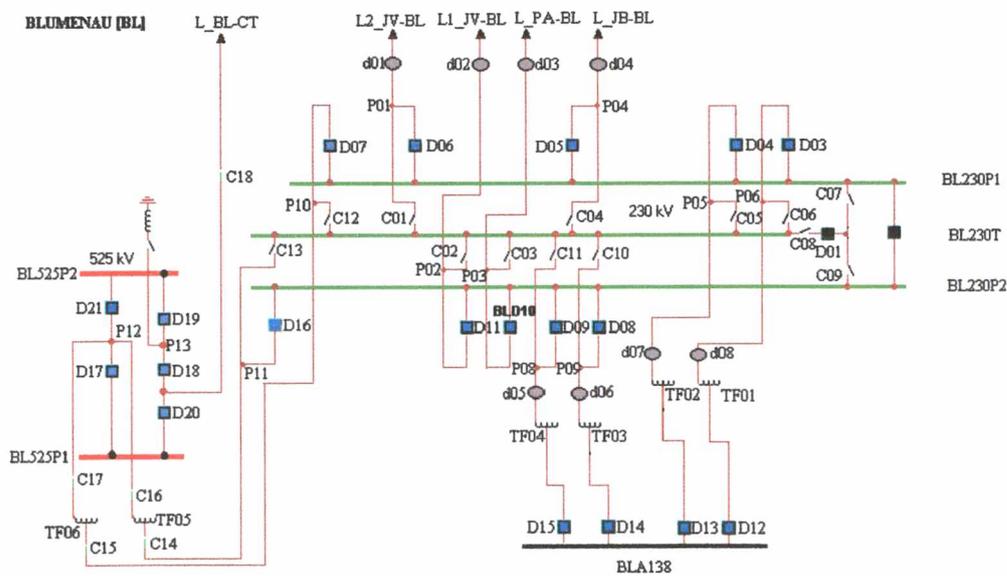


FIGURA A.1.2 – Subestação Blumenau 500-230 kV.

C. NOVOS [CNO]

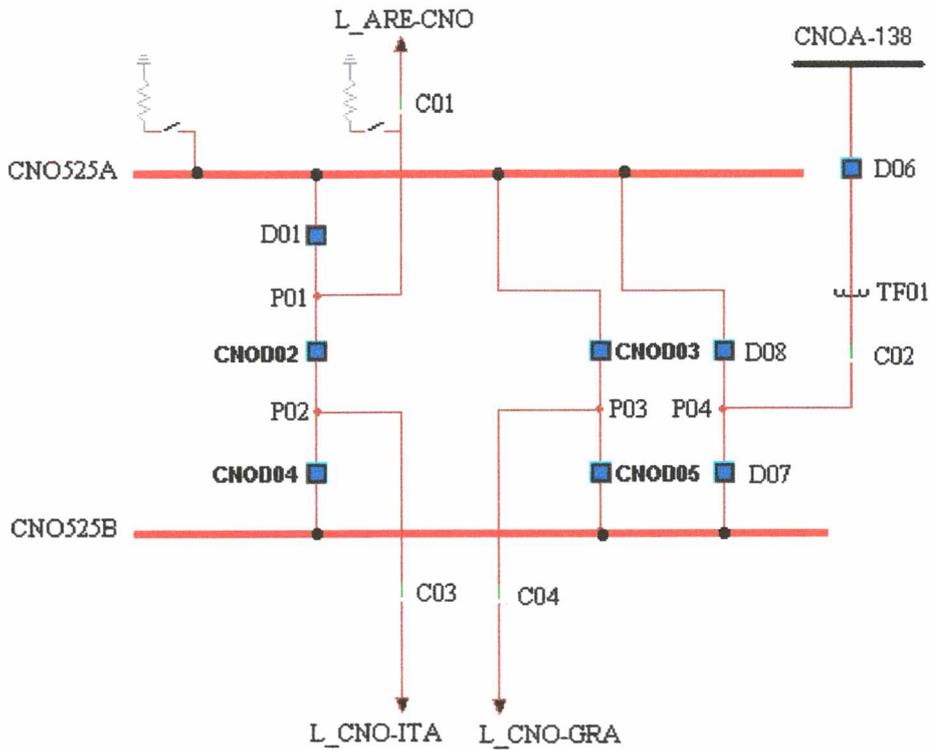


FIGURA A.1.3 – Subestação C. Novos 500 kV.

CANOINHAS [CA]

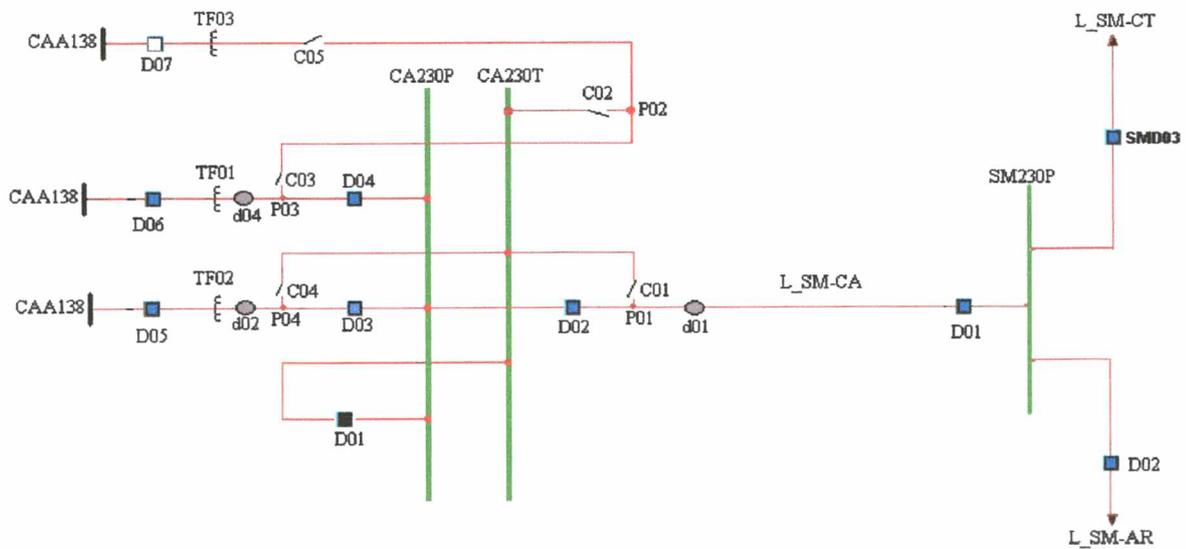


FIGURA A.1.4 – Subestação Canoinhas 230 kV.

CURITIBA [CT]

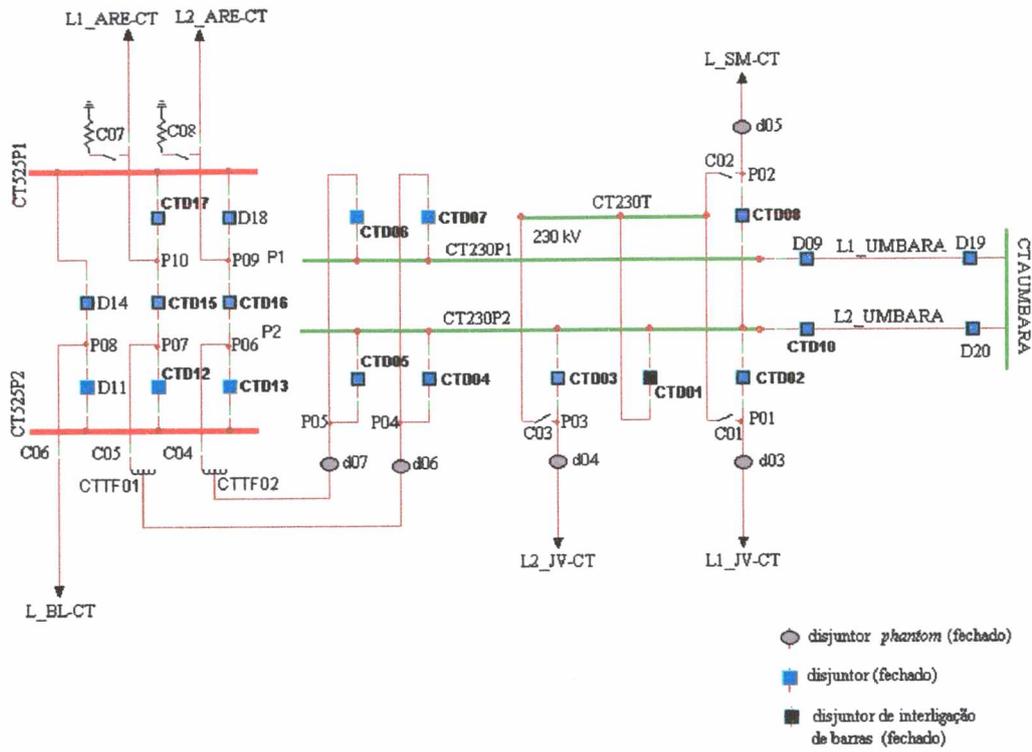


FIGURA A.1.7 – Subestação Curitiba 500-230 kV.

