



Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia
FEUP

TÉCNICAS DE *DATA MINING* PARA ESTUDO E ANÁLISE DA SEGURANÇA DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

Cristina Isabel Ferreira Figueiras Faustino Agreira

Licenciada em Engenharia Electrotécnica e de Computadores pela Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores pela Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

Tese submetida à Universidade do Porto - Faculdade de Engenharia para obtenção do grau de Doutor em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Tese realizada sobre a orientação de,

Fernando Pires Maciel Barbosa

Professor Catedrático da Universidade do Porto - Faculdade de Engenharia

e

Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira

Prof. Coordenador do Instituto Politécnico de Coimbra - Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Porto, Abril de 2010

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito da bolsa de investigação concedida pela FCT - Fundação para a Ciência e a Tecnologia – com a referência SFRH / BD / 38152 / 2007, financiada pelo POS_C – Desenvolver Competências – Medida 1.2.

FCT Fundação para a Ciência e a Tecnologia
MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR Portugal



AGRADECIMENTOS

Aos Professores Doutores Fernando Pires Maciel Barbosa e Carlos Manuel Machado Ferreira que propuseram e orientaram este trabalho, por todo o seu apoio, estímulo e confiança.

À Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e à Unidade de Energia do INESC – Porto por todas as facilidades concedidas na elaboração desta tese.

Ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, instituição onde desenvolvo a minha actividade profissional, as facilidades que me foram concedidas para levar a bom termo o trabalho de investigação que culminou com a elaboração desta tese.

A todos os colegas do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, que de alguma maneira contribuíram para a realização desta tese. Agradeço em especial aos meus colegas Manuel Maria Abranches Travassos Valdez e José Manuel Fresco Tavares de Pina por toda a disponibilidade, compreensão e apoio prestado sempre que necessário, enquanto regentes das Unidades Curriculares nas quais sou sua Assistente.

Ao Colega Manuel Maria Travassos Valdez um obrigado muito especial pela disponibilidade, apoio e incentivo prestado nas horas mais difíceis, sem os quais muitas dificuldades demorariam a superar.

Aos Engenheiros Susana Almeida e Rui Pestana da REN pelo incentivo e ajuda que tornou possível a realização desta dissertação.

Aos meus pais, irmão, cunhada e sogra, pelo amor, carinho, estímulo e pela importância que sempre deram à minha formação.

Um agradecimento muito sentido ao meu filho Rodrigo, por todas as horas que não brincámos nem estivemos juntos e por todo o carinho e compreensão que demonstrou pela mãe.

O meu agradecimento muito especial ao meu marido Gonçalo pelo permanente e inesgotável incentivo concedido nas diferentes fases do trabalho e, acima de tudo, pela sua constante presença traduzida no apoio e compreensão prestado.

Ao Gonçalo e ao Rodrigo

"A consciência de amar e ser amado traz um conforto e riqueza à vida que nada mais consegue trazer."

Oscar Wilde

“Os dias prósperos não vêm ao acaso; são granjeados, como as searas, com muita fadiga e com muitos intervalos de desalento”.

Camilo Castelo Branco

In Memorium

Ao meu sogro Laurindo

RESUMO

O crescimento dos Sistemas Eléctricos de Energia, e os novos paradigmas associados à reestruturação do sector eléctrico, tornam imperativo o desenvolvimento de novas metodologias para estudar e analisar a segurança dos grandes Sistemas de Energia. Esta evolução conduziu a que associados aos Sistemas Eléctricos de Energia, existam grandes bases de dados. A extracção do conhecimento tornou-se numa ferramenta poderosa em que as bases de dados possuem informação útil para suporte de decisões ou aplicações.

Nesta tese foi abordado, de uma forma genérica, o problema da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia. Foram estudados e aplicados Índices de Severidade, individuais e compostos, à análise da segurança em regime estacionário, de diferentes redes de teste e à Rede Eléctrica Nacional. Posteriormente fez-se uma análise da aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, através da concretização de cenários diferentes na atribuição dos códigos dos atributos, com o objectivo de caracterizar, para cada contingência, o estado do sistema dentro dos quatro estados considerados: Normal, Alerta, Emergência I e Emergência II. Os resultados foram obtidos com o pacote de programas computacionais desenvolvidos, o *SecurMining1.0* e o *SecurMining2.0*, e uma interface criada com o programa computacional PSS/E_30.0 da Siemens e com o software *ROSE*.

Os resultados obtidos permitiram estudar e analisar a segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia, através de técnicas de *Data Mining*. A aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, quer às redes de teste, quer à Rede Eléctrica Nacional, permitiu extrair um conjunto de regras fundamentais de modo a obter um conhecimento mais completo da rede, nomeadamente identificar as contingências mais severas.

Palavras-chave: Análise de Segurança, *Data Mining*, Sistemas Eléctricos de Energia, Teoria dos Conjuntos Aproximativos.

ABSTRACT

The growth of Electric Power Systems and the new paradigms associated with the restructuring of the electricity sector make imperative the development of new methodologies to study and analyze the security of large energy systems. This evolution is associated with the use of large Electrical Power Systems databases. The extraction of knowledge from these databases has become a powerful tool to power systems security studies.

In this thesis the problem of the security of electric Power Systems is studied. Individual and composite severity indices were developed and applied to steady state security studies to different test power systems and to the Portuguese National Transmission Grid. Subsequently, the implementation of the Rough Set Theory was realized, through the implementation of different scenarios in the assignment of codes for attributes to characterize every contingency, considering the system in four states: Normal, Alert, Emergency I and II. The security results were obtained with the software packages developed, the *SecurMining1.0* and *SecurMining2.0* and the interface to interconnect the software PSS/E_30.0 Siemens with the software ROSE.

The results obtained allow the study and analysis of the security of Electrical Power Systems using Data Mining techniques. The application of the Rough Set Theory, to the Test Power Networks or to the Portuguese National Transmission Grid allows us to extract a set of fundamental rules and to obtain a more complete knowledge of the system, in particular identifying severe contingencies.

Keywords: Data Mining, Electric Power Systems, Security Analyses, Rough Set Theory

RESUMÉ

L'extension des Systèmes Electriques d'Energie et les nouveaux paradigmes associés à la restructuration du secteur électrique, oblige au développement de nouvelles méthodologies pour étudier et analyser la sécurité des grands Systèmes d' Energie. Cette évolution a fait que, associés aux Systèmes Electriques d'Energie, existent des grandes bases de données. L'extraction de la connaissance s'est rendue dans un outil puissant où les bases de données possèdent des informations utiles pour support de décisions ou des applications.

Dans cette thèse, le problème de la sécurité des Systèmes Electriques d' Energie a été abordé d'une façon générique. Les indices de Sévérité, individuels et composés, ont été étudiés et appliqués à l'analyse de la sécurité en régime permanent de différents réseaux de test bien comme au Réseau Electrique National. Postérieurement, l'analyse de l'application de la Théorie des Ensembles Approximatifs, en concrétisant de différents scénarios dans l'attribution des codes des attributs, a été faite, ayant pour intention la caractérisation, de chaque contingence, l'état du système dans les quatre situations considérées: Normal, Alerte, Emergence In et Emergence II. Les résultats ont été obtenus à l'aide de l'ensemble des logicielles développés – le *SecurMining1.0* et le *SecurMining2.0* bien comme d'une interface créé avec le programme PSS/E_30.0 de Siemens et le *software* ROSE

Les résultats obtenus on permit d'étudier la sécurité des Systèmes Électriques d'Énergie, en utilisant des techniques de *Data Mining*. Le recours à la Théorie des Ensembles Approximatifs appliquée aux réseaux de test et au Réseau Electrique National, a permit d'extraire un ensemble de règles fondamentales qui permettent une connaissance plus complète du réseau et principalement identifier les contingences plus sévères.

Mots-clef: Analyse de Sécurité, *Data Mining*, Systèmes Électriques d'Énergie, Théorie des Ensembles Approximatifs.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XXIII
ÍNDICE DE TABELAS.....	XXV
ABREVIATURAS E SIMBOLOS.....	XXVII

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 Introdução.....	1
1.2 Análise da segurança em Sistemas Eléctricos de Energia.....	3
1.3 Objectivos da Tese.....	7
1.4 Estrutura da Tese.....	8

CAPÍTULO II – SEGURANÇA NOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

2.1 Introdução.....	11
2.2 Graves incidentes a nível europeu e mundial.....	15
2.2.1 Introdução.....	15
2.2.2 Origens e causas.....	16
2.2.1.1 Problemas no restauro de um SEE (<i>BlackStart</i>).....	18
2.2.3 Incidentes nos estados Unidos da América e na Europa	20
2.2.3.1 Incidente em 14 de Agosto de 2003 – E.U.A e Canadá.....	20
2.2.3.2 Incidente em 23 de Setembro de 2003 Escandinávia.....	20
2.2.3.3 Incidente em 28 de Agosto de 2003 – Londres.....	20
2.2.3.4 Incidente em 28 de Setembro de 2003 – Itália.....	21
2.2.3.5 Incidente em 12 de Julho de 2004 – Grécia.....	21
2.2.3.6 Incidente em 4 de Novembro de 2006 – Europa.....	22
2.2.3.7 Outros incidentes nos últimos ano.....	22
2.2.4 Incidentes em Portugal.....	23
2.2.4.1 Incidente em 9 de Maio de 2000.....	23
2.2.4.2 Incidente em 6 de Setembro de 2001.....	23
2.2.4.3 Incidente em 2 de Agosto de 2003.....	24
2.3 A segurança da Rede Eléctrica Europeia - <i>UCTE</i>	24
2.3.1 Introdução.....	24
2.3.2 Princípios da segurança N-1	27
2.3.2.1 Tipos de contingências.....	27
2.3.2.2 Lista de contingências.....	28
2.3.2.3 Modelos.....	29
2.3.3 Aproximação regional – determinação da área de observação.....	32

2.3.3.1 Determinação da lista externa de contingências e área de observação.....	33
2.3.3.2 Implementação da área de observação.....	34
2.3.3.3 Método da determinação.....	35
2.3.3.4 Co-operação entre <i>TSO</i>	35
2.3.3.5 Informação aos vizinhos sobre a lista externa de observação.....	35
2.3.3.6 Provisão de Informação.....	36
2.3.4 Limites Operacionais.....	36
2.3.4.1 Compromisso do <i>TSO</i> relativamente à segurança operacional.....	36
2.3.4.2 Transmissão da carga em segurança, na situação N.....	37
2.3.4.3 Tensão de Segurança.....	44
2.3.5 Informação partilhada pelos <i>TSO</i>	48
2.3.5.1 Condições de funcionamento das linhas de interligação.....	48
2.3.5.2 Coordenação entre <i>TSO</i> nas fronteiras.....	48
2.3.6 Compromissos do <i>TSO</i> perante a situação de alarme.....	48
2.3.7 Medidas correctivas e <i>ASAP (As Soon As Possible)</i> para as restrições da rede.....	49
2.3.7.1 Introdução.....	49
2.3.7.2 Medidas Correctivas.....	50
2.3.7.3 <i>ASAP (As Soon As Possible)</i>	51
2.4 A segurança da Rede Eléctrica Nacional.....	55
2.4.1 Operação da Rede Eléctrica Nacional.....	55
2.4.1.1 Operação em estado normal.....	56
2.4.1.2.Operação em estado de alerta.....	56
2.4.1.3 Operação em estado de Emergência.....	58
2.4.1.4 Actuação em estado de Reposição.....	59
2.4.2 Manual de Procedimentos da Rede Eléctrica Nacional.....	60
2.4.2.1 Contingências a considerar na análise de segurança.....	61
2.4.2.2.Caracterização do funcionamento do sistema eléctrico Português em estado normal.....	62
2.4.3 Critérios de Segurança.....	63
2.4.3.1 A segurança N-1.....	64
2.4.4.Medidas preventivas e activas.....	66
2.5 Conclusões.....	67

CAPÍTULO III – TÉCNICAS DE *DATA MINING* PARA SELECÇÃO DE CONTINGÊNCIAS

3.1 Introdução.....	69
3.2 Origem dos dados.....	71
3.3 Tarefas desempenhadas por técnicas de mineração de dados.....	72
3.3.1 Classificação.....	72

3.3.2 Estimativa (ou Regressão).....	72
3.3.3 Associação.....	73
3.3.4 Segmentação (<i>ou Clustering</i>).....	73
3.3.5 Sumarização.....	74
3.4 Técnica de mineração de dados mais adequada.....	74
3.4.1 Bases de dados	74
3.4.2 Conhecimento a ser explorado.....	75
3.5 Técnica de <i>Data Mining</i> usada.....	75
3.6 Aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos aos Sistemas Eléctricos de Energia.....	78
3.6.1 Introdução.....	78
3.7 A teoria dos Conjuntos Aproximativos.....	82
3.7.1 Introdução.....	82
3.7.2 Sistema de informação.....	83
3.7.3 Relação de indiscernibilidade.....	84
3.7.4 Aproximação de um conjunto.....	85
3.7.5 Aproximação das classificações.....	86
3.7.6 Redução de atributos.....	88
3.7.7 Tabelas de decisão.....	89
3.8 Aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos a um Centro de Controlo.....	91
3.9 Aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos à rede de teste de seis barramentos.....	102
3.10 Conclusões.....	108

CAPÍTULO IV – ÍNDICES DE SEVERIDADE PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

4.1 Introdução.....	109
4.2 Lista de contingências a simular.....	110
4.3 Índices de severidade.....	111
4.3.1 Os índices de severidade relativos à potência e à tensão.....	111
4.3.2 Os índices de severidade relativos às perdas.....	113
4.3.3 Os índices de severidade relativos à sobrecarga.....	114
4.3.4 Os índices de severidade relativos à disponibilidade da potência activa dos geradores.....	115
4.3.5 Os índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva dos geradores.....	115
4.4 O Índice de severidade global.....	116
4.5 Ordenação e classificação das contingências.....	117
4.6 Factores de distribuição.....	120

4.7 Metodologia proposta para análise, selecção, classificação e ordenação das contingências.....	125
4.8 Estudo da rede de teste do IEEE com 118 barramentos.....	128
4.8.1 Estudos de segurança obtidos com o <i>SecurMining1.0</i>	129
4.8.2 Rede de teste 118 IEEE – Caso Base.....	129
4.8.2.1 Análise N-1 da rede de teste 118 IEEE – Caso Base.....	129
4.8.2.2 Cálculo dos Índices de Severidade.....	134
4.8.2.3 Ordenação e classificação das contingências usando Índices Compostos.....	141
4.8.2.4 Aplicação da nova metodologia para ordenação e classificação das contingências usando Índices Compostos.....	144
4.9 Conclusões.....	147

CAPÍTULO V – PACOTE DE PROGRAMAS DESENVOLVIDO

5.1 Introdução.....	149
5.2 <i>SecurMining1.0</i>	150
5.2.1 Pré - processador	150
5.2.2 Processador.....	153
5.2.3 Pós - processador	154
5.2.4 Interface com o Rose.....	155
5.2.5 Pós – Processador do Rose.....	155
5.3 <i>SecurMining2.0</i>	156
5.3.1 Pré - processador	157
5.3.2 Processador.....	158
5.3.3 Interface com o Rose.....	160
5.3.4 Pós – Processador do Rose.....	161
5.4 Conclusões.....	162

CAPÍTULO VI – TÉCNICAS DE *DATA MINING* APLICADAS AO ESTUDO DE SEGURANÇA DE UMA REDE DE TESTE

6.1 Introdução.....	163
6.2 Estudo da rede de teste 118 IEEE utilizando a Teoria dos Conjuntos aproximativos.....	165
6.3 Rede de teste 118 IEEE – Caso Base.....	165
6.3.1 Estudos de segurança usando os índices de severidade Individuais	165
6.3.1.1 Estudo e Análise da rede 118IEEE.....	166
6.3.2 Estudos de segurança usando os índices de severidade Compostos.....	176
6.3.2.1 Estudos de segurança variando os códigos de equivalência dos atributos.....	178