FARROUPILHA [FP]

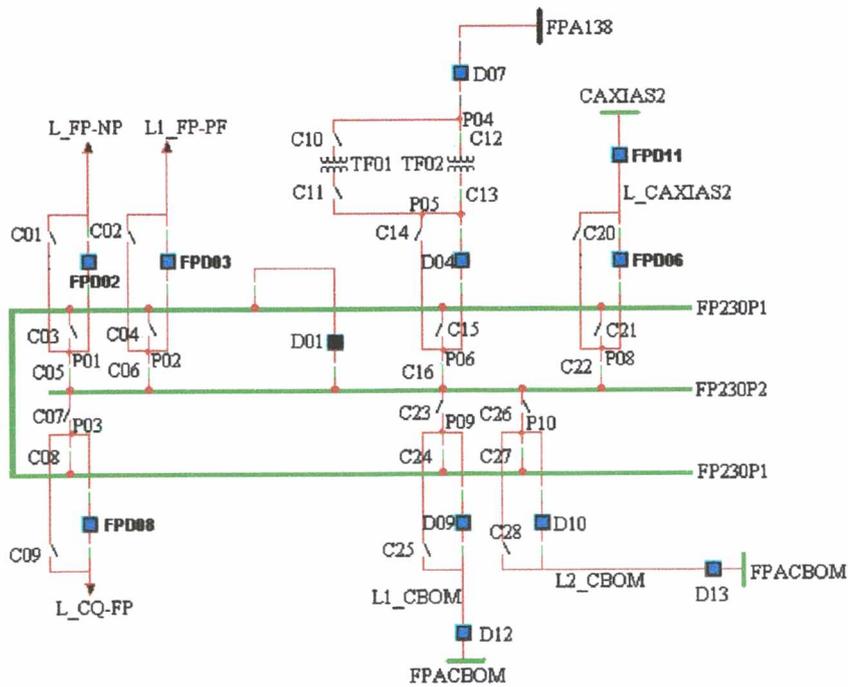


FIGURA A.1.8 – Subestação Farroupilha 230 kV.

GRAVATAÍ [GRA]

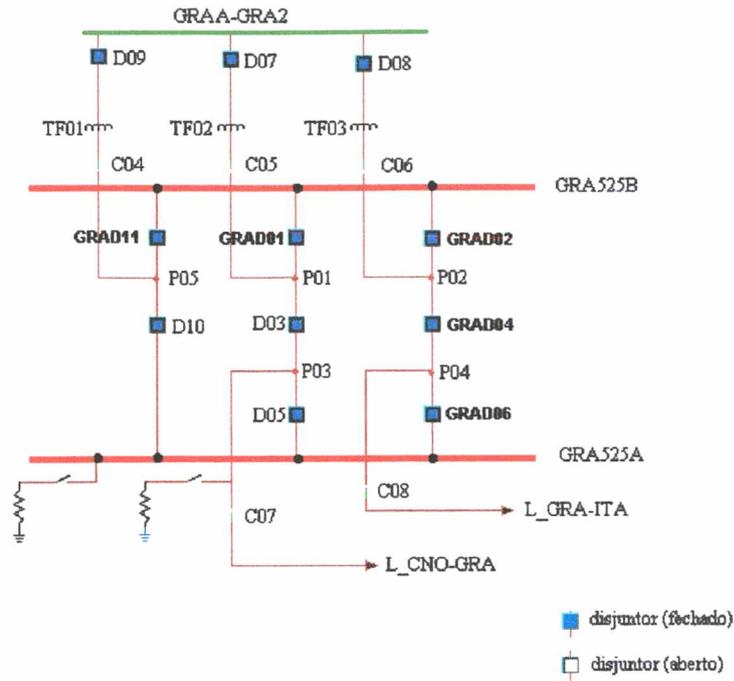


FIGURA A.1.9 – Subestação Gravataí 500 kV.

ITÁ [ITA]

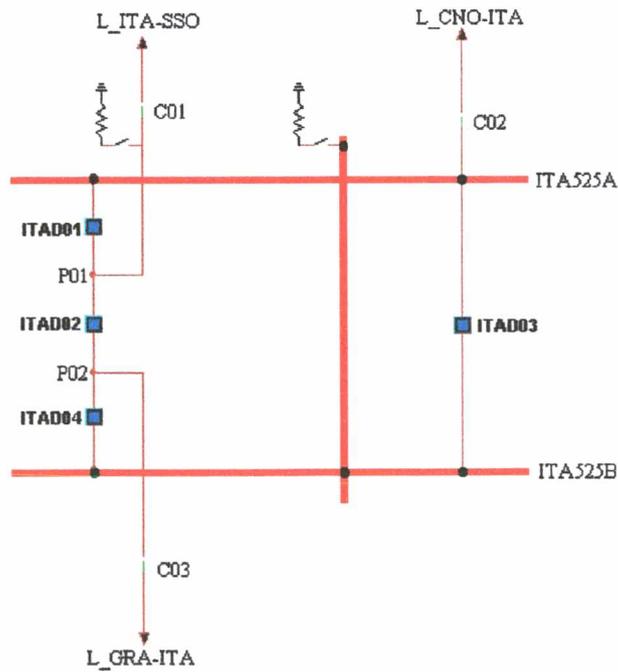


FIGURA A.1.10 – Subestação Itá 500 kV.

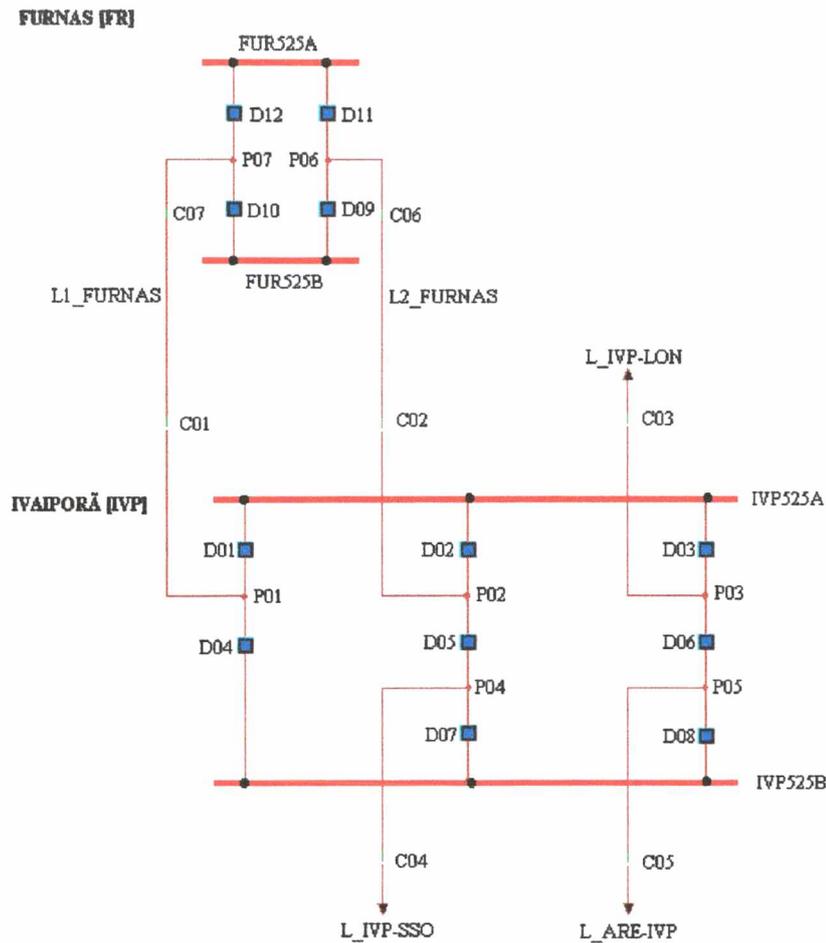


FIGURA A.1.11 – Subestação Ivaiporã 500 kV.

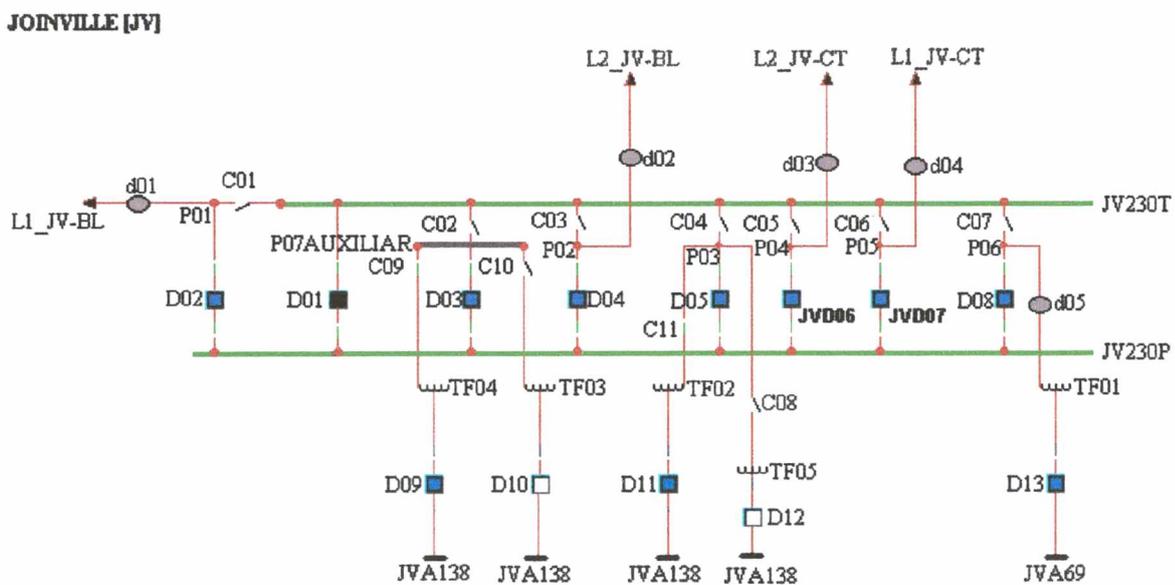


FIGURA A.1.12 – Subestação Joinville 230 kV.

J. LACERDA A [JA]

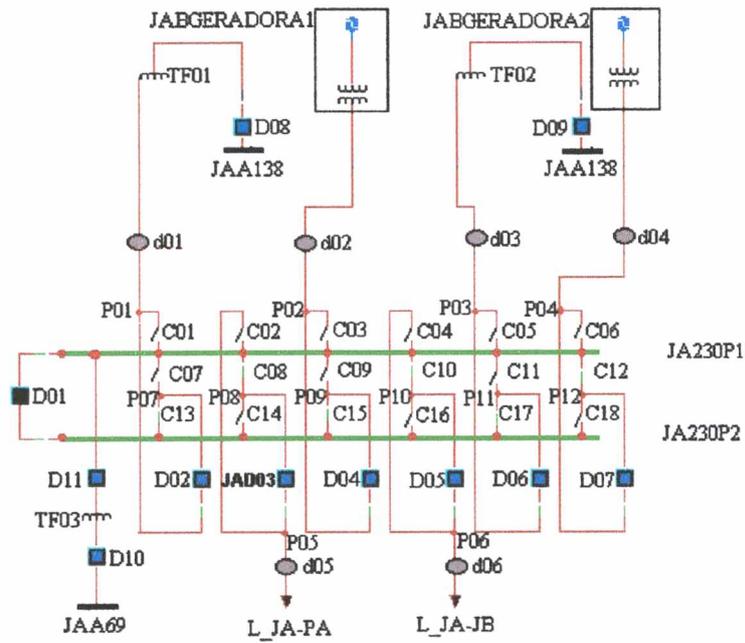


FIGURA A.1.13 – Subestação J. Lacerda A 230 kV.

J. LACERDA B [JB]

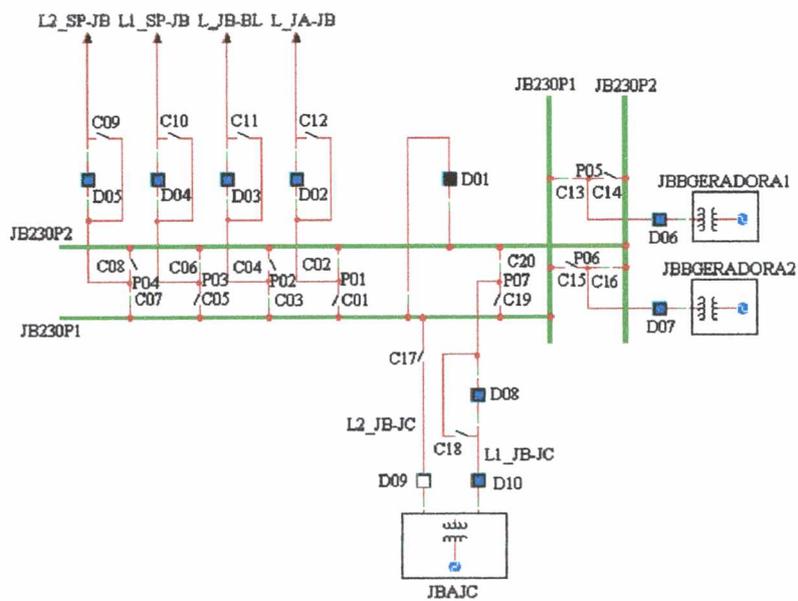


FIGURA A.1.14 – Subestação J. Lacerda B 230 kV.

LONDRINA 230/525 [LON]

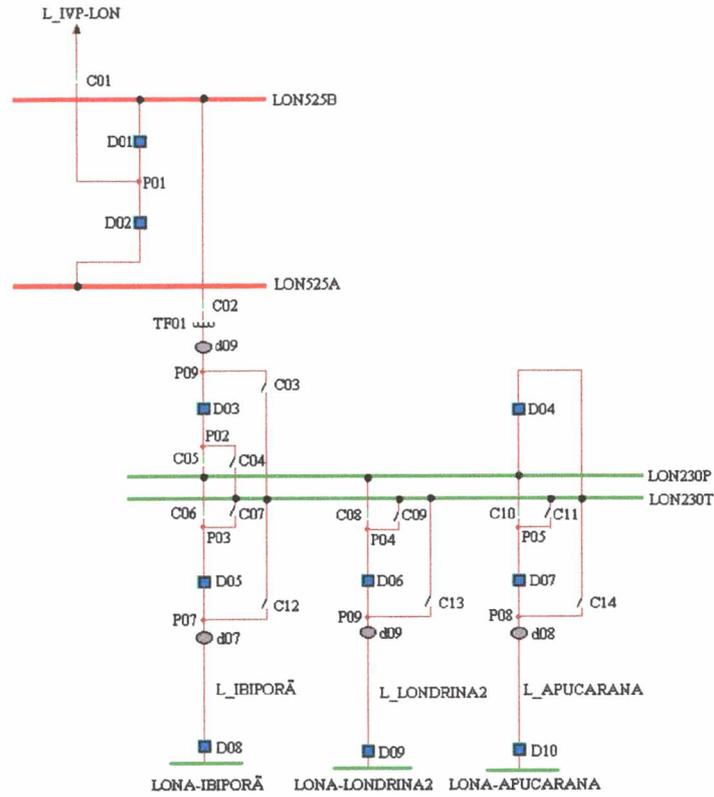


FIGURA A.1.15 – Subestação Londrina 500-230 kV.

PALHOÇA [PA]

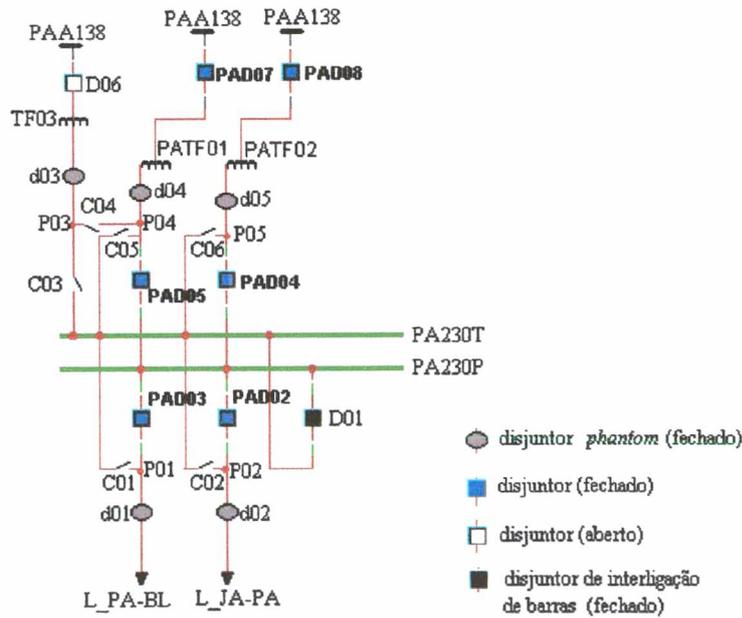


FIGURA A.1.16 – Subestação Palhoça 230 kV.