6.3.2.2 Conclusões dos dois Cenários para o caso base.....	187
6.3.3 Estudos de segurança de um aumento de carga aleatório de 5%.....	188
6.3.3.1 Estudos de segurança variando os códigos de equivalência dos atributos.....	188
6.3.3.2 Conclusões do estudo para o aumento de carga de 5%.....	198
6.4 Conclusões.....	200
 CAPÍTULO VII – TÉCNICAS DE DATA MINING APLICADAS À REDE ELÉCTRICA NACIONAL	
7.1 Introdução.....	201
7.2 A Rede Eléctrica Nacional.....	203
7.2.1 Caracterização da rede.....	203
7.2.2 Estudos de segurança da Rede Eléctrica Nacional usando o <i>SecurMing2.0</i>	205
7.2.2.1 Introdução.....	205
7.2.2.2 Cálculo dos índices de severidade	205
7.3 Resultados da aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos à Rede Eléctrica Nacional.....	208
7.4 Análise das Contingências Críticas da Rede Eléctrica Nacional.....	215
7.5 Conclusões.....	220
 CAPÍTULO VIII – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	
8.1 Conclusões.....	223
8.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros	225
 REFERÊNCIAS.....	 229
 ANEXO I – TABELAS DOS ATRIBUTOS REPRESENTADOS POR CONJUNTOS DE VALORES PARA A REDE 118IEEE	 241

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 -	Estados possíveis de um S.E.E segundo T. E. DyLiacco.....	13
Figura 2.2 -	Esquema de um Sistema Eléctrico de Energia.....	16
Figura 2.3 -	Sequência de acontecimentos que podem levar a um <i>blackout</i>	17
Figura 2.4 -	Organização da análise dos incidentes na Rede Eléctrica Nacional.....	18
Figura 2.5 -	Principais problemas no restauro do Sistema.....	19
Figura 2.6 -	UCTE - Rede Eléctrica Europeia.....	25
Figura 2.7 -	Análise do Risco de dentro e fora da zona do TSO A.....	30
Figura 2.8 -	Análise N-1. área de responsabilidade – área de observação.....	33
Figura 2.9 -	Área de observação.....	34
Figura 2.10 -	1º Caso – Não é aplicável o regime de Sobrecarga.....	41
Figura 2.11 -	2º Caso – Um regime de Sobrecarga é aplicado, somente a um par (Transmissão Temporária Admissível da Carga; duração admissível).....	42
Figura 2.12 -	3º Caso – Um regime de Sobrecarga é aplicado, com diversos pares (Transmissão Temporária Admissível da Carga; duração admissível).....	43
Figura 2.13 -	Comportamento da tensão num SEE.....	46
Figura 2.14 -	Limites da Tensão.....	46
Figura 2.15 -	ASAP – “As Soon As Possible” e Medidas Correctivas.....	53
Figura 2.16 -	Grau de aceitação de “não são possíveis medidas correctivas” pelo TSO.	54
Figura 2.17 -	Rede Eléctrica Nacional em 2010.....	55
Figura 3.1 -	Diagrama de ambiente de teste.....	79
Figura 3.2 -	Conjunto das aproximações a R e as regiões de R.....	86
Figura 3.3 -	Algoritmo de redução.....	89
Figura 3.4 -	Aproximações ao conjunto X.....	99
Figura 3.5 -	Esquema unifilar da rede de teste de seis barramentos.....	102
Figura 4.1 -	Análise de contingências através do uso de factores de sensibilidade.....	124
Figura 4.2 -	Esquema de filtragem e ordenação de cada contingência.....	126
Figura 4.3 -	Rede de teste do IEEE com 118 barramentos.....	128
Figura 5.1 -	Módulos do SecurMining1.0.....	151
Figura 5.2 -	Módulos do SecurMining2.0.....	156
Figura 5.3 -	SecurMining2.0.....	157

Figura 5.4 -	Configurações do Pacote de Programas desenvolvido – <i>SecurMining 2.0</i> .	158
Figura 5.5 -	Cálculo das contingências do Pacote de Programas desenvolvido – <i>SecurMining2.0</i>	159
Figura 5.6 -	Interface do Pacote de Programas desenvolvido com o <i>ROSE</i>	161
Figura 7.1 -	Rede eléctrica Nacional em 2008.....	204
Figura 7.2 -	Códigos de Equivalência para a REN.....	209
Figura 7.3 -	Diagrama de cargas do dia 2/08/08.....	216
Figura 7.4 -	Diagrama de cargas do dia 28/08/08.....	218
Figura 7.5-	Diagrama de cargas do dia 16/09/08.....	219
Figura 7.6-	Diagrama de cargas do dia 18/09/08.....	219

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 -	Conjunto de informação reduzido de um sistema de controlo.....	92
Tabela 3.2 -	Sistema de informação equivalente.....	93
Tabela 3.3 -	Conjunto resultante dos exemplos.....	94
Tabela 3.4 -	Indispensabilidade do atributo B.....	96
Tabela 3.5 -	Conjunto de objectos com os atributos indispensáveis (I).....	96
Tabela 3.6 -	Conjunto de objectos com os atributos indispensáveis (II).....	97
Tabela 3.7 -	Core do conjunto de objectos.....	98
Tabela 3.8 -	Reduto do conjunto de objectos.....	98
Tabela 3.9 -	Código das equivalências dos atributos.....	103
Tabela 3.10 -	Os atributos são representados por conjuntos de valores.....	104
Tabela 3.11 -	Base de dados com valores equivalentes.....	104
Tabela 3.12 -	Atributos das contingências	105
Tabela 3.13 -	Verificação dos atributos indispensáveis.....	106
Tabela 4.1 -	Resultados produzidos pela metodologia de filtragem e ordenação de contingências.....	130
Tabela 4.2 -	Resultados obtidos relativamente aos índices de severidade $\eta_v + \eta_p$ com a saída de serviço das linhas de transmissão.....	135
Tabela 4.3 -	Resultados obtidos relativamente aos índices de severidade $P_{LV} + P_{L\delta}$ com a saída de serviço das linhas de transmissão.....	137
Tabela 4.4 -	Resultados obtidos relativamente ao índice de severidade $S IPL$ com a saída de serviço das linhas de transmissão.....	138
Tabela 4.5 -	Resultados obtidos relativamente ao índice de severidade $SI_{Pmax} + SI_{Qmax}$ com a saída de serviço das linhas de transmissão.....	140
Tabela 4.6 -	Pesos para obtenção do índice composto das contingências nas linhas de transmissão.....	141
Tabela 4.7 -	Resultados obtidos relativamente aos índices compostos com a saída de serviço das linhas de transmissão.....	142
Tabela 4.8 -	Resultados obtidos relativamente aos índices compostos com a saída de serviço das linhas de transmissão.....	143
Tabela 4.9 -	Faixa de valores para classificação dos índices compostos nas Linhas de Transmissão.....	145

Tabela 4.10 -	Lista de contingências nas linhas de transmissão.....	146
Tabela 6.1 -	Código das equivalências dos atributos para a Análise I.....	167
Tabela 6.2 -	Base de dados obtida através do <i>SecurMing1.0</i>	168
Tabela 6.3 -	Aproximações dos objectos.....	169
Tabela 6.4 -	Código das equivalências dos atributos para o Cenário I.....	178
Tabela 6.5 -	Base de dados obtida através do <i>SecurMing1.0</i>	179
Tabela 6.6 -	Aproximações dos objectos.....	180
Tabela 6.7 -	Código das equivalências dos atributos para o Cenário II.....	183
Tabela 6.8 -	Base de dados obtida através do <i>SecurMing1.0</i>	184
Tabela 6.9 -	Aproximações dos objectos.....	185
Tabela 6.10 -	Código das equivalências dos atributos para o Cenário I – 5%.....	188
Tabela 6.11 -	Base de dados obtida através do <i>SecurMing1.0</i>	190
Tabela 6.12 -	Aproximações dos objectos.....	190
Tabela 6.13 -	Código das equivalências dos atributos para o Cenário II – 5%.....	193
Tabela 6.14 -	Base de dados obtida através do <i>SecurMing1.0</i>	195
Tabela 6.15 -	Aproximações dos objectos.....	195
Tabela 7.1 -	Quadro do equipamento da Rede Nacional de Transporte.....	203
Tabela 7.2 -	Índices de Severidade individuais.....	206
Tabela 7.3 -	Índices de Severidade Compostos.....	207
Tabela 7.4	Base de dados obtida através do <i>SecurMing2.0</i>	211
Tabela 7.5 -	Aproximações dos objectos.....	212
Tabela 7.6 -	Correspondência aos <i>Savecases</i>	215

ABREVIATURAS E SIMBOLOS

A	Alerta
A	Valor Alto
ASAP	<i>As Soon As Possible</i>
B	Valor Baixo
$BN_R(F)$	Região R - fronteira da classificação F
$BN_R(X)$	P – Fronteira ou Região P- fronteira
C	Críticas
$C(CS_C)$	Índice composto para uma determinada contingência
$CP_{L\delta}$	Índice de severidade composto da potência associado à fase da tensão
CP_{LV}	Índice de severidade composto da potência associado à amplitude da tensão
CM	Índice Composto sem Peso
$CORE_X(P)$	<i>Core</i>
CS	Índice Composto com Peso
CSI_{Pmar}	Índice de severidade composto relativo à disponibilidade da potência activa
CSI_{Qmar}	Índice de severidade composto relativo à disponibilidade da potência reactiva
CSPIL	Índices de severidade composto relativos à sobrecarga
CV	Coeficiente de Variação
$C\eta P$	Índice de severidade composto relativo à potência
$C\eta V$	Índice de severidade composto relativo à tensão
$d_{\ell,k}$	Factor de distribuição da saída da linha ℓ depois da saída da linha k
DACF	<i>Day – Ahead Congestion Forecast</i>
$Des_C(X_i)$	Regra de decisão
DC	Definitivamente Críticas
D.C	Corrente Contínua
DW	<i>Data Warehouse</i>
DT	Tabela de Decisão
E ₁	Emergência 1

E_2	Emergência 2
EC	Falhas de sobreaquecimento relativas ao circuito eléctrico
$\hat{f}_\ell$	Fluxo na linha ℓ depois do gerador no barramento i avariar
f_ℓ^0	Fluxo na linha ℓ antes da avaria do gerador no barramento i
f_k^0	Fluxo original na linha k antes da sua saída
$FDLF$	Fast Decouple Load Flow
G_{ik}	Condutância do ramo ik
GS	Gestor de Sistema
i	Índice do barramento
(ID_i)	Valor associado a cada índice
$IND(B)$	Relação de indiscernibilidade
$IND(P)$	Relação de equivalência
KDD	<i>Knowledge Discovery in Database</i>
ℓ	Índice da linha
M	Valor Médio
m	Expoente a especificar
MC	Falhas de sobreaquecimento no circuito magnético
N	Normal
n_b	Número de barramentos do sistema
n_r	Número de ramos da rede eléctrica
NB	Número de barramentos no sistema
NC	Não Críticas
$NEG_R(X)$	Região P- negativa
NI	Número de índices
NL	Número de linhas
NR	Newton – Raphson
OL	Conjunto de linhas em sobrecarga
OS	Operador de Sistema
W_{pk}	Peso para a potência activa do ramo
W_{vi}	Peso para a tensão no barramento i
$PATL$	<i>Permanently Admissible Transmission Loading</i>
PC	Potencialmente Críticas

PI	<i>Performance Indice</i>
P_i	Potência activa gerada no barramento i
$P_{L\delta}$	Índice de severidade da potência associado à fase da tensão
P_{LV}	Índice de severidade da potência associado à amplitude da tensão
$P_{\max i}$	Potência activa máxima disponível no barramento i
$POS_R(X)$	Região P- positiva
PQ	Barramentos de Consumo
P_k	Potência activa no ramo k
$P_k^{\max}$	Capacidade máxima do ramo k
PRS	Planos de Reposição de Serviço
p.u	Por unidade
PV	Conjunto de barramentos de produção $ PV $
Q_i	Potência reactiva gerada no barramento i
$Q_{\max i}$	Potência reactiva máxima disponível no barramento i
$RED_R(P)$	Família de todos os redutos de P
REN	Rede Eléctrica Nacional
$\underline{RF}$	Aproximação R – restrita da Classificação F
$\overline{RF}$	Aproximação R – Lata da Classificação F
SI	Índice Global
S_i	Potência aparente em MVA nas linhas sobrecarregadas i
S_i^{Lim}	Potência aparente em MVA das linhas em sobrecarga i
ROSE	<i>Rough Sets Data Explorer</i>
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSI	Falhas por descarga relativo ao isolamento sólido
RST	<i>Rough Sets Teory</i>
$\underline{RX}$	Aproximação P - restrita
$\overline{RX}$	Aproximação P - Lata
S	Seguro
S_1	Inseguro nível I
S_2	Inseguro nível II
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>

SEE	Sistemas Eléctricos de Energia.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
$SI_{Pmáx}$	Índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa
$SI_{Qmáx}$	Índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva
SOM	<i>Self-Organizing Maps</i>
SPIL	Índices de severidade relativos à sobrecarga
TATL	Temporary Admissible Transmission Loading
TC	<i>Tripping Current Without Delay</i>
TSO	Transmission System Operator
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
USI	Falhas por descarga, não relativas ao isolamento sólido
V_i	Módulo da tensão no barramento i
V_i^{esp}	Valor especificado ou nominal da tensão no barramento i
a_{ti}	Factores de distribuição dos alternadores
$\alpha_R(F)$	Precisão da aproximação de F a R
$\alpha_R(X)$	Precisão da aproximação
Δf_ℓ	Alteração da potência activa no trânsito de potências na linha ℓ quando a troca na produção, ΔP_i , ocorre no barramento i
ΔP_i	Alteração da produção no barramento i
$\Delta V_i^{máx}$	Desvio máximo de tensão permitido no barramento i
$\gamma_R(Y)$	Qualidade da classificação, ou qualidade da aproximação de F por R
γ_{ji}	Proporcionalidade do acréscimo da potência do gerador j quando o gerador i avaria
δ_i	Ângulo de fase do barramento i
δ_k	Ângulo de fase do barramento k
η_p	Índice de severidade relativo à potência
η_v	Índice de severidade relativo à tensão

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações gerais

A energia é um factor estratégico no funcionamento das economias, no aumento da competitividade e na promoção do desenvolvimento sustentável. As sociedades modernas encontram-se, em particular, cada vez mais dependentes do consumo de energia eléctrica. No ano de 2009, viveu-se uma conjuntura de crise, tanto a nível nacional como internacional, prevendo-se que em Portugal o consumo de energia eléctrica tenha sofrido uma quebra de cerca de 1,5 %, a qual foi muito inferior à verificada noutras áreas, onde ocorreram quebras da procura que atingiram os 30 %. Constata-se que, mesmo num período de recessão, o sector eléctrico apresenta uma grande rigidez ao nível da procura, quando comparado com outras actividades económicas.

Em Portugal, nos anos que precederam o período de recessão actual, assistiu-se a um aumento significativo do consumo de energia eléctrica, que conduziu a uma rápida expansão das redes de transporte e de distribuição, tornando-as cada vez mais complexas e de maiores dimensões. Os Sistemas de Eléctricos de Energia (SEE) devem ter a capacidade de alimentar as cargas de uma forma contínua e garantir que as variações da tensão e da frequência não excedam as tolerâncias contratuais e/ou

normativas, isto é, devem satisfazer os consumos com elevados padrões de qualidade de serviço. Por outro lado, por razões técnicas e económicas, nas últimas duas décadas, os SEE têm vindo a ser explorados muito mais próximos dos seus limites, sendo a sua gestão cada vez mais complexa [Pavella99].

No passado, os SEE funcionavam com elevados níveis de segurança visto que as redes, em particular as de transmissão, eram usualmente sobredimensionadas. Os problemas da quantificação do grau de segurança da rede assumem, presentemente, uma maior importância, face ao cenário de reestruturação e desregulamentação que tem ocorrido, de um modo progressivo, em todos os países industrializados. As empresas do sector eléctrico devem ser exploradas em consonância com as práticas comerciais correntes, mas com uma obrigatoriedade de serviço público, designadamente ao nível da segurança, da continuidade de serviço e da qualidade. Assim, surgem problemas de índole operacional, como as violações das restrições técnicas e de segurança no funcionamento do sistema, conduzindo à necessidade de melhorar os meios para a sua monitorização e controlo.

O aumento das dificuldades na coordenação da exploração do SEE está ligado a esta nova estratégia de funcionamento, baseada em critérios predominantemente económicos, que podem levar a uma redução drástica da construção de novas infra-estruturas e, previsivelmente, a um acréscimo do risco de indisponibilidade de diferentes equipamentos, a uma diminuição das acções de controlo preventivo e a uma redução das reservas girante e estática e, consequentemente, conduzir a uma diminuição da fiabilidade. Este novo paradigma operacional, coloca novos desafios na resolução do problema da segurança dos SEE.