PASSO FUNDO [PF]

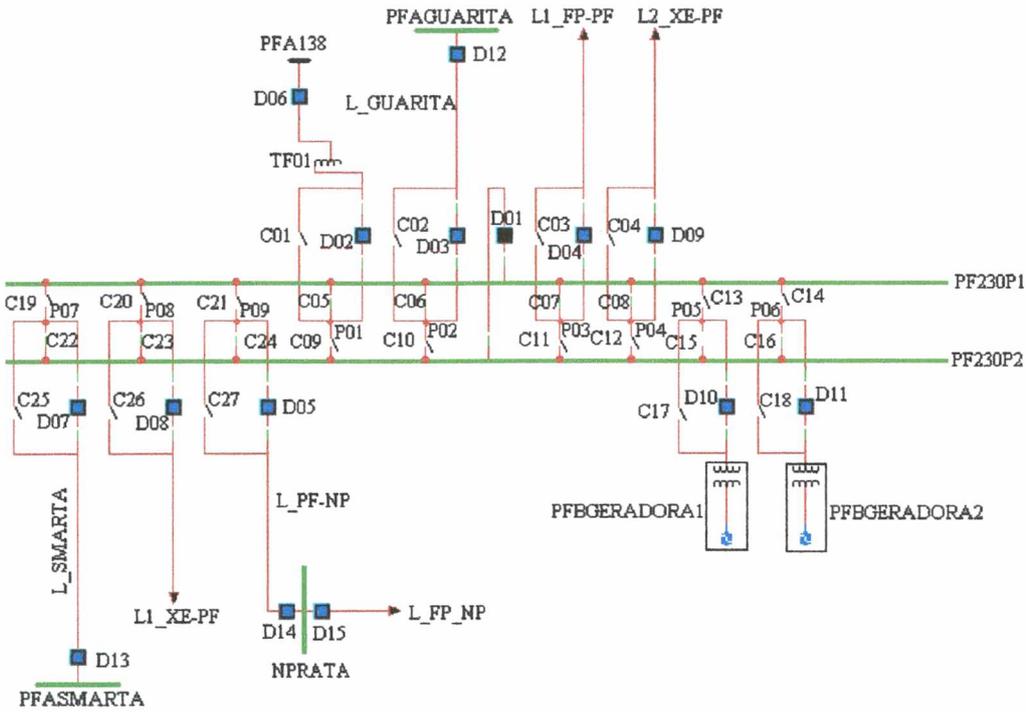


FIGURA A.1.17 – Subestação Passo Fundo 230 kV.

SALTO OSÓRIO [SO]

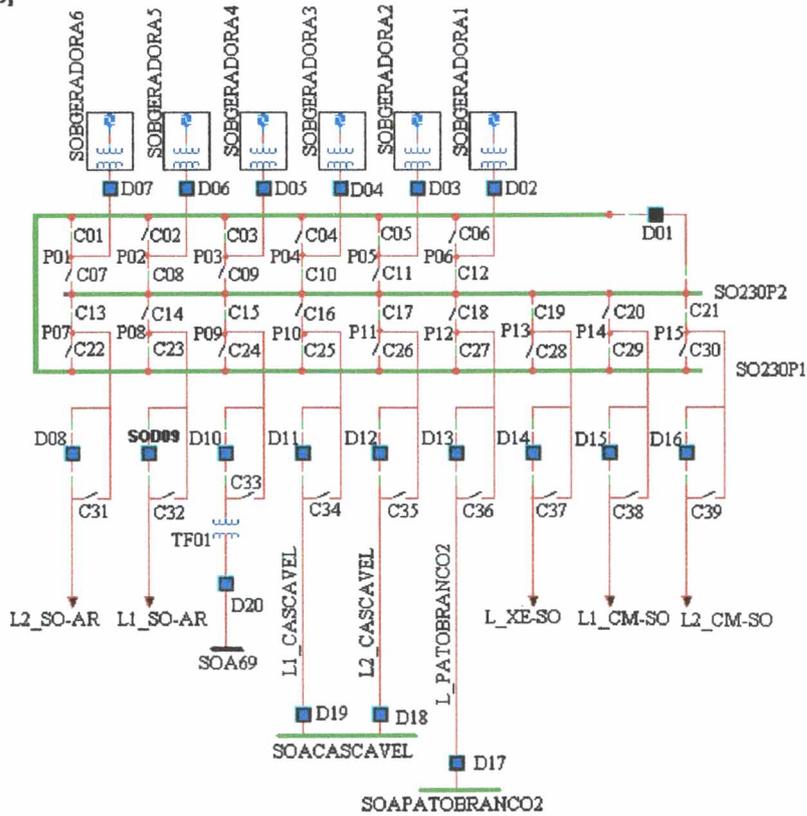
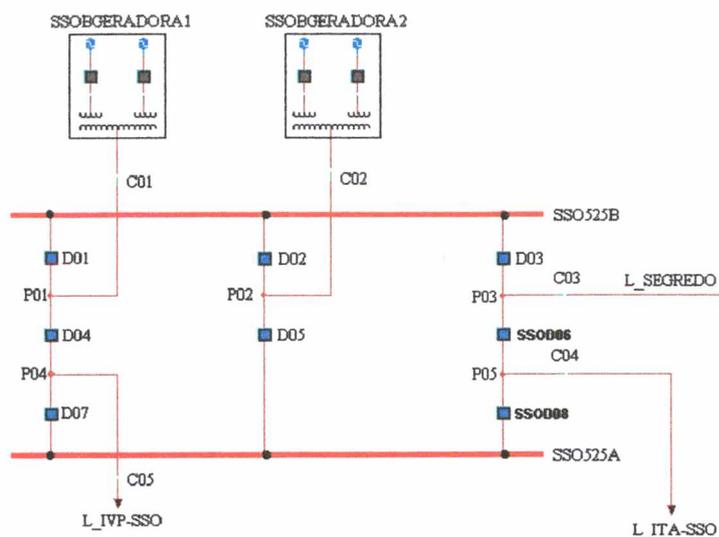


FIGURA A.1.18 – Subestação Salto Osório 230 kV.

SALTO SANTIAGO [SSO]



SEGREDO [SEG]

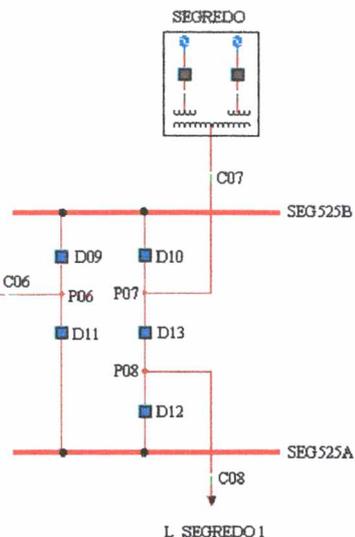


FIGURA A.1.19 – Subestação Salto Santiago 500 kV.

SIDERÓPOLIS [SP]

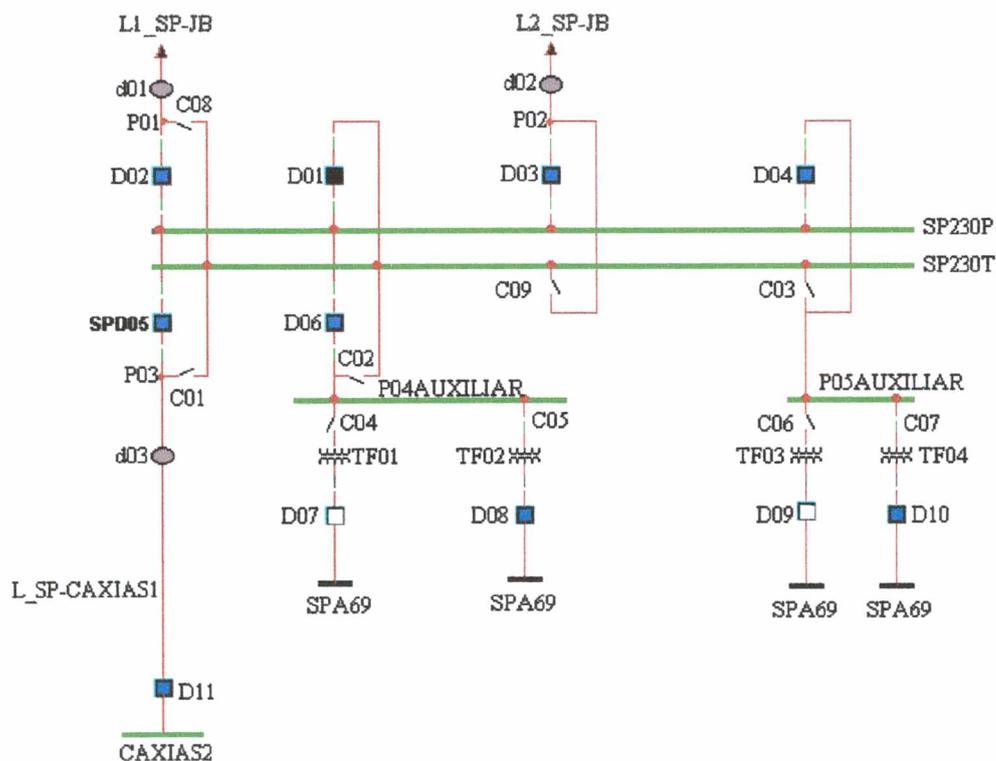


FIGURA A.1.20 – Subestação Siderópolis 230 kV.