A manutenção dos valores das tensões dentro dos limites pré-estabelecidos, em vários pontos da rede, nomeadamente quando ocorrem contingências, tem assumido, gradualmente, uma maior dificuldade com o aumento da dimensão dos sistemas. Esta situação tem sido agravada pela não construção de novas linhas e de centros produtores, como resultado da tendência de redução de investimentos e devido a pressões de grupos ambientalistas.

As novas exigências impostas ao sector eléctrico, especialmente a necessidade de assegurar um desenvolvimento sustentável, garantir uma exploração da rede

eficiente, integrar fontes de energias renováveis e a monitorização previsional das condições de funcionamento do sistema, têm conduzido a um aumento da componente de energias renováveis na produção, assim com a um aumento da produção descentralizada (produção distribuída e microgeração) e à utilização de conceitos de mercado no relacionamento técnico e comercial.

Nestas condições, os sistemas encontram-se muito mais vulneráveis, estando expostos a um maior risco de ocorrência de situações inseguras. Os graves incidentes verificados nos Sistemas Eléctricos de Energia de vários países ocorridos em anos recentes, têm levado a um estudo cada vez mais pormenorizado da análise de segurança das redes eléctricas.

1.2 Análise da segurança em Sistemas Eléctricos de Energia

A análise da segurança é um dos aspectos mais importantes a ter em consideração na exploração e condução dos SEE, pois permite conhecer o comportamento do sistema após a ocorrência de uma perturbação. O estudo do trânsito de potências em tempo real é muito importante por forma a que não haja interrupção do serviço no abastecimento eléctrico. Uma série de funções de análise de segurança foram desenvolvidas para ajudar o operador do sistema no controlo da segurança de uma rede eléctrica. Estas funções permitem avaliar a robustez do sistema face a um determinado conjunto de contingências credíveis. O controlo da segurança garante um constante fornecimento de energia eléctrica ao longo do tempo.

A evolução dos Sistemas Eléctricos de Energia conduziu à necessidade de definir novas metodologias para analisar a segurança das grandes redes. Uma das formas de abordar este problema consistirá em encontrar métodos para seleccionar as contingências mais severas e integrar o conceito de risco nos estudos de segurança. Para se proceder à análise da segurança da rede, é necessário estabelecer previamente uma lista de contingências a simular. Nesta lista podem identificar-se dois tipos de perturbações possíveis [Wood96]. No primeiro tipo, inserem-se as contingências com maior probabilidade de ocorrência, cujas consequências para o sistema se podem traduzir, basicamente, ao nível da violação de certos limites de exploração, como por

exemplo, dos níveis de tensão e das potências máximas que podem ser transmitidas pelas linhas. No segundo tipo consideraram-se aquelas perturbações que, apesar de apresentarem uma baixa probabilidade de ocorrência, podem provocar situações de colapso total ou parcial da rede. A definição das contingências do segundo tipo deve ser estabelecida a partir de uma avaliação do risco de funcionamento do sistema sob condições desfavoráveis, tais como as condições atmosféricas adversas e as situações de exploração anormais. A análise da segurança para este último tipo de contingências envolve o estudo do comportamento dinâmico do sistema, o que constitui uma tarefa complexa quer, pela modelização quer, pelo tratamento analítico e numérico que exige.

Atendendo à grande dimensão das redes de transporte, às interligações com outros sistemas e ao interesse em quantificar a segurança em tempos reduzidos, bem como à não linearidade das equações do trânsito de potências, recorre-se habitualmente a uma primeira selecção de contingências, utilizando um processo aproximado e, posteriormente, utilizando um método mais preciso, são analisadas as contingências críticas e potencialmente críticas. Os objectivos que determinam a definição de uma metodologia para a selecção das contingências críticas, são principalmente a identificação das contingências que podem originar problemas na exploração do sistema e a necessidade de evitar a avaliação do impacto de todas as contingências, atendendo à sua impossível realização prática. Na verdade este último objectivo é muito importante porque, atendendo às diferentes combinações possíveis de todos os elementos da rede de transporte e do sistema de produção e às variações do consumo, o número de estados possível será extremamente elevado. A dificuldade que se coloca em relação aos métodos que têm sido propostos para a selecção de contingências, consiste em saber se essas formulações seleccionam ou não todas as contingências severas e, se por outro lado, as contingências irrelevantes são seleccionadas ou não [Vega00] [Wood96].

A distância das centrais de produção aos grandes centros de consumo obriga à existência de extensas redes de transporte de energia eléctrica, que implicam elevadas quedas de tensão que só são, em parte, atenuadas com injeções de energia reactiva a partir de elementos capacitivos ou compensadores síncronos criteriosamente colocados em diversos pontos estratégicos do sistema. No entanto, esta poderá nem sempre ser a melhor solução. Por exemplo, nas horas de vazio, quando os sistemas se encontram pouco sobrecarregados, as tensões nos barramentos não controlados podem ultrapassar

os limites impostos por causa do elevado valor da energia reactiva injectada pelos cabos subterrâneos. Contudo, quando os sistemas estão excessivamente sobrecarregados a injeção de energia reactiva, fornecida pelos compensadores, pode não ser suficiente para compensar as quedas de tensão.

A relação existente entre a tensão nos barramentos do sistema e o valor da carga que o sistema alimenta, é descrita através de uma curva em que no início se verifica, que a uma grande variação da carga, corresponde um pequeno desvio no valor da tensão. Contudo, a partir de um certo ponto verifica-se que um pequeno aumento de carga provoca um elevado valor da queda de tensão. Esta descida excepcional da tensão é designada por instabilidade de tensão e é normalmente um fenómeno de carácter local. A tensão poderá baixar drasticamente para níveis muito inferiores, de tal forma que o sistema não possa recuperar. Quando isto ocorre o sistema está perante uma situação de colapso de tensão, que poderá ser total, *blackout*, quando afecta toda a rede, ou parcial se apenas se verificar numa determinada zona.

Tipicamente, a análise da segurança dos sistemas é feita em regime estacionário e, normalmente, consiste no estudo do comportamento do sistema após a saída de serviço de uma linha ou grupo de linhas e/ou de um alternador ou grupo de alternadores. No entanto, os estudos de segurança que se fazem considerando o funcionamento do sistema em regime estacionário poderão ser insuficientes para inferir da segurança ou insegurança da rede. Apesar de todas as precauções tomadas aquando do planeamento e concepção de um SEE, a ocorrência de algumas contingências e posterior sequência de acontecimentos pode conduzir a situações de perda total ou parcial do sistema.

Devido à liberalização do mercado, actualmente, os interesses dos produtores e dos gestores dos sistemas de transmissão, dos operadores do sistema, grandes consumidores, entidades reguladoras, são conflituosos, o que aumenta a dificuldade de tomada de uma decisão. Simultaneamente, devido ao crescimento da diversidade dos participantes, as condições em que os sistemas são explorados são mais diferenciadas. As condições de exploração das redes eléctricas divergem daquelas para que foram concebidas, isto é, os sistemas são explorados de forma distinta daquela para que foram projectados e as condições de monitorização e controlo são muito mais complexas. O elevado grau de incerteza é uma das características desta complexidade e a

capacidade para obter, manusear e utilizar esta quantidade enorme de informação constitui um novo desafio no estudo e análise da segurança dos sistemas eléctricos. Em síntese os SEE passaram de sistemas, caracteristicamente, regulados para sistemas competitivos, num ambiente de mercado, com um elevado grau de incerteza. Este facto levou a que os engenheiros estejam sujeitos a maior pressão dos agentes económicos do mercado, para explorar os sistemas com margens de segurança mais baixas. Explorar as redes eléctricas com margens de segurança mais baixas leva à necessidade de desenvolver métodos mais sofisticados para estudar a segurança dos sistemas, que tenham em consideração a natureza probabilística da incerteza para a tomada das decisões.

Identificar as diversas alternativas do problema e escolher dentro das diferentes hipóteses, é tomar, no presente, uma decisão para um futuro incerto, sendo sem dúvida um problema complexo. O manuseamento da informação e da incerteza associada recorre a técnicas que são utilizadas em diversas áreas, tais com a medicina e ciências da vida, indústria nuclear, mercados financeiros e indústria espacial. Este trabalho de investigação, vai no sentido de aplicar e desenvolver metodologias que permitam detectar quais os acontecimentos, que mesmo com uma probabilidade reduzida de ocorrência, caso se verifiquem, tenham consequências extremamente graves para a segurança do sistema.

Actualmente, as empresas ligadas ao sector eléctrico têm sido eficientes em encontrar, organizar e armazenar grandes quantidades de dados, obtidos das suas operações diárias, porém, ainda não usam adequadamente essa enorme quantidade de informação, para transformá-la em conhecimentos que possam ser utilizados nas suas próprias actividades. As técnicas de *Data Mining* permitem extrair conhecimento a partir de um conjunto de dados e desta forma criar regras para identificar as situações críticas ou potencialmente críticas para o sistema [Pawlak91].

As ferramentas de *Data Mining* são cada vez mais utilizadas para gerir informação e revelar estruturas de conhecimento, que ajudam na tomada de decisões em condições de certeza limitada. As técnicas de *Data Mining* fazem parte de um processo maior de conhecimento denominado *Knowledge Discovery in Database (KDD)*. Este consiste, fundamentalmente, na estruturação de bases de dados, na selecção, preparação

e pré-processamento dos dados, na transformação, adequação e redução da dimensionalidade dos dados, no processo de *Data Mining*. O processo de *KDD* inclui ainda análises, assimilações, interpretações e uso do conhecimento extraído do banco de dados, através do processo de *Data Mining*. O objectivo fundamental destas metodologias é criar uma base de conhecimentos, que possa ser usada em tempo real, a partir da informação extraída de um conjunto significativo de simulações efectuadas em tempo diferido.

As técnicas de *Data Mining*, designadas em português por Mineração de Dados, são um processo analítico que permite analisar grandes quantidades de informação (dados), na procura de padrões consistentes e/ou relacionamentos sistemáticos entre variáveis, validando-os e aplicando os padrões encontrados a novos subconjuntos de dados. O processo consiste basicamente em três etapas: exploração, construção de modelo ou definição do padrão e validação/verificação.

1.3 Objectivos da tese

A investigação realizada teve como finalidade o estudo e análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia utilizando técnicas de *Data Mining*. O objectivo principal do trabalho de investigação foi a extracção de conhecimento, da base de informação da Rede Eléctrica Nacional, com o propósito de identificar quais as contingências mais severas para a segurança do sistema. Os resultados obtidos permitem especificar quais as contingências críticas, bem como as acções preventivas e correctivas a utilizar face a uma situação de insegurança para o sistema. Em síntese, os principais objectivos do trabalho de investigação realizado foram os seguintes:

- apresentar o estado da arte referente ao estudo e análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia tanto a nível da UCTE como a nível Nacional;
- desenvolver uma ferramenta de selecção, ordenação e classificação das contingências com base em índices de severidade simples e compostos;
- apresentar um estudo sobre as várias técnicas de *Data Mining*, nomeadamente a Teoria dos Conjuntos Aproximativos com o objectivo de identificar as contingências críticas;

- desenvolver um pacote de programas computacionais o *SecurMining1.0*, para estudo e análise de segurança das redes de teste e o programa *SecurMining2.0*, para estudo e análise de segurança da Rede Eléctrica Nacional, através de técnicas de *Data Mining*;
- desenvolver uma interface com o programa computacional *PSS/E* da *Siemens* e com o programa *ROSE*;
- decidir quais os valores de código de equivalência para a utilização das Técnicas de *Data Mining* usadas;
- analisar a segurança de duas redes de teste (com 6 e 118 barramentos) e da Rede Eléctrica Nacional, utilizando a Teoria dos Conjuntos Aproximativos de modo a estabelecer um conjunto de regras que podem ser utilizadas na condução do SEE em tempo real.

1.4 Estrutura da tese

A estrutura desta tese está relacionada com os objectivos anteriormente enunciados e encontra-se dividida em oito capítulos, apresentando no início um resumo, um *abstract* e um *résumé*, que sintetizam o alcance do trabalho de investigação realizado. Imediatamente a seguir ao índice, apresentam-se as listas das figuras, das tabelas e de todos os símbolos e acrónimos utilizados.

Neste Capítulo I, foi salientado o interesse do estudo da análise da segurança nos Sistemas Eléctricos de Energia, e foram indicados os motivos de interesse da realização desta tese.

No Capítulo II, é feita uma abordagem sobre o estudo e análise da segurança nos SEE e são descritos alguns dos incidentes graves que ocorreram recentemente, quer a nível Europeu, quer a Nível Mundial. Apresentam-se, igualmente, os critérios de segurança adoptados pela UCTE e é feito enquadramento dos mesmos na Rede Eléctrica Nacional.

No Capítulo III, é abordada e explicada através de alguns exemplos ilustrativos as Técnicas de *Data Mining*, nomeadamente a Teoria dos Conjuntos Aproximativos aplicada aos estudos de segurança das redes eléctricas.

No Capítulo IV, são apresentadas metodologias para estudos de segurança em redes eléctricas e são descritos os índices de severidade utilizados.

No Capítulo V, é feita uma descrição do *SecurMining1.0*, programa computacional que foi desenvolvido para o estudo e análise da segurança de redes de teste e do *SecuMining2.0*, desenvolvido para a aplicação das técnicas de *Data Mining* à Rede Eléctrica Nacional. Descrevem-se também os interfaces desenvolvidos para serem aplicados nos pacotes de programas computacionais que utilizam as técnicas de *Data Mining* estudadas.

No Capítulo VI, são apresentados os resultados do estudo da análise de segurança na rede de teste do IEEE com 118 barramentos, obtidos com o pacote de programas desenvolvido, o *SecurMining1.0*. Inicialmente são seleccionadas e classificadas as contingências críticas. Após o estabelecimento dos códigos de equivalência entre o *SecurMining1.0* e o *ROSE* são obtidas as regras a serem usadas no controlo preventivo e correctivo do sistema [ROSE02].

No Capítulo VII, são apresentados os resultados do estudo da análise de segurança na Rede Eléctrica Nacional, obtidos com o pacote de programas *SecurMining2.0*, e a interface criada, com os pacotes de programas computacionais utilizados. Inicialmente, são seleccionadas e classificadas as contingências críticas. Após o estabelecimento dos códigos de equivalência entre o *SecurMining2.0* e os outros pacotes computacionais, são obtidas regras que podem ser aplicadas no controlo preventivo e correctivo da Rede Eléctrica Nacional. O conjunto de regras foi produzido com o programa *ROSE*.

Finalmente, no Capítulo VIII, são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado e sugeridas propostas para desenvolvimentos futuros, que conduzirão ao prosseguimento da investigação científica e tecnológica nesta área.

As expressões, tabelas e figuras encontram-se numeradas sequencialmente, sendo o seu número de ordem precedido pelo número do capítulo a que dizem respeito. As referências bibliográficas e os anexos surgem no final da tese.

Capítulo II

SEGURANÇA NOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

2.1 Introdução

A exploração dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) é feita através do Centro de Controlo Nacional e de vários centros de controlo regionais com funções bem específicas, ligados ao Centro de Controlo Nacional. Os Centros de Controlo têm como objectivo explorar a rede com custos mínimos, a máxima segurança para as pessoas e equipamentos, a tensão e frequência nos limites estatutários e ainda a gestão, vigilância e condução optimizada dos sistemas de produção e das redes de transporte e de distribuição. Para que a exploração do Sistema Eléctrico consiga atingir os seus objectivos há necessidade de numa fase de planeamento, as centrais, linhas de transporte e distribuição da rede terem sido correctamente dimensionadas e localizadas [Barbosa06].

Os Sistemas Eléctricos de Energia devido à sua complexidade e à importância que assumem nas sociedades tecnologicamente desenvolvidas, são explorados com o auxílio de poderosos meios informáticos, que permitem a gestão optimizada das redes eléctricas. A sua utilização no controlo em tempo real permite, sem dúvida, uma melhor

gestão do equipamento existente e uma melhor qualidade da energia eléctrica fornecida aos consumidores [Barbosa06]. Os centros de controlo são essencialmente constituídos por terminais gráficos através dos quais os operadores têm acesso à informação considerada essencial para a gestão optimizada da rede. Devem ainda implementar um adequado número de funções de gestão da rede e estarem estruturados de tal forma que durante a sua vida seja possível acrescentar novas funções.

Para se alcançar a gestão óptima dos meios de produção e das redes de transporte e distribuição a rapidez de cálculo é essencial, pelo que, quando for necessário, sacrifica-se a pormenorização da representação do sistema real, para que a rapidez de cálculo seja conseguida.

Existe uma necessidade de hierarquizar o sistema de controlo do sistema eléctrico, de maneira a ser possível o manuseamento de grandes quantidades de informação necessárias a uma correcta exploração do sistema.

Na análise da segurança clássica de uma rede eléctrica, de modo a poder escolher a melhor estratégia de exploração, de acordo com todos os condicionalismos impostos pela rede, considerava-se que a rede pode evoluir pelos cinco estados do diagrama representado na figura 2.1.

Estes cinco estados foram inicialmente propostos por T. E. DyLiacco, tendo posteriormente Fink e Carlsen associado a este diagrama três conjuntos de equações – um diferencial e dois algébricos – de forma a modelizar o funcionamento do sistema [DyLiacco67] [DyLiacco68] [DyLiacco74] [DyLiacco78].

Os sistemas algébricos de equações são constituídos por igualdades associadas à produção e ao consumo e por desigualdades associadas a restrições do sistema. Por exemplo a tensão e a corrente não devem ultrapassar determinados valores máximos, tendo em atenção as características físicas dos componentes.

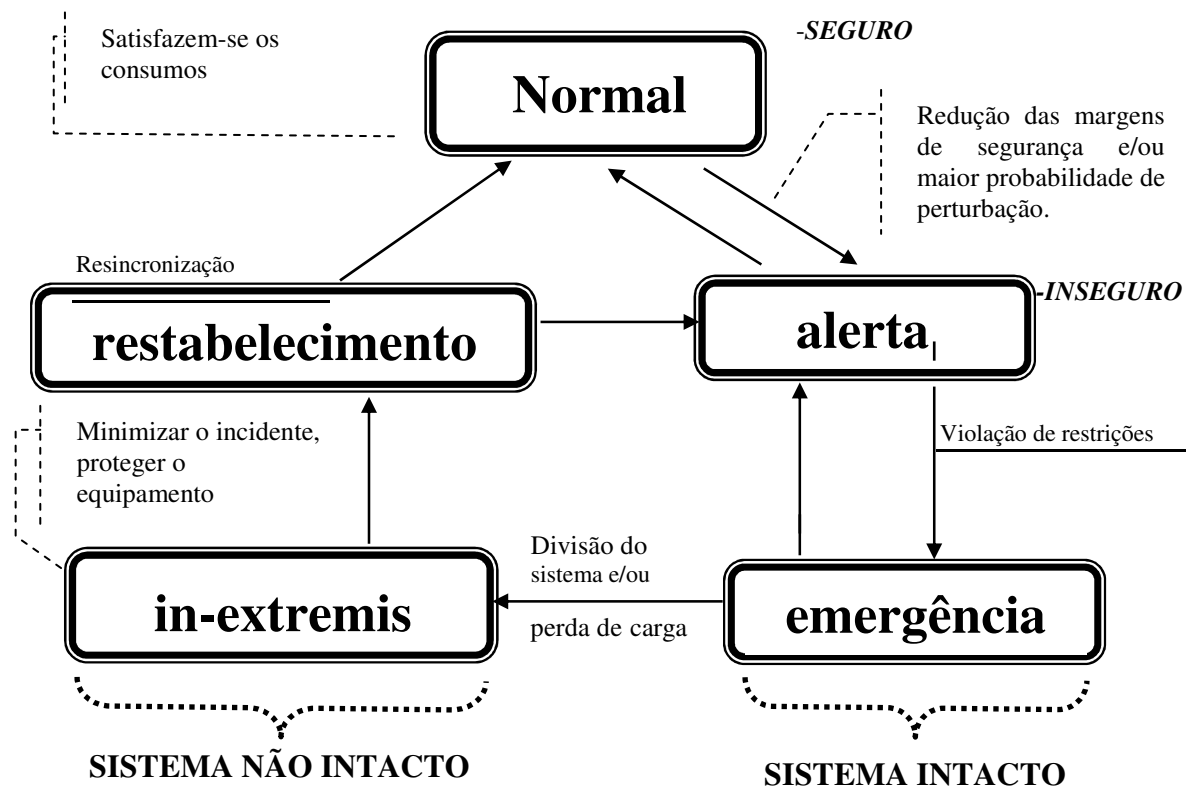


Figura 2.1 - Estados possíveis de um S.E.E. segundo T. DyLiacco [DyLiacco67]

No estado de funcionamento normal todas as restrições são satisfeitas, o que indica que o consumo é igual à carga e que nenhum equipamento está em sobrecarga. Neste estado o sistema encontra-se a funcionar dentro de uma margem de segurança pré-definida. Por exemplo, deve ter capacidade para suportar a perda do maior grupo ou a saída de serviço da linha mais carregada. Neste estado o principal objectivo é a minimização dos custos de produção, ou seja a produção foi definida por um despacho económico. Se determinados critérios de segurança de exploração do sistema, deixarem de se verificar o sistema entra no estado de alerta.

Uma situação típica do estado de alerta surge se a reserva girante se encontra num valor abaixo do considerado como seguro devido, por exemplo, ao disparo de um grupo ou a uma evolução não prevista dos consumos. Neste estado o principal objectivo é a segurança do sistema e não o custo de produção. Existem despachos preventivos,

para satisfazer as situações criadas pelo sistema. Neste estado de funcionamento devem ser tomadas medidas correctivas para que o sistema volte ao estado normal.

Se uma perturbação grave ocorre antes de terem sido tomadas medidas correctivas o sistema entra no estado de emergência. Neste estado determinados critérios deixam de ser satisfeitos (algumas restrições de desigualdade são violadas) e se determinadas acções de emergência não forem tomadas rapidamente, haverá inevitavelmente perda de alguns elementos da rede dentro de alguns minutos. Esta situação pode, por exemplo, surgir se uma linha entrar em sobrecarga e não houver redistribuição da potência que circula nessa linha, de modo a eliminar a sobrecarga. Caso esta redistribuição não se verifique em tempo útil a protecção de sobrecarga da linha disparará e a linha é colocada fora de serviço com todas as suas consequências. Caso as medidas correctivas, não sejam tomadas a tempo, ou não sejam efectivas o sistema entra no estado *in-extremis*.

No estado *in-extremis* existe violação de restrições de igualdade e de desigualdade e a perda de parte do sistema é inevitável. A estratégia tem por objectivo minimizar o incidente sendo, nomeadamente, admissível deslastrar consumos de forma a minimizar os efeitos do incidente. A determinação de uma política óptima de deslastre é extremamente importante, não sendo ainda hoje feita de uma forma automática, por o esforço de cálculo necessário não ser ainda compatível com as capacidades de cálculo disponíveis em tempo real. Haverá que proceder-se ao restabelecimento do sistema o mais rapidamente possível. Do estado de restabelecimento o sistema passa para o estado normal ou para o estado de alerta de acordo com as circunstâncias.

Com a liberalização e reestruturação dos Sistemas Eléctricos de Energia esta visão clássica dos cinco estados de T. E. DyLiacco, foi adaptada às novas necessidades e exigências dos Sistemas Eléctricos de Energia. Na Rede Eléctrica Nacional esta mudança de procedimento, visa estabelecer critérios de segurança e funcionamento, para aplicação a nível da operação do Sistema Eléctrico Português, na elaboração e execução das normas de segurança.

Estas mudanças têm como objectivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas [REN08a]. No manual de procedimentos do gestor estão definidos quatro possíveis estados de funcionamento do Sistema Eléctrico: o Estado Normal, o Estado de Alerta, o Estado de Emergência e o Estado de Reposição. De modo a ser possível supervisionar o estado do sistema eléctrico, são definidas as seguintes variáveis de controlo de segurança:

- A frequência do sistema.
- As tensões em alguns nós da rede de transporte.
- Os níveis de carga nos diferentes elementos da rede de transporte (linhas, transformadores e equipamentos associados).
- As reservas de regulação (potências activa e reactiva).

Tradicionalmente a análise de segurança dos sistemas é feita em funcionamento estacionário e tipicamente consiste no estudo do comportamento do sistema após a saída de serviço de uma linha ou grupo de linhas e de um alternador ou grupo de alternadores.

2.2 Graves Incidentes a Nível Europeu e Mundial

2.2.1 Introdução

Nos últimos anos houve um aumento significativo de falhas de energia eléctrica em grande escala a nível mundial, tendo afectado nos últimos 30 anos mais de meio bilião de pessoas. O ano de 2003 até é considerado por muitos como o ano do “*blackout*”, em que grandes cidades como Nova Iorque e países como a Itália sofreram grandes falhas de energia, afectando directamente dezenas de milhões de pessoas. Hoje em dia, o fornecimento de energia eléctrica não é um bem garantido, e mesmo nas sociedades modernas as redes eléctricas são vulneráveis a grandes falhas no seu funcionamento. Ao longo deste capítulo, serão analisados alguns incidentes que tiveram um forte impacto a nível económico e a nível social, bem como os casos mais recentes que afectaram Portugal. Verifica-se que nos sistemas mais complexos e com índices de segurança mais elevados, também pode haver falhas e neste caso o processo de restabelecimento do sistema torna-se mais complexo.

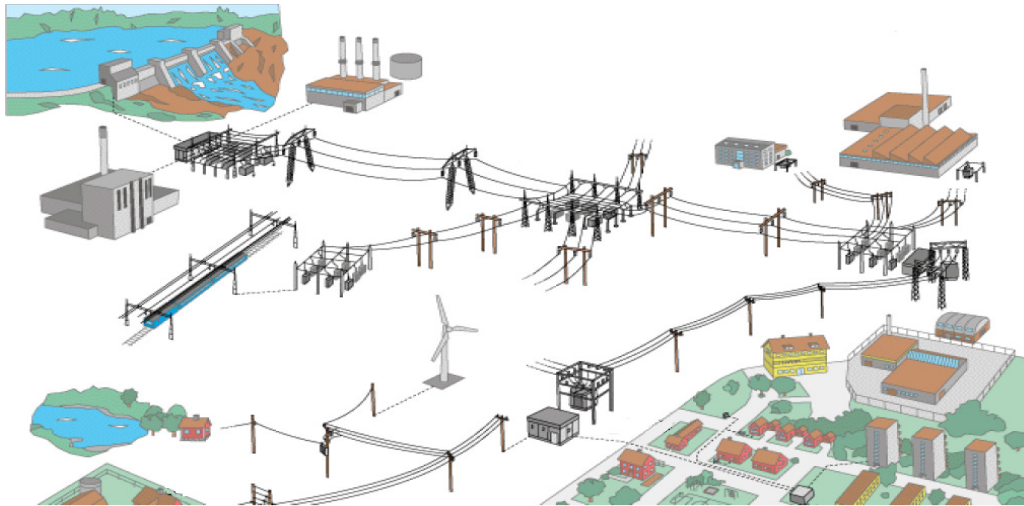


Figura 2.2 - Esquema de um Sistema Eléctrico de Energia [Samuelsson05]

Torna-se importante definir um critério de segurança que tenha em conta o balanço entre a segurança do sistema e o seu custo.

2.2.2 Origens e causas

A maioria dos *blackouts* acontecem devido a um incidente isolado que gradualmente leva a falhas em cascata e, eventualmente, a um colapso do sistema. Dada a complexidade e a dimensão dos modernos Sistemas Eléctricos de Energia, não é possível eliminar os riscos de ocorrerem *blackouts*, existem contudo meios de minimizar o risco, tendo em conta as suas causas e a natureza deste tipo de acontecimentos. Normalmente, um *blackout* tem origem numa falha isolada, de um dos elementos de transmissão ou geração. A maioria destes acontecimentos, são o resultado de falhas no equipamento ou factores ambientais (por exemplo, contacto de árvores com as linhas e falha de uma linha devido a um vão excessivo num dia quente de Verão). Os erros humanos podem também ser um factor contributivo.

Dependendo da severidade do acontecimento, se medidas de controlo apropriadas ou a intervenção do operador de sistema não forem realizadas, o sistema pode entrar facilmente num estado de emergência, particularmente durante as horas de pico de carga. A figura 2.3 mostra uma sequência de acontecimentos que pode levar efectivamente a um *blackout* [Pourbeik06].

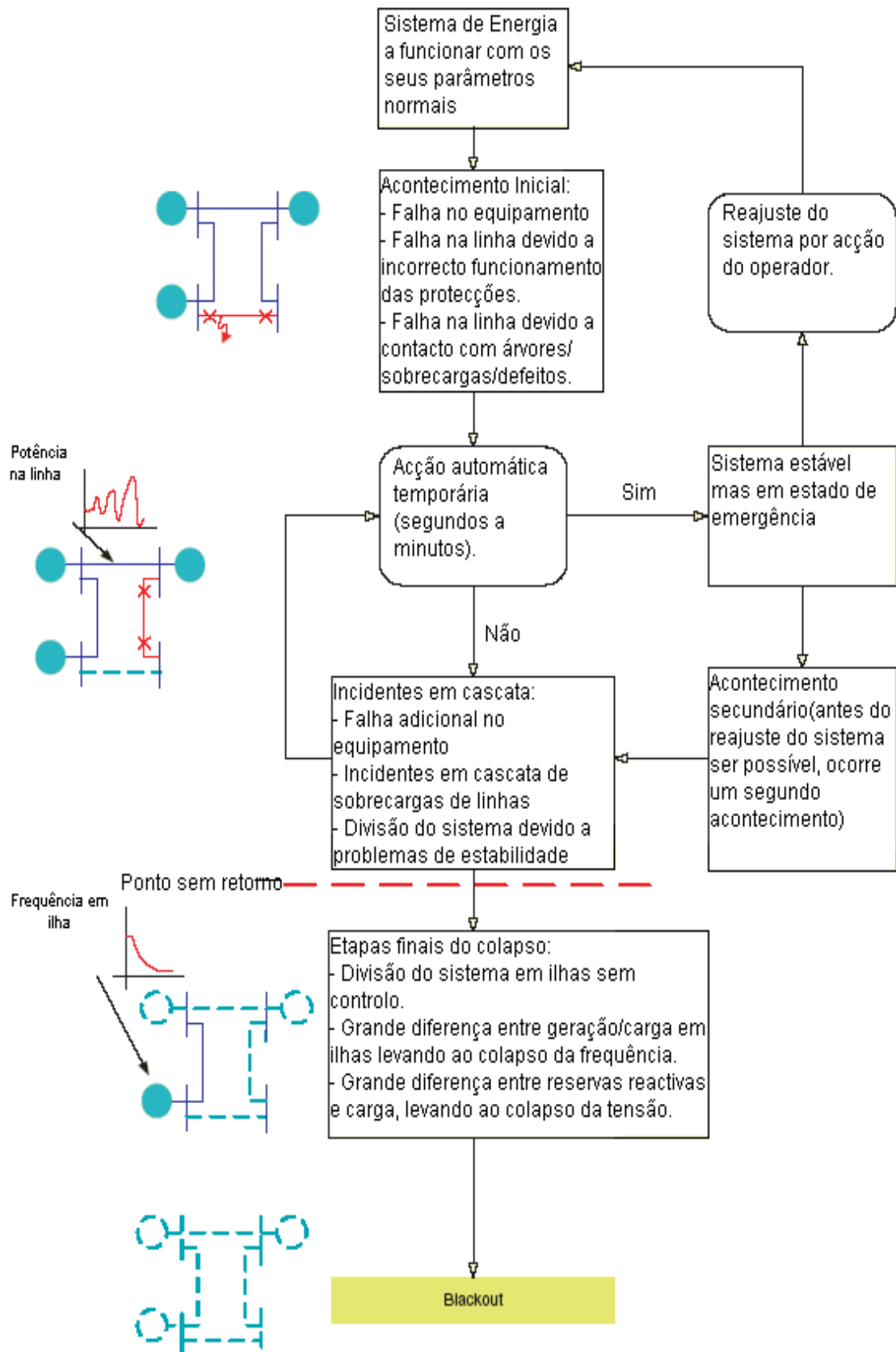


Figura 2.3 - Sequência de acontecimentos que podem levar a um *blackout*

Na figura 2.4 pode-se visualizar a organização da análise dos incidentes na Rede Eléctrica Nacional [Almeida05] [REN03].