XANXERÊ [XE]

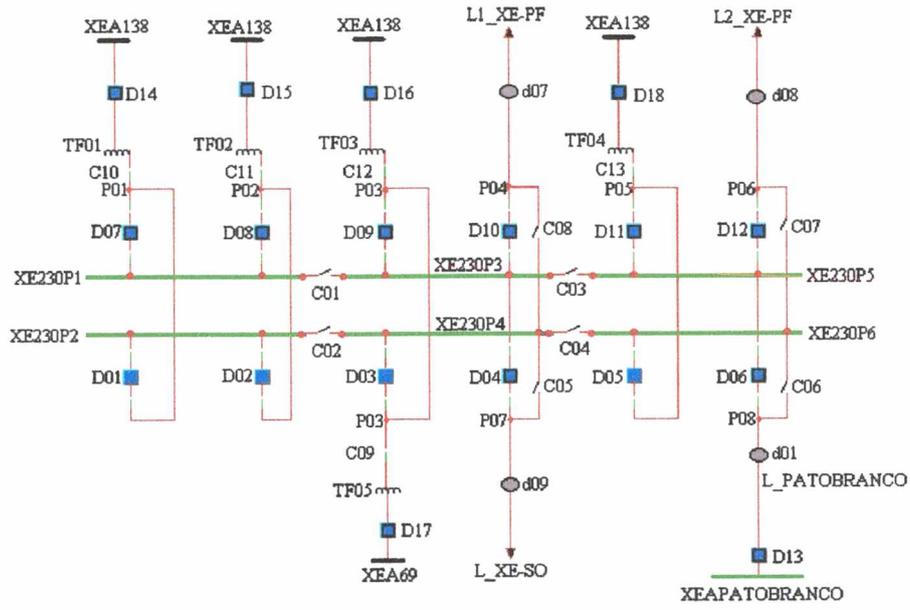


FIGURA A.1.21 – Subestação Xanxerê 230 kV.

A.2. Anexo 2

Este anexo contém os resultados gerados pelo programa que analisa as informações de falta externa provenientes dos módulos neurais para os casos apresentados no Capítulo 6.

A.2.1 CASO 1 – CT203P2

Componente	/bckup	Elemento	RN	EXpert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* CT230P2	/L_SM-CT	1	1.000	0.750	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L2_JV-CT	1	1.000	0.750	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L1_JV-CT	1	1.000	0.750	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L_BL-CT	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L2_JV-BL	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L1_JV-BL	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* CT230P2	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* CT230T	/L_SM-CT	1	1.000	0.750	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L2_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L1_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L_BL-CT	1	1.000	0.250	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L2_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L1_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	0.000	1.000
* CT230T	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	0.000	0.000	1.000
* #							

A.2.2 CASO 2 – CT203P2

Componente	/bckup	Elemento	RN	EXpert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* CT230P2	/L_SM-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/CTTF02	2	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/CTTF01	2	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L1_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L2_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L2_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L1_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L_BL-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P2	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L_SM-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/CTTF02	2	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/CTTF01	2	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L1_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L2_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L2_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L1_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L_BL-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230T	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L_SM-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/CTTF02	2	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/CTTF01	2	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L1_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L2_JV-CT	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L2_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L1_JV-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L_BL-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CT230P1	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CTAUMBARA	/L_SM-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CTAUMBARA	/CTTF02	2	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000

* CTF01	/L_SM-AR	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L1_JV-BL	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L2_JV-BL	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/CTF01	2	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L_BL-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L2_JV-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L1_JV-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/CTF02	2	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF01	/L_SM-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L_SM-AR	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L1_JV-BL	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L2_JV-BL	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/CTF02	2	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L_BL-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L2_JV-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L1_JV-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/CTF01	2	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* CTF02	/L_SM-CT	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* #							

A.2.3 CASO 1 – PATF01

Componente	/bckup	Elemento	RN	EXpert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* PATF01	/L_JA-PA	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* PATF01	/L_PA-BL	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* #							

A.2.4 CASO 2 – PATF01

Componente	/bckup	Elemento	RN	EXpert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* PA230T	/L_PA-BL	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* PA230T	/L_JA-PA	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* PA230P	/L_PA-BL	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* PA230P	/L_JA-PA	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* PAA138	/L_PA-BL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* PAA138	/L_JA-PA	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* PATF02	/L_JA-PA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* PATF02	/L_PA-BL	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* PATF01	/L_JA-PA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* PATF01	/L_PA-BL	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L_JA-PA	/L_JA-PA	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* L_JA-PA	/L_PA-BL	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L_PA-BL	/L_PA-BL	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* L_PA-BL	/L_JA-PA	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* #							

A.2.5 CASO 1 – L_CAXIAS2

Componente	/bckup	Elemento	RN	EXpert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* L_CAXIAS2	/L2_SP-JB	1	1.000	0.150	1.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L1_SP-JB	1	1.000	0.150	1.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_PF-NP	1	1.000	0.150	1.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_CQ-FP	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_FP-NP	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L1_FP-PF	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* #							

A.2.6 CASO 2 – L_CAXIAS2

Componente	/bckup	Elemento	RN	EXpert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* FP230P2	/L_CQ-FP	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* FP230P2	/L_FP-NP	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* FP230P2	/L1_FP-PF	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* FP230P2	/L_PF-NP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FP230P2	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FP230P2	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FP230P2	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L_CQ-FP	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L_FP-NP	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L1_FP-PF	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L_PF-NP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FP230P1	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L2_SP-JB	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L1_SP-JB	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L_CQ-FP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L_FP-NP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L1_FP-PF	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* CAXIAS2	/L_PF-NP	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L_CQ-FP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L_FP-NP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L1_FP-PF	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L_PF-NP	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPA138	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L_CQ-FP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L_FP-NP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L1_FP-PF	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L_PF-NP	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPACBOM	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L_PF-NP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L1_FP-PF	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L_FP-NP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L_CQ-FP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* L2_CBOM	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L_PF-NP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L1_FP-PF	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L_FP-NP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L_CQ-FP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* L1_CBOM	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L_PF-NP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L1_FP-PF	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L_FP-NP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L_CQ-FP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L1_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* FPTF02	/L2_SP-JB	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L_CQ-FP	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L_FP-NP	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L1_FP-PF	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L_CAXIAS1	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L1_SP-JB	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L2_SP-JB	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS1	/L_PF-NP	1	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L2_SP-JB	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L1_SP-JB	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_PF-NP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L1_FP-PF	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_FP-NP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L_CAXIAS2	/L_CQ-FP	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000

```
* L_CAXIAS2 /L_CAXIAS1      1      1.000      0.500      0.000      1.000      0.000
* #
```

A.2.7 CASO 1 – GRA525B

Componente	/bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* GRA525B	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.750	1.000	0.000	0.000
* GRA525B	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.750	1.000	0.000	0.000
* GRA525B	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000
* GRA525B	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.250	1.000	0.000	0.000

```
* #
```

A.2.8 CASO 2 – GRA525B

Componente	/bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* GRA525B	/L_CNO-GRA	1	1.000	1.000	0.000	1.000	0.000
* GRA525B	/L_GRA-ITA	1	1.000	1.000	0.000	1.000	0.000
* GRA525B	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRA525B	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRA525A	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* GRA525A	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* GRA525A	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* GRA525A	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* GRAA-GRA2	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* GRAA-GRA2	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* GRAA-GRA2	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* GRAA-GRA2	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* GRATF03	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* GRATF03	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* GRATF03	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRATF03	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRATF02	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* GRATF02	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* GRATF02	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRATF02	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRATF01	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* GRATF01	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* GRATF01	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* GRATF01	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L_ITA-SSO	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.010
* L_ITA-SSO	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.010
* L_ITA-SSO	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.000	0.000	0.000	0.010
* L_ITA-SSO	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.000	0.000	0.000	0.010
* L_GRA-ITA	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L_GRA-ITA	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* L_GRA-ITA	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L_GRA-ITA	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L_CNO-GRA	/L_ITA-SSO	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L_CNO-GRA	/L_CNO-GRA	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* L_CNO-GRA	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L_CNO-GRA	/L_GRA-ITA	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000

```
* #
```

A.2.9 CASO 1 – ARTF01

Componente	/bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* ARTF01	/L_SM-AR	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L2_SO-AR	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L1_SO-AR	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L2_COPEL	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L1_COPEL	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000

```
* #
```

A.2.10 CASO 2 – ARTF01

Componente	/bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* AR230P	/L1_SO-AR	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L2_SO-AR	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L_SM-AR	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L2_COPEL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230P	/L1_COPEL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L1_SO-AR	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L2_SO-AR	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L_SM-AR	1	1.000	0.750	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L2_COPEL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* AR230T	/L1_COPEL	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L1_SO-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L2_SO-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L2_COPEL	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARAPONTAGROSSA	/L1_COPEL	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L1_SO-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L2_SO-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L_SM-AR	1	1.000	0.250	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L2_COPEL	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARA138	/L1_COPEL	1	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L1_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L2_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L_SM-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L2_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* ARTF03	/L1_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L1_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L2_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L_SM-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L2_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* ARTF02	/L1_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L1_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L2_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L_SM-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L_PONTAGROSSA	/L2_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000

* L_PONTAGROSSA	/L1_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	1.000	0.000
* L1_SO-AR	/L1_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L2_COPEL	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.150	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L1_SO-AR	1	1.000	0.750	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L_SM-AR	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* L1_SO-AR	/L2_SO-AR	1	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_ARE-CNO	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_SEGREDO1	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L2_ARE-CT	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L1_ARE-CT	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L2_COPEL	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L1_COPEL	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L_SM-AR	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L2_SO-AR	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* ARTF01	/L1_SO-AR	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* #							