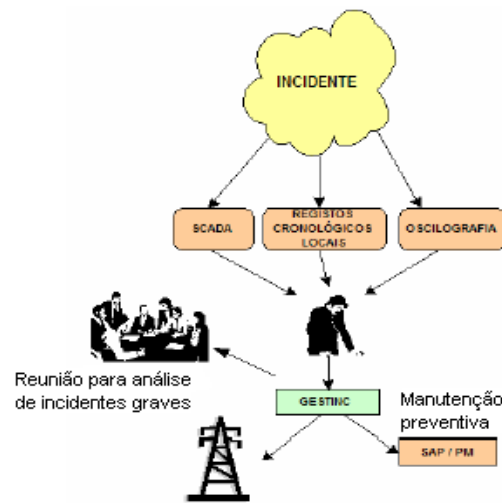


Figura 2.4 - Organização da análise dos incidentes na Rede Eléctrica Nacional [Almeida05] [REN03].

Numa rede de transporte, torna-se necessário assegurar as condições normais de funcionamento, sem as quais o serviço essencial de fornecimento de energia aos clientes pode ser gravemente prejudicado. Tendo em conta, que o aumento das exigências em termos de qualidade de serviço é determinante, é importante ter consciência de que podem ocorrer perturbações no sistema eléctrico, com um grau de imprevisibilidade tal, que ultrapasse largamente todos os critérios de segurança usados quer pelo planeamento, quer pela gestão do sistema em tempo real. Estas perturbações podem ser causadas por diversos factores, tais como atmosféricos, incêndios, erros humanos e falhas no equipamento. A nível da rede nacional de transporte de energia eléctrica, as causas mais frequentes de incidentes são avarias de equipamento, ambientais ou falha humana (cegonhas, nevoeiro e poluição e descargas atmosféricas).

2.2.2.1 Problemas no restauro de um SEE (*BlackStart*)

Os sistemas de energia não foram concebidos de modo a terem uma falha total do sistema, e a serem repostos em serviço todos os equipamentos ao mesmo tempo. O problema principal é que se torna necessário energia para produzir energia. Centrais

hídricas, centrais térmicas clássicas e centrais térmicas nucleares, todas necessitam de energia para começarem a funcionar. Quer as centrais nucleares quer as centrais clássicas necessitam de energia suficiente para poderem transformar uma grande quantidade de água em vapor, antes de começarem a funcionar. As centrais hídricas necessitam de energia para abrir as enormes válvulas, as quais se forem abertas manualmente, requerem uma grande quantidade de esforço humano. As centrais hídricas são as primeiras a que se recorre para se recuperar das condições de um *blackout*. Existem no entanto casos de *blackouts* ocorridos em alguns países, em que a recuperação do sistema chegou a demorar horas antes de ser praticamente todo restaurado, apesar dos seus sistemas de produção de energia eléctrica serem deste tipo. A figura 2.5 mostra os principais problemas no restabelecimento do sistema.

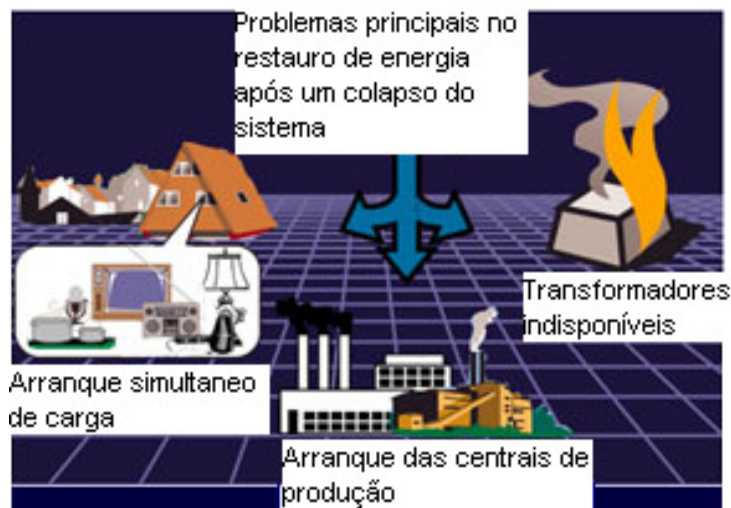


Figura 2.5 – Principais problemas no restauro do Sistema [UCAR00]

Sempre que um aparelho eléctrico entra em funcionamento, este necessita de uma quantidade maior de energia em relação às suas condições de funcionamento normal. Por exemplo, uma lâmpada fluorescente requer uma quantidade de energia 10 vezes maior no arranque em relação ao seu período de normal funcionamento. Durante o funcionamento normal do Sistema Eléctrico de Energia, o arranque dos electrodomésticos não se efectua simultaneamente, o arranque é intercalado. Por exemplo, depois de um *blackout*, um grande número de aparelhos de ar condicionado, electrodomésticos e outros aparelhos eléctricos, vão-se ligar à rede eléctrica, fazendo com que o pedido de energia eléctrica neste caso seja muito maior em relação a uma situação normal de pedido de potência à rede [UCAR00].

2.2.3 Incidentes nos Estados Unidos da América e na Europa

Muitos incidentes têm sido contabilizados nos últimos anos, uns com mais gravidade que outros. De todos os *blackouts* registados apresentam-se apenas alguns dos mais recentes.

2.2.3.1 Incidente em 14 de Agosto de 2003 – EUA e Canadá

Em 14 de Agosto de 2003, no Centro-Oeste e Noroeste dos Estados Unidos da América e Canadá, ocorreu um dos maiores e mais críticos *blackouts* da história dos dois países. O problema afectou uma área com uma população estimada de 50 milhões de pessoas e a perda de carga atingiu cerca de 61800 MW. A reposição total demorou cerca de quatro dias em alguns estados dos EUA e, no estado de Ontário, verificaram-se cortes durante mais de uma semana [NERC04].

2.2.3.2 Incidente em 23 de Setembro de 2003 – Escandinávia

No dia 23 de Setembro de 2003, o Sistema de Energia Eléctrico nórdico sofreu uma das mais severas perturbações da sua história. Todo o sul da Suécia e a parte oriental da Dinamarca, incluindo a sua capital, ficaram sem energia eléctrica. Antes de ocorrer este evento, as condições de funcionamento do sistema estavam todas garantidas. No total deixaram-se de fornecer cerca de 3000 MW na Suécia e 1850 MW na Dinamarca. Durante o período de tempo que ocorreu o *blackout* até ao restauro do sistema a energia não fornecida às zonas afectadas foi cerca de 18 GWh, 10 GWh na Suécia e 8 GWh na Dinamarca.

2.2.3.3 Incidente em 28 de Agosto de 2003 – Londres

No dia 28 de Agosto de 2003, um conjunto de eventos levou ao corte do fornecimento de energia na zona sul de Londres, durante aproximadamente 40 minutos.

Cerca de meio milhão de pessoas foram afectadas por esta falha de energia, sendo um factor agravante o facto de ter ocorrido em hora de ponta e originando que vários comboios e grande parte do metro de Londres parassem completamente.

2.2.3.4 Incidente em 28 de Setembro de 2003 – Itália

No dia 28 de Setembro de 2003, durante a madrugada, um enorme *blackout* deixou a Itália na escuridão. O incidente ocorreu devido a uma descarga entre uma linha de interligação Suíça Itália de 380 kV, e uma árvore originando que outras linhas de interligação de Itália com os países vizinhos de 380 kV entrassem em sobrecarga. Uma vez perdidas importantes linhas de ligação, as sobrecargas nas restantes linhas tornaram-se incontroláveis, provocando assim, disparos em cascata deixando o sistema eléctrico italiano isolado da restante rede eléctrica europeia 12 segundos após a saída da primeira linha de 380 kV. Estes 12 segundos de grande instabilidade nas interligações provocaram uma queda abrupta de tensão no sistema eléctrico no norte da Itália, e consequentemente, a falha de várias centrais de energia no resto do país.

2.2.3.5 Incidente em 12 de Julho de 2004 – Grécia

No dia 12 de Julho de 2004, apenas quatro semanas antes do início dos jogos olímpicos, a cidade anfitriã, Atenas, e parte do Sul da Grécia foram vítimas de uma grande falha energética provocada pela instabilidade dos níveis de tensão naquela região. Desde da década de 90 que o pico de carga passou do Inverno para o Verão, devido ao crescente uso de ar condicionados. O sistema grego no que toca a instabilidade de tensão tornou-se muito propício a este tipo de acontecimento no Verão, porque nesta altura do ano a capacidade de transporte das linhas é utilizada ao máximo, desde as áreas de produção no Norte e Oeste da Grécia até ao principal centro de consumo, a área metropolitana de Atenas.

2.2.3.6 Incidente em 4 de Novembro de 2006 – Europa

No dia 4 de Novembro de 2006 na Alemanha, dois circuitos de 380 kV foram desligados, para permitir a passagem duma embarcação no rio sob essas linhas. As simulações de rotina (regime N) que antecederam a referida abertura não indicaram problemas. Como não foi efectuada uma análise de contingências, a segurança N-1 não foi garantida. As linhas foram retiradas de serviço. Com estas duas linhas desligadas, as linhas em redor ficaram em alguns segundos sobrecarregadas desencadeando o efeito de cascata, ou seja, as linhas começaram sucessivamente a sair fora de serviço. Esta situação levou a que a rede europeia interligada da UCTE fosse dividida em três ilhas com diferentes frequências. A reacção dos gestores do sistema foi imediata, impedindo que esta perturbação se transformasse num enorme *blackout* europeu [Pestana06].

2.2.3.7 Outros incidentes nos últimos anos

Nos últimos anos ocorreram ainda outros incidentes, como o da Croácia em 12 Janeiro de 2003, que teve como consequência final um *blackout* regional e uma interrupção no fornecimento de energia eléctrica aos consumidores, resultado de uma série de perturbações e defeitos que causaram saídas de serviço em cascata dos elementos do sistema.

Em 21 de Março de 2005 no Chile ocorreu um *blackout*, tendo a sua maior incidência nas zonas Norte e centro do país (incluindo Santiago do Chile), tendo tudo começado com o deslastre de uma linha 500 kV, que incorrectamente foi desligada, devido a um problema de incêndio numa central termoeléctrica de turbinas a gás, e que provocou uma série de outras desconexões, que desligaram o sistema fazendo com que 22 centrais de energia saíssem fora de serviço e ocorresse uma perda de carga na ordem dos 1100 MW. Foram atingidas 5,5 milhões de pessoas [Central05].

Ocorreu também um incidente com alguma importância na Rússia em 25 de Maio de 2005 que começou com uma falha em cascata nos transformadores de uma

subestação perto de Moscovo [Chubais05] [Kommersant05]. Ocorreu também, a 14 de Março do mesmo ano um incidente com alguma relevância na Austrália.

No dia 10 de Novembro de 2009, devido às condições meteorológicas extremas com vento forte e trovoadas, uma sequência de eventos causou um grande *blackout* no sistema de transmissão brasileiro interligado, afectando também o Paraguai e a Província de Formosa na Argentina [ONSE09]. Antes do *blackout*, o sistema brasileiro tinha sido analisado com critérios de segurança N-2; portanto estava preparado para lidar com a perda de dois circuitos. Três curto - circuitos causaram a saída quase simultânea dos três circuitos de 765 kV. Vários Estados do Brasil ficaram sem fornecimento de energia, o corte de carga totalizou 24436 MW e o tempo médio de restauração foi de 4 horas.

2.2.4 Incidentes em Portugal

2.2.4.1 Incidente em 9 de Maio de 2000

Nos últimos 20 anos, Portugal foi atingido por três grandes incidentes. O maior ocorreu a 9 de Maio de 2000, deixando todo o Sul do país e a área de Lisboa fora de serviço, afectando cerca de seis milhões de portugueses durante uma hora e meia. Na sequência de um incidente na linha Recarei-Rio Maior, houve um mau funcionamento dos sistemas de protecção, as protecções de 1º escalão não funcionaram. Os prejuízos globais deste incidente não estão contabilizados, mas estima-se que a EDP tenha perdido cerca de 75 mil €, por energia não vendida durante este período.

2.2.3.2 Incidente em 6 de Setembro de 2001

No dia 6 de Setembro de 2001, a zona Sul do país foi novamente afectada por um corte no fornecimento de energia. O incidente teve origem na subestação de Palmela, com o disparo da linha de 400 kV Palmela – Sines 2 devido a um curto-circuito monofásico provocado pela manutenção, da cadeia de amarração ao pórtico da

linha na subestação de Palmela. A perda em simultâneo das duas linhas de 400 kV que estavam a transportar parte dos 1200 MW da central de Sines para o Norte levou à ocorrência de sobrecargas nas linhas a 150 kV seguidas de disparo, o que provocou a Separação da Rede em Sines, originando o *blackout*.

2.2.3.3 Incidente em 2 de Agosto de 2003

No dia 2 de Agosto de 2003, ocorreu o disparo da linha de 400 kV Palmela-Sines 3, registando-se no minuto seguinte, o disparo da segunda linha de 400 kV Palmela-Sines 2, devido a dois incêndios sob as linhas. A indisponibilidade simultânea das linhas provocou um excesso de geração em relação ao consumo a Sul de Palmela. Este excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída das centrais de Sines e Tunes e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada. Os referidos trânsitos provocaram os disparos imediatos dessas duas linhas, em situação de sobrecarga, ficando a rede de 150 kV isolada do resto do país. A instabilidade desta rede isolada conduziu ao disparo dos 4 grupos da Central de Sines e levou à perda da totalidade dos consumos a Sul de Palmela.

2.3 A Segurança da Rede Eléctrica Europeia – UCTE

2.3.1 Introdução

A segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia é um dos objectivo fundamentais da operação da rede europeia, visto esta estar interligada. Num sistema interligado existem numerosas interdependências entre as redes, que constituem o sistema. Existem também alguns impactos na rede que são atribuídos ao uso do sistema pelos operadores do mercado. Num ambiente *unbundled*, não é permitido aos operadores da rede interferir com as acções do mercado a menos que a segurança de sistema esteja em causa.

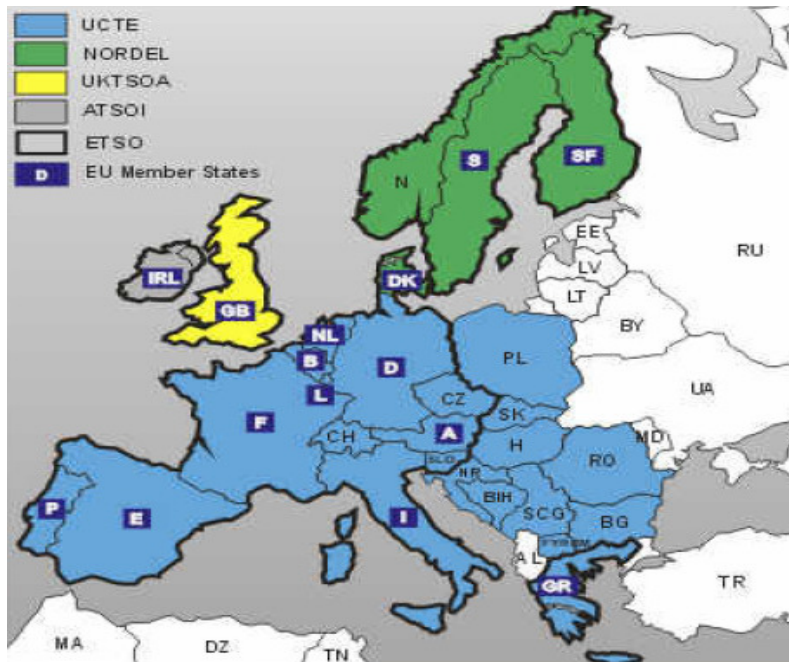


Figura 2.6 – UCTE - Rede Eléctrica Europeia

A operação da rede interligada é baseada no princípio de que cada operador de sistema é responsável pela sua própria rede, desde que o sistema nacional e de coordenação entre *TSO* correspondentes, consiga uma maior coordenação ao nível regional da rede. De modo a por em prática o princípio básico da interligação em que cada *TSO* (*Transmission System Operator*) é responsável pela sua área de controlo, um dos objectivos do *UCTE - Operation Handbook* (manual de procedimentos do operador da rede europeia) é definir os métodos da cooperação mesmo em situações em que os factores exteriores à área de controlo podem, de algum modo, reduzir a capacidade de um *TSO* de operar o seu Sistema Eléctrico de Energia dentro dos limites de funcionamento, de acordo com as recomendações da *UCTE* (Rede Eléctrica Europeia) [UCTE08].

De maneira a harmonizar os métodos de funcionamento da rede interligada, a *UCTE*, tem desde o início elaborado um conjunto de instruções e sugestões, para que a operação de cada rede facilite a interoperabilidade. Os *TSO* são os responsáveis, pelo controlo da segurança durante a operação das suas redes, de uma maneira subsidiária. As regras mais relevantes para manter a segurança durante a operação de interligação são baseadas no funcionamento das próprias interligações. Os *TSO* adaptam, de uma forma cooperativa e continuada tais regras, comuns a todos para que a

interoperabilidade seja aplicada, principalmente nas fronteiras das suas áreas de controlo e, consequentemente, nas fronteiras dos seus países. Estas regras criam condições favoráveis para as trocas transfronteiriças, induzidas por usuários da rede e pelos próprios *TSO*. Todos estes coordenadores administram, os compromissos nacionais existentes para o acesso (legal e contratual) às redes da transmissão quando estas existem. Esta política especifica as exigências necessárias para operar o sistema de transmissão, de modo a manter a segurança. Em virtude das condições em tempo real, e da sua preparação, cada área de controlo e o respectivo *TSO*, são responsáveis pelos procedimentos, de modo a manter a confiança da operação durante um período razoável de tempo futuro. Consequentemente, o princípio do estudo N-1 foi desenvolvido com o objectivo, de cada *TSO* prevenir qualquer propagação de um incidente, o que significa que “nenhum incidente em cascata terá impacto fora das minhas fronteiras”. O princípio N-1 consiste em impedir que uma situação de emergência possa aparecer em consequência de uma combinação de eventos.

A coordenação entre *TSO* contribui para realçar a solidariedade comum (para lidar com os riscos), que resulta de operar redes interligadas, de maneira a impedir uma perturbação e a proporcionar auxílio no caso de falhas, por forma a reduzir o seu impacto e a restabelecer estratégias após um colapso. Esta coordenação é hoje muito importante, tendo em conta os novos aspectos relativos aos mecanismos de mercado. A segunda edição da política desenvolvida pela *UCTE*, centra-se principalmente sobre as regras N-1, que foram aplicadas durante os recentes eventos europeus de 2003 e de 2006 (ambos eram distúrbios em circunstâncias normais) que afectaram o sistema de energia da *UCTE*. A definição de N-1 é baseada tendo em conta a avaliação de risco considerada por cada *TSO*; as contingências e sua gravidade em termos de consequências para o sistema devem ser consideradas nos cálculos de segurança, cujo objectivo é detectar as restrições na rede; a área para observar o sistema por cada *TSO* de modo a conseguir a melhor análise das restrições que possam aparecer; os limites de funcionamento aceites pelos *TSO* com riscos mínimos para o sistema; as acções correctivas a aplicar de modo a aliviar no tempo a evolução das restrições, com as devidas simulações da sua eficiência e a coordenação reforçada entre os *TSO* para executar tais compromissos.

2.3.2 Princípios da Segurança N-1

2.3.2.1 Tipos de Contingências

Segundo a *UCTE* uma contingência é definida como a saída de um único elemento da rede, que não pode ser prevista de uma forma antecipada. Uma indisponibilidade programada não é uma contingência. Uma contingência durável “antiga” é considerada, como uma indisponibilidade programada. Os eventos considerados a seguir, contêm todos os elementos de um sistema interligado a nível dos 380/400 kV níveis de tensão superiores. Todos os elementos que estejam em níveis de tensão inferiores, no sistema interligado (por exemplo 220 kV ou 150 kV), tendo uma influência significativa na segurança de operação do sistema interligado são adicionalmente considerados.

a) Contingências do Tipo Normais

Uma contingência normal é definida no manual de procedimentos como a saída de serviço de um único elemento. Por exemplo, uma linha de transmissão, uma unidade de geração, um transformador ou dois transformadores ligados ao mesmo barramento respectivamente ou um transformador esfasador, uma instalação de compensação da tensão, uma ligação D.C considerada numa unidade de produção ou um grande consumidor.

b) Contingências do Tipo Excepcionais

As contingências excepcionais são definidas no manual de procedimentos como a perda ocasional de elementos particulares, baseados por um lado na topologia da rede e por outro lado na probabilidade de ocorrer um evento. A probabilidade de ocorrer um evento pode ser relacionada com condições especiais de operação como tempestades ou com a saída de linhas duplas de grande distância quando ligadas à mesma torre, ou com a saída de serviço de um barramento num período, em que o *TSO* avalia um elevado risco de indisponibilidade do sistema e ainda falha comum com perda de várias unidades de produção, incluindo uma grande produção eólica, e também uma falha comum das ligações D.C.

c) Contingências do Tipo “*Out-of-range*”

Este tipo de contingência é definido no manual de procedimentos como uma falha que tem uma probabilidade muito pequena de ocorrer. Não são um factor de dimensionamento para o operador de rede, *TSO*. São consideradas contingências “*Out-of-range*” quando acontece no mínimo a perda independente e simultânea de duas linhas, a perda total de uma subestação com mais de um barramento, a perda total de uma central eléctrica com mais de dois geradores, a perda de uma torre com mais de 2 linhas, oscilações severas do trânsito de potências.

2.3.2.2 Lista de Contingências

A lista individual de contingências, de cada *TSO* é definida como a lista interna de todas as contingências normais e excepcionais consideradas relevantes de acordo com a avaliação de risco dos *TSO*. A lista de contingências inclui igualmente as contingências externas consideradas normais e excepcionais, tendo em conta os estudos de segurança, assim como o efeito do potencial num elemento da área de responsabilidade do *TSO*.

a) Estado N

O Estado N é definido como o *status* da área de responsabilidade dos *TSO* que inclui indisponibilidade, ou seja saídas mas que não são consideradas contingências. No estado N, tem-se em consideração todas as indisponibilidades previstas e os danos conhecidos dos elementos da rede.

b) Estado N-1

O estado N-1 é definido como o *status* da área de responsabilidade dos *TSO* após ocorrer um evento definido na lista de contingências. Considerando o estado N (o que já inclui alguns elementos fora de serviço) e *i* elementos da rede desligados, resultado da ocorrência de um evento da lista de contingências, a simulação N-1 considera os

elementos k como já desligados e simula a perda desses i elementos, todos resultantes do estado N-1.

c) Saídas em Cascata

As saídas em cascata são definidas como a perda descontrolada, da sequência adicional de elementos da rede, causada por uma contingência inicial.

2.3.2.3 Modelos

a) Princípio N-1

Nenhum evento da lista de contingências (normais e excepcionais consideradas na lista das contingências) deve pôr em perigo a segurança da interligação. Depois de ocorrer qualquer uma dessas contingências, a condição operacional dentro da área de responsabilidade do *TSO* não deve conduzir, à propagação de uma cascata incontrolável perto das fronteiras ou haver algum impacto fora das fronteiras de responsabilidade do *TSO*: “nenhuma cascata com impacto fora dos meus limites”.

b) Coordenação para o Tipo de Contingências Especiais

É da responsabilidade do operador do sistema no que diz respeito aos elementos da rede, estabelecer uma lista de contingências do tipo excepcional para os estudos de segurança baseados na probabilidade de ocorrência de um evento e comunicar essa lista aos outros *TSO*. Cada *TSO* selecciona estas contingências excepcionais, baseadas na respectiva avaliação de risco, efectuado por si próprio. Alguns eventos excepcionais são apenas considerados no caso de temporariamente as condições específicas de funcionamento, terem de ser comunicadas aos outros operadores tendo em vista a análise de segurança. Se um *TSO* A considera um risco, resultante de um tipo excepcional de contingência, nos elementos localizados na área de um *TSO* B, que não está considerado na lista de contingências do *TSO* B, ambos os *TSO* reconsideram juntos as suas listas de contingências.

c) Estudo da segurança N-1

Cada *TSO* deve executar os cálculos da segurança N-1, para avaliar os efeitos das contingências na sua área de responsabilidade, no que diz respeito a trânsitos de potências e os níveis de tensão. Cada *TSO* deve efectuar cálculos de segurança N-1 de modo a prevenir, efeitos contrários das contingências e danos em cascata com impacto fora das fronteiras. Estes estudos servem para cada *TSO*, estar ciente das consequências das saídas de serviço dos elementos da rede (como estão definidos no tipo de contingências), e para preparar de forma adequada acções correctivas de modo a prevenir restrições da rede (para o tipo normal de contingências, para o tipo excepcional de contingências e/ou de situações de cascata fora das fronteiras), o risco ocorre principalmente para as contingências de tipo excepcional.

Os *TSO* analisam particularmente o impacto das saídas dos elementos da rede, dentro da lista externa de contingências, de uma forma responsável, durante todas as etapas de planeamento. Ou seja, numa fase operacional de planeamento usando a previsão de bases de dado (isto é, casos de referência da *DACF – Day – Ahead Congestion Forecast* ou da *UCTE*), em operações em tempo real, para os cálculos N-1. Em todos os casos, quando uma contingência afecta as áreas de controlo vizinhas, os *TSO* envolvidos, verificam em conjunto a eficiência das acções correctivas, através de simulações adicionais a pedido do *TSO* afectado. A figura 2.7 demonstra o princípio descrito anteriormente, para o caso especial dos riscos afectarem mais do que um *TSO*.

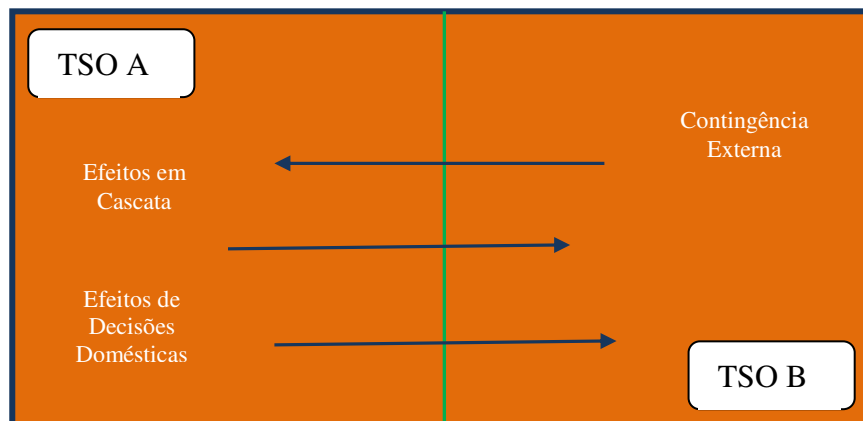


Figura 2.7 – Análise do Risco de dentro e fora da zona do TSO A [UCTE08]

Em qualquer etapa de planeamento ou em tempo real, baseado na Lista Externa de Contingências o *TSO A* simula os riscos que podem advir de fora das suas fronteiras. O *TSO A* informa os seus vizinhos do risco de acontecimentos em cascata quer dentro, quer fora das suas fronteiras ou das decisões que influenciam significativamente os trânsitos de potências nos seus sistemas. É exigida coordenação no sentido de elaborar um conjunto de acções correctivas no caso, das primeiras acções implementadas pelo *TSO A*, não serem suficientes. O espaço da análise de contingências está relacionado com a simulação de contingências e restrições de elementos da rede de dos limites da tensão. Os estudos relativos aos diferentes ângulos de fase da tensão, presentemente são deixados à descrição dos *TSO*.

d) Efeitos em cascata

Cada *TSO* deve estar ciente dos efeitos de uma possível cascata em resultado dos cálculos da segurança. O *TSO* deve avaliar os resultados do cálculo N-1, realizado por si próprio de forma a evitar a propagação de uma cascata até aos limites da sua área de responsabilidade. No caso de ameaça aos vizinhos *TSO* de saída em cascata para além das fronteiras, ou pelo impacto de uma saída em cascata interna às fronteiras, o *TSO* do país onde teve origem o incidente deve informar os vizinhos que possam ter sido afectados. Deste modo o país onde teve origem o incidente e os *TSO* possivelmente afectados devem verificar o impacto generalizado do efeito em cascata.

e) Consequências exteriores, das decisões dos *TSO* no planeamento operacional e em tempo real

Caso a configuração da rede mude, incluindo os barramentos, a lista externa observável para os vizinhos *TSO* mude (por exemplo indisponibilidade dos elementos, operação de barramentos duplos) ou mudanças importantes da geração padrão, o *TSO* deve informar a devido tempo, e primeiramente na fase operacional do planeamento do vizinho afectado. Se necessário, as medidas correspondentes tem que ser coordenadas para impedir causas - efeitos em redes vizinhas.

2.3.3 Aproximação regional - determinação da área de observação

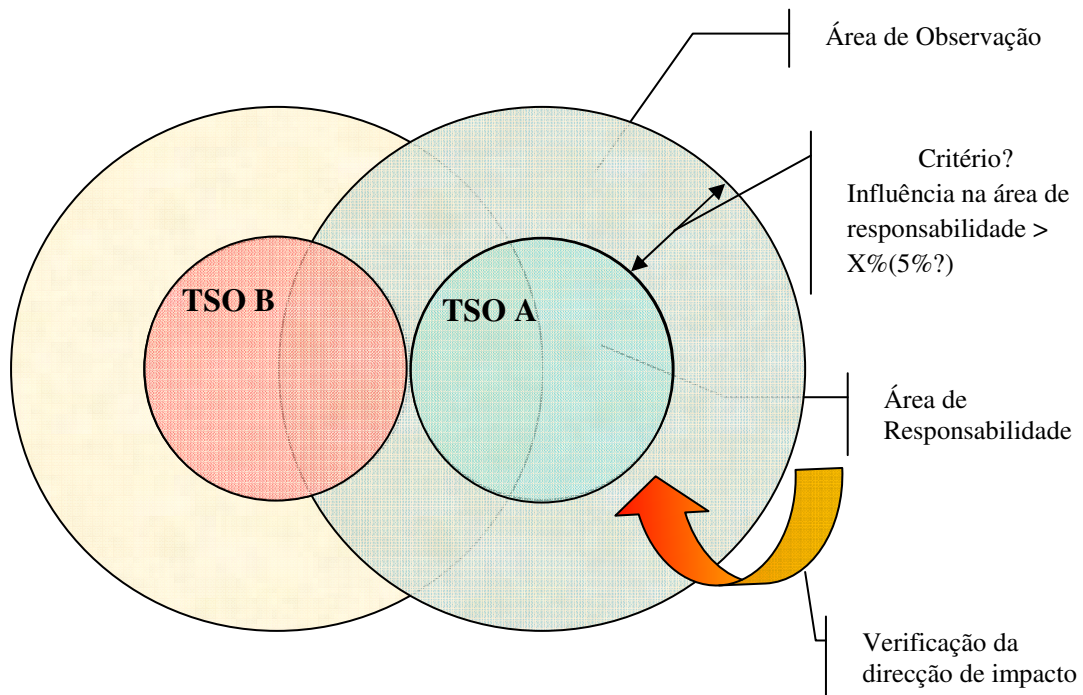
Os *TSO*, têm de simular a qualquer hora nos seus próprios sistemas, e de uma forma aproximada a segurança N-1. Esta é realizada, através de uma observação do seu próprio sistema e por definições, as partes adjacentes do sistema, e devem ser realizadas a qualquer hora simulações da segurança para a análise de risco. O *TSO* é então obrigado a simular o princípio N-1 dentro da sua própria rede, que inclui todas as linhas de interligação e as suas redes vizinhas, a esta área chama-se área de responsabilidade do *TSO* respectivo.

Na figura 2.8 está representada a área de observação e a área de responsabilidade. Devido ao aumento das interligações entre os *TSO*, a avaliação da segurança é cada vez mais interdependente, o *TSO* tem que ter em consideração a influência da rede vizinha que circunda a sua área de responsabilidade.

No passado a rede circunvizinha considerada resultava das estruturas locais (do tamanho e da localização da rede e ainda da consideração de um único *TSO*, com a *UCTE*), e das necessidades operacionais historicamente desenvolvidas. Usualmente está compreendida no máximo, ou seja a primeira e a segunda volta dos anéis representados na Figura 2.8.

Os recentes desenvolvimentos revelam, que o princípio de considerar a segunda volta do anel (ver figura 2.8), não é um critério suficiente de Observação, assim como os elementos que possam ter um maior impacto para além deste anel. Como consequência, pode ser exigido para compromisso futuro, os elementos mais exteriores, ou seja a terceira volta do anel.

Cada *TSO* deve analisar periodicamente a rede de transmissão externa com influência na sua área de responsabilidade, através de cálculos numéricos. O resultado desta análise é a Lista Externa de Contingências, que inclui todos os elementos envolventes, que têm influência na sua área de responsabilidade, e que têm um valor maior que o ponto inicial da influência da contingência.