A.2.11 CASO 1 – L_ITA-SSO

Componente	/bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* L_ITA-SSO	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.150	1.000	0.000	0.000
* L_ITA-SSO	/L_IVP-SSO	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* L_ITA-SSO	/L_SEGREDO2	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* L_ITA-SSO	/L_CNO-ITA	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* #							

A.2.12 CASO 2 – L_ITA-SSO

Componente	/bckup	Elemento	RN	Expert Sys	Falta	N-falta	Falta info
* L_ITA-SSO	/L_ARE-IVP	1	1.000	0.150	1.000	0.000	0.000
* L_ITA-SSO	/L_IVP-SSO	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* L_ITA-SSO	/L_SEGREDO2	1	1.000	0.500	1.000	0.000	0.000
* #							

8. Referências bibliográficas

- ALMEIDA, P. C.; BOMFIM, A. L. B.; BASTOS, R. de L. *et al.*; 2002. Nova Ação de Controle para os Esquemas de Proteção de Sistemas. In: VIII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2002: Brasília, DF).
- ANDERSON, P. M.; 1999. *Power System Protection*. 1. ed. New York: IEEE Press, p. 1307.
- ANDRICHAK, J. G. & CARDENAS, J.; 1995. Bus Differential Protection. In: TWENTY SECOND ANNUAL WESTERN RELAY CONFERENCE (Oct. 1995: Spokane, Washington). p. 1-14.
- BARRETO, J. M.; 1997. Introdução às Redes Neurais Artificiais Primórdios e Realizações Contemporâneas. In: 3º SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE (Set.: 1997: Vitória – ES). p.1-48.
- BARROS, J. & DRAKE, J. M.; 1994. Real-time fault detection and classification in power systems using microprocessors. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 141, No. 4 (July), p. 315-322.
- BELL, S.C.; MCARTHUR, S. D. J.; MCDONALD, J. R. *et al.*; 1998. Model-based analysis of protection system performance. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 5 (Sept.), p. 547-552.
- BESSENYEI, T.; 2001. Expert system based fault analysis using digital fault recorder data. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP2001 June 18-21, 2001: Budapest, Hungary).
- BI, T. S.; NI, Y. X.; SHEN, C. M. *et al.*; 2000. A Novel Radial Basis Function Neural Network for Fault Section Estimation in Transmission Network. In: PROCEEDINGS OF THE 5th INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES IN POWER SYSTEM CONTROL, OPERATION AND MANAGEMENT, APSCOM'2000 (Oct. 2000: Hong Kong).p. 259-263.
- BI, T. S.; NI, Y. X.; SHEN, C. M. *et al.*; 2001a. An Efficient Graph Partition Method for Fault Section Estimation in Large-Scale Power Network. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 3, p. 1335-1340.
- BI, T. S.; NI, Y. X.; SHEN, C. M. *et al.*; 2001b. Minimum Degree Reordering Based Graph Partitioning Method for Distributed Fault Section Estimation System in Power Networks. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol. 1, p. 212-216.

- BIONDI NETO, L. & CHIGANER, L.; 1999. Sistema especialista fuzzy no diagnóstico de falhas em transformadores. In: XV SNPTEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Outubro de 1999: Paraná, Brasil). p. 1-6.
- BITTENCOURT, G; 1998. *Inteligência Artificial: ferramentas e teorias*. 1ª Edição. Florianópolis: Ed. da UFSC.
- BRAGA, A. de P.; LUDERMIR, T. B.; CARVALHO, A. C. P. de L. F.; 2000. *Redes Neurais Artificiais, Teoria e Aplicações*. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A.
- BRETAS, A. S. & HADJSAID, N.; 2001. Fault Diagnosis in Deregulated Distribution Systems using an Artificial Neural Network. *IEEE Power Engineering Society (PES) Winter Meeting*, 28 Jan.- 1 Feb. 2001. Columbus, Ohio, USA.
- BUTLER, K. L.; MOMOH, J. A.; SOBAJIC, D. J.; 1997. Field studies using a neural-net-based approach for fault diagnosis in distribution networks. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 5 (Sep.), p. 429-436.
- CAMINHA, A. C.; 1977. *Introdução à Proteção dos sistemas elétricos*. 6ª reimpressão. São Paulo: Edgard Blücher.
- CARDOSO Jr., G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. *et al.*; 2002. Analysis of protection and circuit breakers events for fault section estimation using neural networks. In: VIII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2002: Brasília, DF).
- CARDOSO Jr., G.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H.; 2001. Treatment of the uncertainties involved in the electric power systems fault section estimation with the aid of probabilistic neural networks. In: PROCEEDINGS OF THE V BRAZILIAN CONFERENCE ON NEURAL NETWORKS – V Congresso Brasileiro de Redes Neurais (April 2001: Rio de Janeiro, RJ). p. 97-102.
- CARDOSO, J. & VALETTE, R.; 1997. *Redes de Petri*. 1ª Edição. Florianópolis: Editora da UFSC. p. 220.
- CARNEIRO, M. E.; STELZER, G.; PILOTTO, M. J. *et al.*; 1999. Implantação de automatismo e monitoramento de transformadores em SE's desassistidas. In: XV SNPTEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Outubro de 1999: Paraná, Brasil). p. 1-6.
- CHAIRMAN, J. A. B.; CHAIRMAN, R. O. B. V.; BAUMGARTNER, E. A. *et al.*; 1998. Fault and Disturbance Data Requirements for Automated Computer Analysis Summary Paper. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 13, No. 3 (July), p. 735-737.

- CHANG, C. S. & KERK, S. G.; 2000. Fault signal filtering for improving fault section estimation. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 4, p. 2545-2550.
- CHANG, C. S. & WEN, F. S.; 1998. Tabu search based approach to trouble call analysis. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 6 (Nov.), p. 731-738.
- CHANG, C. S.; CHEN, J. M.; SRINIVASAN, D. *et al.*; 1997. Fuzzy logic approach in power system fault section identification. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 5 (Sept.), p. 406-414.
- CHEN, W. H.; LIU, C. W.; TSAI, M. S.; 2000a. On-line fault diagnosis of distribution substations using hybrid cause-Effect Network and Fuzzy Rule-Based Method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 2 (April), p. 710-717.
- CHEN, W. H.; LIU, C. W.; TSAI, M. S.; 2000b. Fault Diagnosis in Distribution Substation Using CE-Nets via Boolean Rule Matrix Transformations. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, p. 416-420.
- CHEN, W.-H.; LIU, C.-W.; TSAI, M.-S.; 2001. Fast Fault Section Estimation in Distribution Substations Using Matrix-Based Cause-Effect Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No. 4 (October), p. 522-527.
- CHIGANER, L.; BIONDI NETO, L.; FUKUDA, F. H. *et al.*; 2000. Electrical Networks Fault Diagnosis a Neural Approach. In: VII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2000: Curitiba, Paraná). p.1-6.
- CLIPS Reference Manual, 1997. *Basic Programming Guide*. Vol 1, Version 6.05.
- COUTTO FILHO, M. B. do; RODRIGES, M. A. P.; SOUZA, J. C. S. *et al.*; 1999. Localização de defeitos em sistemas de energia elétrica utilizando sistemas inteligentes. In: XV SNPTEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Outubro 1999: Paraná, Brasil). p.1-7.
- DYLIACCO, T. E. & KRAYNAK, T. J.; 1969. Processing by logic programming of circuit breaker and protective relaying information. *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, No. 2 (Feb.).
- ELAMIN, I. & AL-UMAIR, R.; 2001. Fault Section Estimation in Power Systems. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP2001 June 18-21, 2001: Budapest, Hungary).
- ELMORE, A. W.; 2000. *Pilot Protective Relaying*. 1. ed. New York: Marcel Dekker, ABB Automation, p. 165.
- FAUSETT, L. V.; 1994. *Fundamentals of neural networks architectures, algorithms, and applications*. New Jersey: Prentice Hall, p. 461.