ÁREA DE OBSERVAÇÃO: A própria rede + interligações + a rede vizinha relevante, tendo em conta o efeito das perdas relacionadas com os elementos da rede

ÁREA DE RESPONSABILIDADE: A própria rede + interligações
Avaliação do impacto das perdas na área de observação

Figura 2.8 – Análise N-1. Área de responsabilidade – área de observação [UCTE08]

2.3.3.1 Determinação da lista externa de contingências e área de observação

É exigido a cada *TSO*, que determine a lista de contingências externas e a lista externa de observação relacionada com a sua área de responsabilidade. Os *itens* da lista externa de contingências devem ser tratados como contingências de tipo normal em todos os cálculos de segurança N-1, e em todos os períodos. Adicionalmente, contingências excepcionais (linhas duplas, barramentos) são comunicadas por um *TSO* vizinho, e têm de ser incluídas pelo *TSO* se estas forem consideradas muito relevantes para a análise de risco. Quando é simulada a análise N-1 dos elementos da lista externa de contingências, torna-se necessário existir um modelo *on-line* da rede externa, o suficiente pormenorizado para garantir que as estimações (na área de responsabilidade) sejam exactas. Isto significa que não são só os ramos da lista externa de contingências devem ser modelizados.

Outros barramentos circundantes, com grande influência na área de responsabilidade, têm também que fazer parte do modelo, para garantir simulações correctas dos efeitos exteriores, das saídas de serviço. Todos os elementos externos com influência na área de responsabilidade, com um valor superior a um certo valor, chamado de observação do ponto inicial da influência da contingência, constituem a lista de observação externa. A lista de observação externa pode ser um modelo não consistente. Por exemplo, uma determinada linha externa pode fazer parte da lista de observação, no entanto os ramos vizinhos dessa linha não contam dessa lista. Consequentemente, o modelo deve ser completado com elementos adicionais da rede, e com alguns equivalentes de modo a obter um modelo consistente e completo, da área de observação. Este modelo deve ser implementado no sistema *SCADA*.

2.3.3.2 Implementação da área de observação

O modelo externo de rede que corresponde à área de observação, deve ser implementado no sistema *SCADA* e ser observado em tempo real pelo estimador de estado e deve ser confirmado por uma quantidade apropriada de telemetria. A área de observação, inclui a área de responsabilidade e a rede externa, assim cada *TSO* pode simular correctamente qualquer contingência, da lista externa de contingências, enquanto efectua a análise N-1. A figura 2.9 seguinte ilustra esta situação.

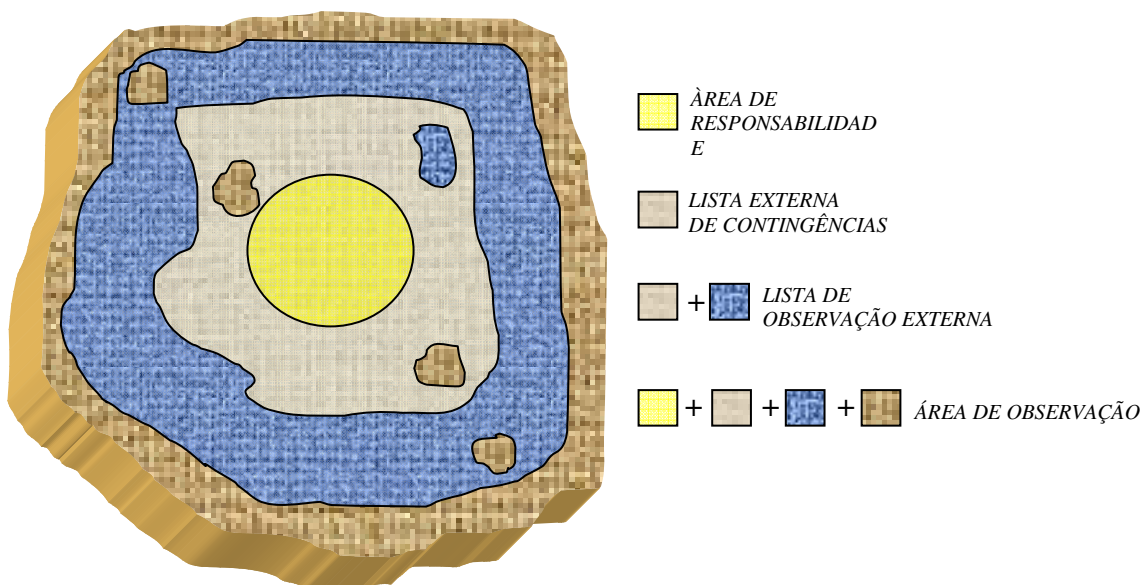


Figura 2.9 – Área de Observação. [UCTE08]

A lista externa de contingências pode ser reforçada em situações específicas, se o *TSO* vizinho considerar que pode existir um potencial aumento do risco de saída dos limites de certos elementos, ou mudanças na topologia da rede que possam implicar uma modificação na influência das saídas externas. A coordenação entre vizinhos *TSO* é necessária, para uma correcta determinação da lista externa de contingências e da área de observação.

2.3.3.3 Método da determinação

O método da determinação da lista externa de contingências e da lista externa de observação, como já foi referido anteriormente, deve ser baseado na análise numérica da rede. Cada *TSO* pode seleccionar o método mais apropriado, mas os resultados devem ser geralmente satisfatórios para serem válidos em todas as condições de funcionamento (mudanças da topologia, indisponibilidade por manutenção, limites sazonais, etc.).

2.3.3.4 Co-operação entre *TSO*

Cada *TSO* deve determinar a lista externa das contingências e a lista de observação pelo menos uma vez por ano, adicionalmente sempre que houver uma mudança importante na rede (um novo ramo, um ramo antigo é reestruturado ou desmantelado). O exemplo base de referência da *UCTE* deve ser usado como base para determinação da lista externa da contingência e da área de observação.

2.3.3.5 Informação aos vizinhos sobre a lista externa de observação

Cada *TSO* deve informar os seus vizinhos sobre os índices da sua lista externa de observação. Devido à normal evolução da estrutura das redes vizinhas (por exemplo comissão de novos elementos), quando ocorrer uma mudança da configuração da rede, o *TSO* vizinho informa reciprocamente o *TSO* de tal evolução, a fim de facilitar a actualização da sua lista externa de observação.

2.3.3.6 Provisão de Informação

O *TSO* tem que fornecer atempadamente toda a informação necessária, aos seus vizinhos *TSO*, de modo a se proceder às simulações adequadas. Cada *TSO* deve fornecer os dados da telemetria em tempo real e as características da rede, necessárias para que os *TSO* vizinhos tenham um modelo externo da rede relativo à área de observação, suficiente para se proceder a uma estimação de estado e para os cálculos da segurança N-1. Isto implica entre outros, todos os dados relativos às trocas de trânsitos de potências, quer activo quer reactivo, das tensões, às injeções e cargas e posição da tomada dos transformadores.

2.3.4 Limites Operacionais

O principal objectivo de definir limites operacionais de funcionamento, é proteger as pessoas da proximidade dos materiais (perto dos condutores), e proteger os materiais que são projectados para funcionarem abaixo dos seus limites técnicos.

2.3.4.1 Compromissos do *TSO* relativamente à segurança operacional

Uma linha de transmissão aérea é projectada, tendo em consideração a temperatura máxima permitida nos seus condutores. Mesmo que os condutores atinjam a temperatura máxima permitida, a distância de isolamento deve ser respeitada, de modo a manter a segurança de qualquer pessoa, ou infra-estrutura à volta da linha.

Durante a operação do sistema, a temperatura dos condutores depende de diversos factores, mas o mais importante é a intensidade da corrente que passa na linha. A temperatura dos condutores depende também das condições meteorológicas, como a temperatura do ar, vento (direcção e velocidade), precipitação (neve e granizo) e radiação solar. A variabilidade das condições do tempo, podem induzir alguns *TSO* a considerar duas ou três estações (inverno, verão e às vezes estações intermédias). Outra solução consiste em escolher o valor mais baixo (verão), com uma sobrecarga permissível, durante condições meteorológicas mais frias. As condições meteorológicas

médias para cada estação provêm de uma análise estatística, baseada nos dados dos anos passados.

A inércia térmica dos condutores deve também ser tomada em consideração. Para uma dada intensidade, a temperatura final do condutor não é alcançada imediatamente. Quanto mais elevada for a intensidade, mais rapidamente a temperatura máxima permitida dos condutores é alcançada. Os cabos e os transformadores são igualmente projectados, para uma temperatura máxima permitida para os seus condutores, no entanto há que considerar uma inércia térmica.

Equipamento auxiliar associado a uma linha de transmissão ou a um transformador, assim como transformadores de medida de corrente ou de tensão, seccionadores, disjuntores, bloqueadores de alta frequência, barramentos capacitivos, podem em alguns casos ser o limite da capacidade de transmissão para linhas, cabos ou transformadores. Tendo em conta todos estes fenómenos, os *TSO* calculam para cada linha, cabo ou transformador a Transmissão Permanente Admissível da Carga (*Permanently Admissible Transmission Loading - PATL*): é calculada em Amperes, MVA ou MW, e pode ser aceite para uma duração ilimitada num ramo.

2.3.4.2 Transmissão da carga em segurança, na Situação N

No estado de operação normal (situação N), todos os elementos da rede são operados abaixo da Transmissão Permanente Admissível da Carga.

a) Sobrecargas temporárias na Situação N

Para alguns elementos particulares da rede (por exemplo, cabos ou transformadores) ou para alguma circunstância particular (por exemplo, rede radial), é aceitável ultrapassar a Transmissão Permanente Admissível da Carga na situação de operação Normal (situação N) para uma duração temporária conhecida. Em caso de operação de um elemento da lista externa de observação, numa situação de sobrecarga temporária o *TSO* contíguo tem de ser informado. Nesse caso, as condições de

sobrecarga (a respeito do *TATL - Temporary Admissible Transmission Loading* - Transmissão Temporária Admissível da Carga e da sua duração permitida) têm que ser respeitadas, se não, têm de ser aplicadas imediatamente acções correctivas.

b) Sobrecargas na Situação N-1 (simulação)

Considerando a perda de um elemento da rede (situação N-1), só são admitidas sobrecargas com impacto nos elementos da rede se, as acções correctivas estiverem disponíveis para receberem de volta, qualquer elemento que se encontre em sobrecarga na rede, com um valor abaixo da Transmissão Permanente Admissível da Carga.

Na situação N-1 ou N-k, um regime de sobrecarga tem início para além da Transmissão Permanente Admissível da Carga. No entanto este regime de sobrecarga pode ser controlado de diferentes maneiras:

- Não é permitida nenhuma sobrecarga, que ultrapasse o valor da Transmissão Permanente Admissível da Carga.
- A Transmissão Temporária Admissível da Carga é uma sobrecarga que corresponde a uma percentagem fixa da Transmissão Permanente Admissível da Carga, permitido durante um determinado tempo (por exemplo, 115% do valor da Transmissão Permanente Admissível da Carga pode ser aceite durante 15 minutos); estas condições de sobrecarga são aplicadas em toda a rede, mas podem ser diferentes de um nível de tensão para outro.
- Vários conjuntos específicos (Transmissão Temporária Admissível da Carga, duração admissível) são calculados para cada linha, tendo em conta a sua configuração particular e as suas condições de funcionamento (por exemplo, para uma dada linha, pode ser definida uma Transmissão Temporária Admissível da Carga aceitável durante 20 minutos, e para outra ser de 10 minutos).

Caso seja aplicado um regime de sobrecarga, considerando a saída de serviço de um elemento da rede (estado N-1), as sobrecargas com impacto nos elementos da rede

são admitidas somente, se as acções correctivas estiverem disponíveis durante um curto espaço de tempo, de modo a restabelecer os elementos da rede com um valor abaixo da Transmissão Permanente Admissível da Carga respectivo. Se o tempo correspondente a uma dada Transmissão Temporária Admissível da Carga, for violado devido à ausência de medidas correctivas, o ramo deve ser considerado como desligado nos cálculos da rede. Esta situação só pode ser admitida se não houver uma situação de evolução que provoque o descontrolo generalizado do sistema (saída em cascata, colapso de tensão, perda de sincronismo); caso contrário, têm de ser aplicadas acções preventivas e correctivas muito rapidamente e de uma forma eficaz. O *TSO* tem que informar os seus vizinhos, assim que for detectado perigo de ultrapassar o valor, e não estarem disponíveis, acções correctivas para evitá-lo. No caso de existir uma situação que ultrapasse a Transmissão Temporária Admissível da Carga, uma intensidade final é então definida como o ponto inicial em que a linha saiu imediatamente de serviço sem que nenhuma acção correctiva tenha sido possível, e sem determinar o afastamento selectivo da falha. A esta situação chama-se a Corrente de Saída Sem Atraso (*Tripping Current Without Delay - TC*). Este valor pode também ser aplicado, tendo em conta os potenciais de alguns equipamentos da subestação.

Pode ser admitido um valor superior da Corrente de Saída Sem Atraso de um elemento da rede após uma simulação N-1, exclusivamente se não houver uma evolução descontrolada da totalidade do sistema (ou seja, não houver saídas em cascata, colapso de tensão e perda de sincronismo). Neste caso o *TSO* deve informar os seus vizinhos sobre esta situação. Se a simulação N-1 indicar uma evolução descontrolada ou efeitos em cascata com o impacto fora dos limites aceitáveis, são imperativas acções correctivas e preventivas para voltar, a uma situação N-1 segura.

Todos estes valores são descritos nas figuras 2.10 a 2.11 mencionadas a seguir. Estas figuras representam duas aproximações muito comuns, da aplicação dos limites descritos anteriormente. No entanto podem existir versões diferentes dependendo das circunstâncias individuais.

c) Alarmes gerados pelos cálculos da segurança N-1

Na operação em tempo real, um aviso é dado ao operador pelo sistema *SCADA*, se algum trânsito de potências, numa linha, num cabo ou num transformador for mais elevado do que $X\%$ da Transmissão Permanente Admissível da Carga para uma dada estação do ano. Os valores de advertência dados pelo *SCADA* podem ser diferentes de um *TSO* para outro, basta que se baseiem em políticas diferentes. Estes valores iniciais podem ser adaptados em tempo real pelos operadores, dependendo simplesmente do sistema de *SCADA*. O valor de advertência ($X\%$) pode variar entre 50% a 100% ou mais.

Na análise de segurança N-1, seguindo os cálculos automáticos, a lista de restrições gerada corresponde aos elementos que excedem o valor da Transmissão Permanente Admissível da Carga ou que excedem um ponto inicial da sobrecarga. Assim sendo, leva o operador:

- a reconhecer o valor da sobrecarga resultante da simulação da contingência.
- a não aplicar ao *TSO* um regime de sobrecarga, de modo a proceder a acções correctivas preventivas no caso de se exceder o valor da Transmissão Permanente Admissível da Carga de um elemento da rede (ver figura 2.10),
- a verificar a disponibilidade das acções correctivas e a compatibilidade de tempo para a implementação de um regime de sobrecarga pelo *TSO*, se não for possível o elemento de rede passa a ser considerado indisponível, e pode conduzir o operador a efectuar acções de correctivas preventivas (ver figuras 2.11 e 2.12)

Nas figuras 2.11 e 2.12 pode-se visualizar as sobrecargas aceitáveis nas linhas dependendo da duração.