- FEIGENBAUM E. A., 1982. *Knowledge engineering in the 1980s*. Dept. of Computer Science, Stanford University, Stanford, CA.
- FRISCH, A. C.; CARDOSO, M. G.; ARRUDA, L. V. R.; 1996. Processamento Inteligente de alarmes em centros de operação de estações In: III SIMPOSIO BRASILEIRO DE AUTOMACAO DE SISTEMAS ELETRICOS, Rio de Janeiro.
- FU, S.; WANG, P.; WANG, M. *et al.*; 1995. An Expert System for on-line Diagnosis of System Faults and Emergency Control to Prevent a Blackout. In: IFAC CONTROL OF POWER PLANTS AND POWER SYSTEMS, SIPOWER'95 (Cancun, Mexico). p. 303-308.
- GENERAL ELECTRIC COMPANY; 1975. *Protective relays application guide*. 2nd Edition. Liverpool: Tinlings.
- GIARRATANO, J. & RILEY, G.; 1998. *Expert Systems: Principles and Programing*. 3. ed. Boston: PWS- Publishing Company, p. 597.
- GIOVANINI, R. & COURY, D. V.; 2002. Um novo modelo de redes RBF para a detecção e classificação de faltas em linhas de transmissão. In: XIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (Setembro 2002: Natal, Brasil). p. 1662-1668.
- GOLDBERG, D. E; 1989. *Genetic algorithms in search, optimization, and learning*. Addison-Wesley, Reading, MA.
- GOMES, N. S.; ANDRADE, S. R. C.; COSTA, C. A. B. *et al.*; 1999. SAPNET – Sistema de Análise de Perturbações da CEMIG. In: XV SNTPEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Outubro 1999: Paraná, Brasil). p. 1-5.
- GOMES, P.; GUARINI, A. de P.; LIMA, A. C. S. de *et al.*; 2002b. Analysis of Restoration Proceedings in the Brazilian Power System. In: VIII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2002: Brasília, DF).
- GOMES, P.; LIMA, J.W.M.; SHILLING, M. T.; 2002a. Estratégias para Aumento da Segurança da Malha Elétrica Nacional: Lições Extraídas de Grandes Blecautes. In: VIII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2002: Brasília, DF).
- HAGAN, T. M. & MENHAJ, M. B.; 1994. Training Feedforward Networks with the Marquardt Algorithm. *IEEE Transactions on Neural Networks*, Vol. 5, No. 6 (Nov.), p. 989-993.
- HANDSCHIN, E.; KUHLMANN, D.; HOFFMANN, W.; 1996. System Fault Diagnosis. In: EL-SHARKAWI, M. A.; NIEBUR, D. *Application of Artificial Neural Networks to Power Systems*. Edited by M. A. El-Sharkawi and Dagmar Niebur, p. 138-149.

- HERTZ, A. & FAUQUEMBERGUE, P.; 1992. Fault Diagnosis at Substations Based on Sequential Event Recorders. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80, No. 5 (May), p. 684-688.
- HOSSACK, J. A.; BURT, G. M.; McDONALD, J. R. et al.; 2001. Progressive Power System Data Interpretation and Information Dissemination. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol. 2, p. 907-912.
- HUANG, Y. C.; 2002a. Abductive Reasoning Network Based Diagnosis System for Fault Section Estimation in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No. 2 (April), p. 369-374.
- HUANG, Y. C.; 2002b. Fault Section Estimation in Power Systems Using a Novel Decision Support System. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2 (May), p. 439-444.
- HUANG, Y. C.; HUANG, C. M.; LIAO, C. C. et al.; 2000. A new intelligent fast Petri-Net model for fault section estimation of distribution systems. *International Conference on Power System Technology*, PowerCon 2000, Vol. 1, p. 217-222.
- IEEE COMMITTEE REPORT; 1981. Review of recent practices and trends in protective relaying. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 8 (Aug.), p. 4054-4063.
- INSFRÁN, A. H. F.; ALVES DA SILVA A. P.; TORRES, G. L.; 1999. Fault Diagnosis Using Fuzzy Sets. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP'99 April 4-8, 1999: Rio de Janeiro, Brazil). p. 162-166.
- JÄRVENTAUSTA, P.; VERHO, P.; PARTNEN, J.; 1994. Using fuzzy sets to model the uncertainty in the fault location process of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, No. 2 (April), p. 954-960.
- JENKINS, L. & KHINCHA, H. P.; 1992. Deterministic and Stochastic Petri Net Models of Protection Schemes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No. 1 (Jan.), p. 84-90.
- JOTA, F. G. & JOTA, P. R. S.; 1998. High-impedance fault identification using a fuzzy reasoning system. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 6 (Nov.), p. 656-662.
- JUNG, J.; HONG, M.; LIU, C. C.; 1999. Logic and Validation Techniques for Handling of Missing Information in Fault Diagnosis. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP'99 April 4-8, 1999: Rio de Janeiro, Brazil). p. 278-283.
- JUNG, J.; LIU, C. C.; HONG, M. et al.; 2001. Multiple Hypotheses and Their Credibility in On-Line Fault Diagnosis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No. 2 (April), p. 225-525.

- JUNQUEIRA, A.; BRITO, N.; PINTO, J. L. *et al.*; 2002. Avaliação dos Esquemas de Emergência e de Segurança do Sistema Interligado N/NE Frente a Contingências Múltiplas. In: VIII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2002: Brasília, DF).
- KATSUTA, G.; MURAOKA, K.; INOUE, N. *et al.*; 1992. Fault section detection system for 66 kV underground branch transmission lines using optical magnetic field sensors. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 7, No. 1 (Jan.), p. 1-9.
- KEERTHIPALA, W. W. L.; WAI, C. W.; HUIHENG, W.; 1997. Neural network based classifier for power system protection. *Electric Power Research*, 32, p. 109-114.
- KEZUNOVIC, M. & FROMEN, C. W.; 1993. An expert System for transmission substation event analysis. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 8, No. 4 (Oct.), p. 1942-1949.
- KIM, K. H. & PARK, J. K.; 1993. Application of hierarchical neural networks to fault diagnosis of power systems. *Electric Power & Energy Systems*, Vol.15, No. 2, p. 65-70.
- KIMURA, T.; NISHIMATSU, S.; UEKI, Y. *et al.*; 1992. Development of an expert system for estimating fault section in control center based on protective system simulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No. 1 (Jan.), p. 167-172.
- KOSKO, B., D. M.; 1992. *Neural Networks and Fuzzy Systems: A Dynamical Systems Approach to Machine Intelligence*. Prentice-Hall Inc.
- KUAN, K. K. & WARWICK, K.; 1992. Real-time expert system for fault location on high voltage underground distribution cables. *IEE Proceedings-C*, Vol. 139, No. 3 (May), p. 235-240.
- KUMANO, S.; GODA, T.; UEKUBO, Y. *et al.*; 1993. Development of expert system for operation at substation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, No. 1 (Jan.), p. 56-65.
- LAI, L. L.; SICHANIE, A. G.; GWYN, B. J.; 1998. Comparison between evolutionary programming and a genetic algorithm for fault-section estimation. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 5 (Sept.), p. 616-620.
- LEE, H.J.; PARK, D.-Y.; AHN, B.-S. *et al.*; 2000. A Fuzzy Expert System for the Integrated Fault Diagnosis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No. 2 (April), p. 833-838.
- LEFÉVRE, M. A. P.; 1996. Sistemas Inteligentes e sua Aplicação na Operação de Itaipu Binacional. *Eletroevolução*, No. 7 (Out.), P. 54-58.
- LIN, W. M.; YANG, C. D.; LIN, J. H. *et al.*; 2001. A fault classification method by RBF neural network with OLS learning procedure. In: 22nd IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATIONS (PICA 2001), p. 118 -121.

- LO, K. L.; NG, H. S.; GRANT, D. M. *et al.*, 1999. Extended Petri net models for fault diagnosis for substation automation. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 146, No. 3 (May), p. 229-234.
- LO, K. L.; NG, H. S.; TRECAT, J.; 1997. Power system fault diagnosis using Petri nets. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 3 (May), p. 231-236.
- MADAN, S. & BOLLINGER, K. E.; 1997. Application of artificial intelligence in power systems. *Electric Power Systems Research*, 41, p. 117-131.
- MALHEIRO, N.; VALE, Z. A.; RAMOS, C. *et al.*; 1999. Providing Real -Time Explanations for Control Center Operator Assistance. In: ARTIFICIAL INTELLIGENCE AND SOFT COMPUTING - ASC'99 (Aug. 1999: Honolulu, Hawaii).p. 514-518.
- MASON, C. R.; 1956. *The art and science of protective relaying*. 5th Edition. New York: John Wiley.
- MIN, S. W.; LEE, S. H.; PARK, J. K. *et al.*; 2001a. Fuzzy Expert System for Fault Section Diagnosis Considering the Operating Sequences. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP2001 June 18-21, 2001: Budapest, Hungary).
- MIN, S. W.; LEE, S. H.; PARK, J. K. *et al.*; 2001b. A Fuzzy Relation based Fault Section Diagnosis Method for Power Systems Using Operating Sequences of Protective Devices. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 2, p. 993-938.
- MIRANDA, V.; SRINIVASAN, D.; PROENÇA, L. M.; 1998. Evolutionary computation in power systems. *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 20, No.2, p. 89-98.
- MOHAMED, E. A. & RAO, N.D.; 1995. Artificial neural network based fault diagnosis system for electric power distribution feeders. *Electric Power Research*, 35, p. 1-10.
- MOMOH, J. A.; DIAS, L. G.; LAIRD, D. N.; 1997. An implementation of a hybrid intelligent tool for distribution system fault diagnosis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2 (April), p. 1035-1040
- MONSEF, H.; RANJBAR, A. M.; JADID, S.; 1997. Fuzzy rule-based expert system fault diagnosis. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 2 (Mar.), p. 186-192.
- MONTAKHAB, M. R. & ADAMS, R. N.; 1998. Intelligent system for fault diagnosis on low voltage distribution networks. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 5 (Sept.), p. 592-596.
- MORI, H.; 1996. State-of-the-art Overview on Artificial Neural Networks in Power Systems. In: EL-SHARKAWI, M. A.; NIEBUR, D. *Application of Artificial Neural Networks to Power Systems*. Edited by M. A. El-Sharkawi and Dagmar Niebur. p. 51-58.

- OYAMA, T.; 1993. Fault section Estimation in Power System Using Boltzmann Machine. In: PROC. 2nd FORUM ON ARTIFICIAL NEURAL NETWORK APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS (ANNPS, 1993: Yokohama, Japan).p. 1-7.
- PARK, D. Y.; AHN, B. S.; KIM, S. H. *et al.*; 1999. Dealing Uncertainties in the Fault Diagnosis System. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP'99 April 4-8, 1999: Rio de Janeiro, Brazil). p. 273-277.
- PRAIS, M. & BOSE, A.; 1988. A topology processor that tracks network modification over time. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 3 (Aug.), p. 992-998.
- RANAWEERA, D. K.; 1994. Comparison of neural network models for fault diagnosis of power systems. *Electric Power Systems Research*, 29, p. 99-104.
- RODRIGO, P. D.; PAHWA, A.; BOYER, J. E.; 1996. Location of outages in distribution systems based on statistical hypotheses testing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 1 (Jan.), p. 546-551.
- RODRIGUES, M. A. P.; SOUZA, J. C. S.; SCHILLING, M. T.; 1999. Building local neural classifiers for alarm handling and fault location in electrical power systems. In: INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS (ISAP'99 April 4-8, 1999: Rio de Janeiro, Brazil). p. 157-161.
- RODRÍGUEZ, C.; REMENTERÍA, S.; MARTÍN, J. I. *et al.*; 1996. Fault analysis with modular neural networks. *Electric Power & Energy Systems*, Vol.18, No. 2, p. 99-110.
- ROSS, T. J.; 1995. *Fuzzy Logic with Engineering Applications*. McGraw-Hill.
- SAKAGUCHI, T. & MATSUMOTO, K.; 1983. Development of a knowledge based system for power system restoration, Vol. PAS-102, No. 2 (Feb.)
- SEVCIK, D. R.; LUNSFORD, R. B.; KEZUNOVIC, M.; 2000. Automated analysis of fault records and dissemination of event reports. In: FAULT AND DISTURBANCE ANALYSIS CONFERENCE (May 2000: Atlanta).p. 1-7.
- SIDHU, T. S.; CRUDER, O.; HUFF, G. J.; 1997. An abductive inference technique for fault diagnosis in electrical power transmission networks. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 12, No. 1 (Jan.), p. 515-522.
- SILVA, A. P. A. da; INSEFRAN, A. H. F.; SILVEIRA, P. M. da *et al.*; 1996. Neural Networks for Fault Location in Substations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 1 (Jan.), p. 234-239.
- SKAPURA, D. M.; 1996. *Building neural networks*. 1st Edition. New York: Addison-Wesley, p. 286.
- SOUZA, J. C. S.; RODRIGUES, M. A. P.; SCHILLING, M. T. *et al.*; 2000. Processamento de Alarmes para a Localização de Defeitos em Sistemas de Potência via Técnicas de

Reconhecimento de Padrões. In: XIII CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA 2000, Florianópolis). p. 808-813.

- SPECHT, D. A.; 1988. Probabilistic Neural Networks for Classification, Mapping, or Associative Memory. *Proc. IEEE International Conference Neural Networks*, Vol. 1 (June), p. 525-532.
- SPECHT, D. A.; 1991. A General Regression Neural Network. *IEEE Transactions on Neural Networks*, Vol. 2, No. 6 (Nov.), p. 568-576.
- SRINIVASAN, D.; LIEW A. C.; CHANG, C. S.; 1995. Applications of fuzzy systems in power systems. *Electric Power Systems Research*, 35, p. 39-43.
- SRINIVASAN, D.; LIEW, A. C.; CHANG, C. S. *et al.*; 1994. Intelligent operation of distribution network. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 141, No. 2 (Mar.), p. 106-116.
- STEMMER, F. A. & BASTOS, A. C. A.; 1977a. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Edição do Departamento de Engenharia de Manutenção, Vol. 3. CEEE, Porto Alegre – RS.
- STEMMER, F. A. & BASTOS, A. C. A.; 1977b. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Edição do Departamento de Engenharia de Manutenção, Vol. 4. CEEE, Porto Alegre – RS.
- SUN, Y.; JIANG, H.; WANG, D.; 1998. Fault synthetic recognition for an EHV transmission line using a group of neural networks with a time-space property. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 3 (May), p. 265-270.
- TAFNER, M. A.; XEREZ, M. de.; RODRIGUES FILHO, I. W.; 1996. *Redes neurais artificiais: introdução e princípios de neurocomputação*. Ed. da FURB, p. 199.
- TANG, J. & WANG, F.; 1998. Modeling of a transmission network protection system using Petri nets. *Electric Power Systems Research*, 44, p. 175-181.
- TAVARES, M. C.; COURRY, D. V.; CAMPOS, P. E. G. *et al.*; 1999. Análise de desempenho da proteção diferencial dos transformadores de potência com o emprego do ATP-EMTP. In: XV SNPTEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Outubro de 1999: Paraná, Brasil). p. 1-6.
- TEO, C. Y. & GOOI, H. B.; 1998. Artificial intelligence in diagnosis and supply restoration for a distribution network. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 4 (July), p. 444-450.
- TEO, C. Y.; 1995. Machine learning and knowledge building for fault diagnosis in distribution network. *Electric Power & Energy Systems*, Vol.17, No. 2, p. 119-122.

- TERREROS, A. J. P.; SELL, H. L.; EIDT, J. F.; 1999. Implantação de Oscilografia Digital na ELETROSUL. In: XV SNTPEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Outubro de 1999: Paraná, Brasil). p. 1-6.
- THORP, J. S.; PHADKE, A. G.; HOROWITZ, S. H. *et al*; 1996. Anatomy of power system disturbances: importance sampling. *12th Power Systems Computation Conference*. Dresden (Aug.), p. 350-357.
- TRECAT, J. & JIANPING, W.; 1991. An expert system for distribution substation fault diagnosis and backup protection. *Electric Power & Energy Systems*, Vol.13, No. 6 (Dec.), p. 303-307.
- VALE, M. H. M.; FARIA, V. R.; TOLEDO, L. H. S. *et al*; 2002. STA – Alarm Processing System. In: VIII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2002: Brasília, DF).
- VALE, Z. A. & RAMOS, C.; 1995. Temporal Reasoning in AI Applications for Power System Control Centers. In: IFAC CONTROL OF POWER PLANTS AND POWER SYSTEMS (SIPOWER'95, Cancun, Mexico). p. 297-302.
- VIEIRA FILHO, X.; SALGADO, E.; PILOTTO, L. A. S. *et al*; 2000. Blecaute de 11 de março de 1999: Medidas de Curto Prazo para Aumento da Segurança do Sistema Elétrico e Principais Aspectos dos Relatórios Elaborados por Especialistas Internacionais. In: VII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRICAL OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING (May. 2000: Curitiba, Paraná).p. 1-9.
- WAIKAR, D. L & RAHMAN, F.; 1998. Assessment of Artificial Intelligence Techniques for Power System Protection. *Proceedings International Conference on Energy Management and Power Delivery*, EMPD '98, Vol. 2, p. 436–441.
- WANG, F. & TANG, J.; 1997. Modeling of a transmission line protective relaying scheme using Petri nets. *IEEE Trans. Power delivery*, Vol. 12, No. 3, p. 1055-1063.
- WEN, F. & HAN, Z.; 1995. Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 34, p. 165-172.
- WEN, F. S. & CHANG, C. S.; 1997a. A tabu search approach to fault section estimation in power systems. *Electric Power Systems Research*, 40, p. 63-73.
- WEN, F. S. & CHANG, C. S.; 1997b. Probabilistic approach for fault-section estimation in power systems based on a refined genetic algorithm. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 2 (Mar.), p. 160-168.
- WEN, F. S. & CHANG, C. S.; 1998. Possibilistic-diagnosis theory for fault-section estimation and state identification of unobserved protective relays using tabu-search method. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 6 (Nov.), p. 722-730.

- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION; 19--. *Applied Protective Relaying (Relay Instrument Division)*. Newark, New Jersey.
- WOLLENBERG, B.; 1986 Feasibility study for an energy management system intelligent alarm processor. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 1 (May), p. 241-247.
- YANG, H. T. ;CHANG, W. Y.; HUANG, C. L.; 1994. A new neural network approach to on-line fault section estimation using information of protective relays and circuit breakers. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 9, No. 1 (Jan.), p. 220-229.
- YANG, H. T. ;CHANG, W. Y.; HUANG, C. L.; 1995. Power System Distributed On-line Fault Section Estimation Using Decision Tree Based Neural Nets Approach. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 10, No. 1 (Jan.), p. 540-546.
- YPSILANTIS, J.; YEE, H.; TEO, C.-Y.; 1992. Adaptive, rule based fault diagnostician for power distribution networks. *IEE Proceedings-C*, Vol. 139, No. 6 (Nov.), p. 461-468.
- ZHU, J.; LUBKEMAN, D. L.; GIRGIS, A. A.; 1997. Automated fault location and diagnosis on electrical power distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2 (April), p. 801-809.