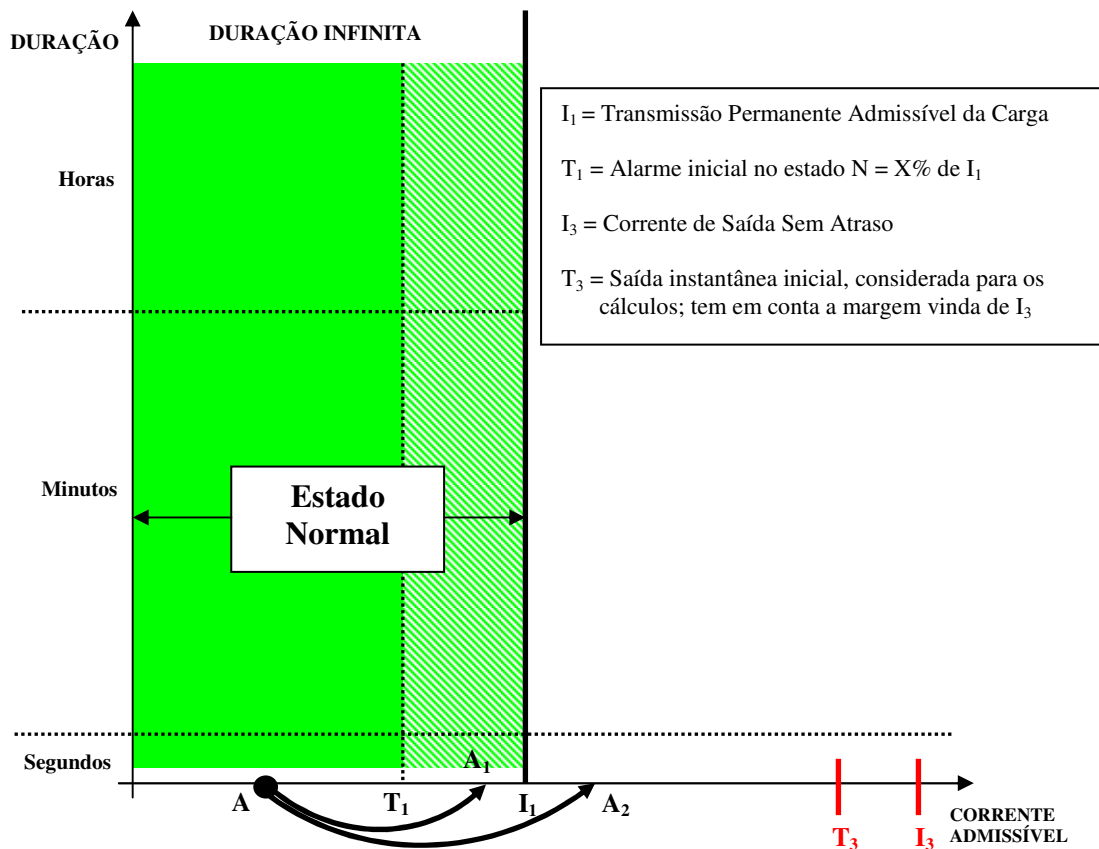


Figura 2.10 - 1º Caso – Não é aplicável o regime de Sobrecarga [UCTE08]

Partindo do ponto A da figura 2.10, o estudo das saídas de serviço pode levar a dois casos distintos:

- Para o caso A₁, a situação N-1 está *OK*, porque o impacto da sobrecarga no elemento da rede, tem um valor abaixo da Transmissão Permanente Admissível da Carga (I_1).
- Para o caso A₂, a situação N-1 não está *OK*, porque o impacto da sobrecarga no elemento da rede, tem um valor acima da Transmissão Permanente Admissível da Carga (I_1); neste caso, são efectuadas acções correctivas preventivas, de modo a assegurar uma sobrecarga abaixo de I_1 após o estudo da saída de serviço do elemento da rede.

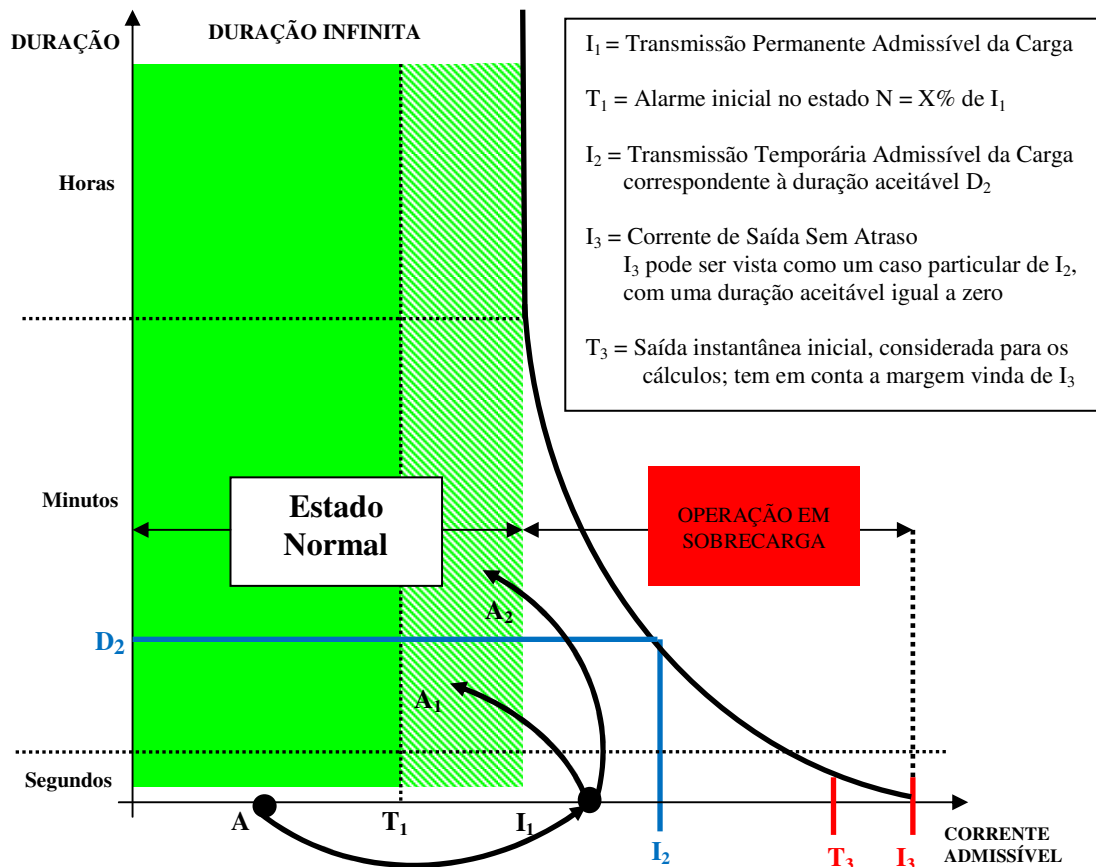


Figura 2.11 - 2º Caso – Um regime de Sobrecarga é aplicado, somente a um par (Transmissão Temporária Admissível da Carga; duração admissível) [UCTE08]

Partindo do ponto A da figura 2.11, o estudo das saídas de serviço conduz a uma sobrecarga com impacto num elemento da rede, mas abaixo do valor de Transmissão Temporária Admissível da Carga (I_2); o TSO tem que verificar se existem suficientes acções correctivas, de modo a retroceder a sobrecarga, para um valor abaixo da Transmissão Permanente Admissível da Carga (I_1) num tempo inferior à respectiva duração admissível D_2 :

- Para o caso A_1 , a situação N-1 está OK,
- Para o caso A_2 , a situação N-1 não está OK, porque o valor de I_1 não pode ser alcançado antes de D_2 , neste caso o impacto da saída induzida pelo elemento da rede, deve ser considerado no estudo e a se esta indisponibilidade conduzir a uma evolução descontrolada do sistema, serão efectuadas acções correctivas preventivas.

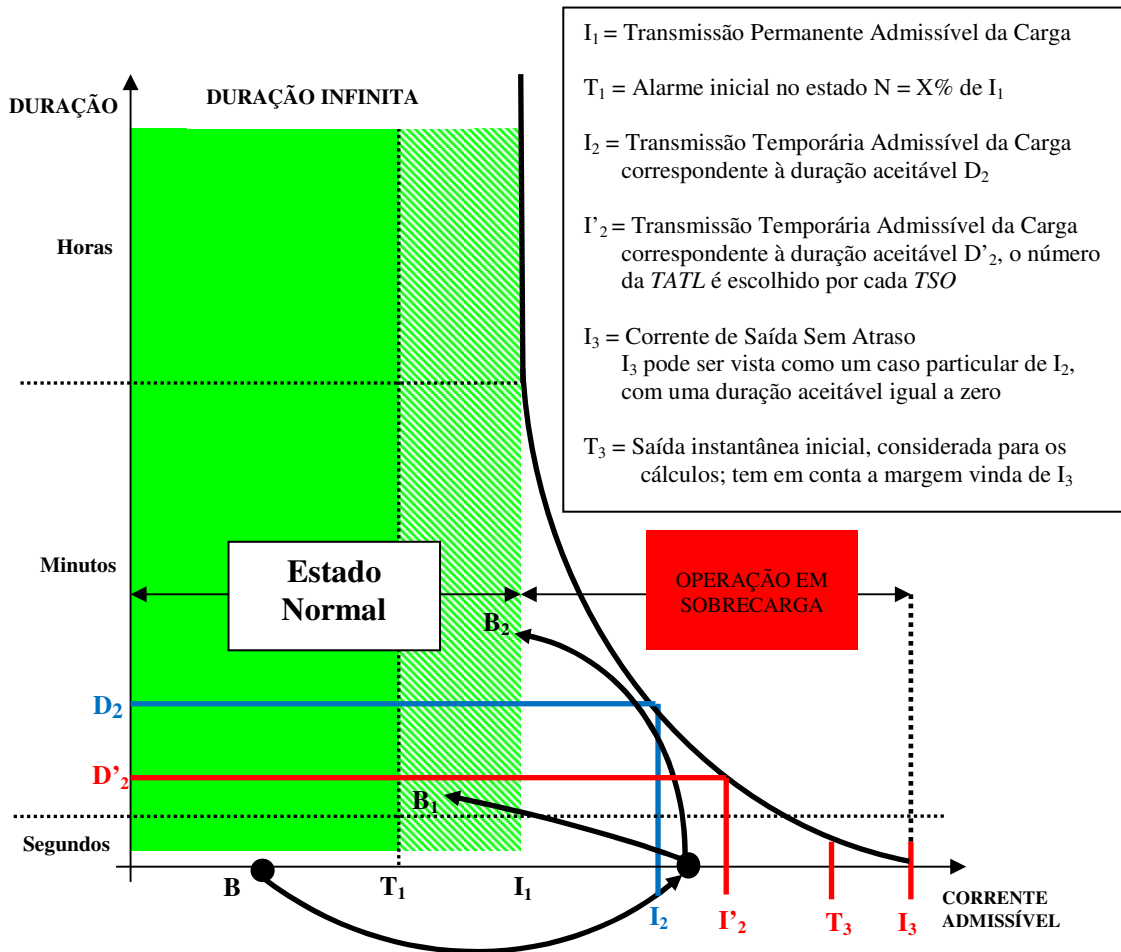


Figura 2.12 - 3º Caso – Um regime de Sobrecarga é aplicado, com diversos pares (Transmissão Temporária Admissível da Carga; duração admissível) [UCTE08]

Partindo do ponto B da figura 2.12, o estudo das saídas de serviço conduz a uma sobrecarga com impacto num elemento da rede, mas abaixo do valor de Transmissão Temporária Admissível da Carga (I_2):

- Se o TSO aplicar apenas um valor de Transmissão Temporária Admissível da Carga (I_2), a saída induzida desse elemento da rede, tem de ser considerada nos cálculos N-1, e se esta saída conduz a uma evolução descontrolada do sistema, serão efectuadas acções correctivas preventivas.
- Se o TSO aplicar dois valores da Transmissão Temporária Admissível da Carga (I_2 e I'_2) deve verificar se existem suficientes acções correctivas, de maneira a primeiro,

repor a sobrecarga abaixo do valor de I_2 num tempo inferior a D'_2 , e segundo num valor abaixo de I_1 , no tempo inferior a D_2 menos o tempo já usado anteriormente por I_1 :

- Para o caso B_1 , a situação N-1 está *OK*,
- Para o caso B_2 , a situação N-1 não está *OK*, porque o valor de I_2 não pode ser alcançado antes de D'_2 , neste caso o impacto da saída induzida pelo elemento da rede, deve ser considerado no estudo e a se esta indisponibilidade conduzir a uma evolução descontrolada do sistema, serão efectuadas acções correctivas preventivas.

2.3.4.3 Tensão de segurança

Nos sistema Eléctricos de Energia a tensão deve ser mantida dentro de determinados limites de modo a que:

- Seja compatível com a capacidade do equipamento,
- Mantenha a tensão pedida pelos clientes dentro dos valores contratuais,
- Garanta a fiabilidade do sistema, e evite a eventualidade de um colapso de tensão,
- Mantenha a estabilidade estática.

A tensão demasiado elevada pode conduzir rapidamente ao envelhecimento ou à destruição do equipamento. Geralmente, o limite superior é à volta dos 420 kV para uma rede de 380-400 kV e à volta de 245 kV para uma rede de 220-225 kV. Exceder estes limites pode ser possível, mas para uma duração do tempo limitado de acordo com as regras internas de cada *TSO*. Uma tensão demasiado baixa pode perturbar o normal funcionamento, de algumas protecções, das tomadas dos transformadores, electrónica de potência baseada na carga ou afectar o comportamento das unidades auxiliares de geração.

a) Colapso de Tensão

Para cada situação de operação existe uma potência activa máxima que pode ser transmitida através da rede. Esta situação, em que existe um valor de potência máxima, é chamada o ponto crítico e representa o ponto a partir do qual o sistema entra em colapso, ou seja colapso de tensão. À medida que a carga aumenta, a potência transmitida para fazer face à carga solicitada faz entretanto aumentar igualmente a tensão da rede face às diminuições indutivas da rede. Perto do ponto crítico, um aumento pequeno da procura da carga implica uma grande diminuição no nível de tensão da rede. Esta situação pode ser visualizada na figura 2.13.

b) Limites da Tensão Crítica

O valor crítico da tensão em cada nó da rede é uma função das características da rede e da carga (indutiva ou capacitiva) e da posição dos meios de compensação da potência reactiva. As margens para manter a tensão nos limites dependem das reservas da potência reactiva gerada pela própria rede, ou pela potência reactiva disponível nas unidades de geração ou ainda nos bancos de condensadores. A gestão desta margem de segurança, não é fácil para nenhuma rede.

O perigo vem dos limites da potência reactiva das unidades de geração. No entanto numa rede radial, torna-se mais fácil calcular a reserva da potência reactiva, que será suficiente para manter os valores da tensão, do que numa rede ligada em anel. A qualquer hora, na situação de N, o nível de tensão em qualquer nó tem que ser mantido dentro dos valores normais da tensão (contratados ou acordados). Na situação N-1, o nível de tensão pode dirigir-se temporariamente, para valores excepcionais, sob a condição da existência de acções correctivas de modo a voltar a valores normais da tensão.

Estes níveis de tensão têm que incluir margens para valores de tensão crítica, podendo ser os mesmos para todos os nós da rede. No entanto, por vezes pode ser necessário calcular níveis de tensão específicos para nós particulares.

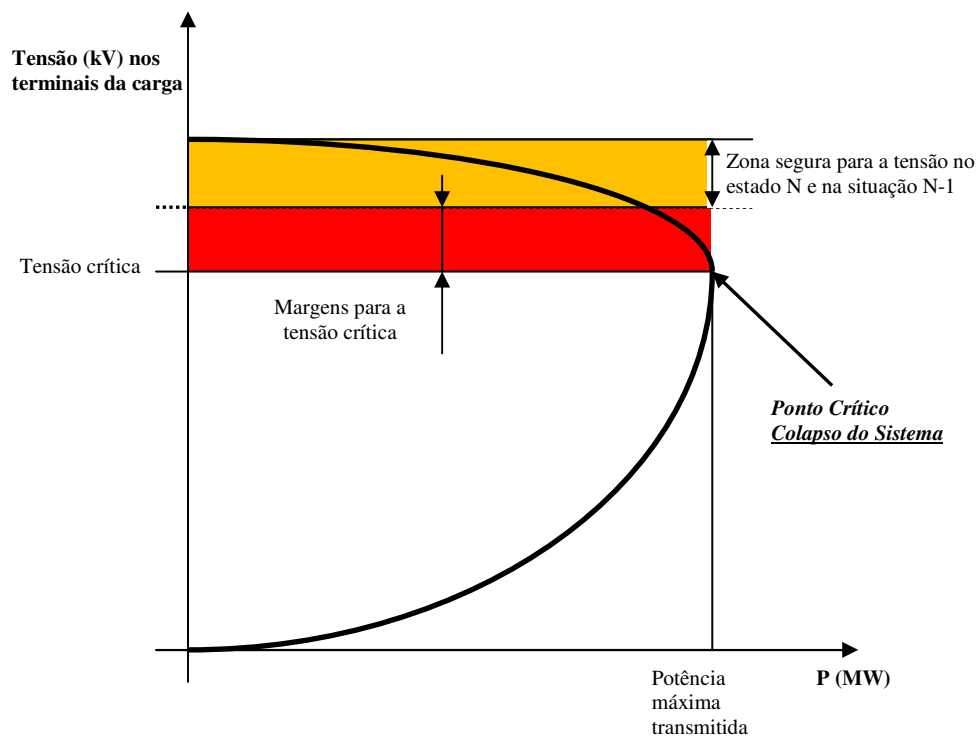


Figura 2.13 – Comportamento da tensão num S.E.E. [UCTE08]

Na figura 2.14 pode-se visualizar os limites da tensão.

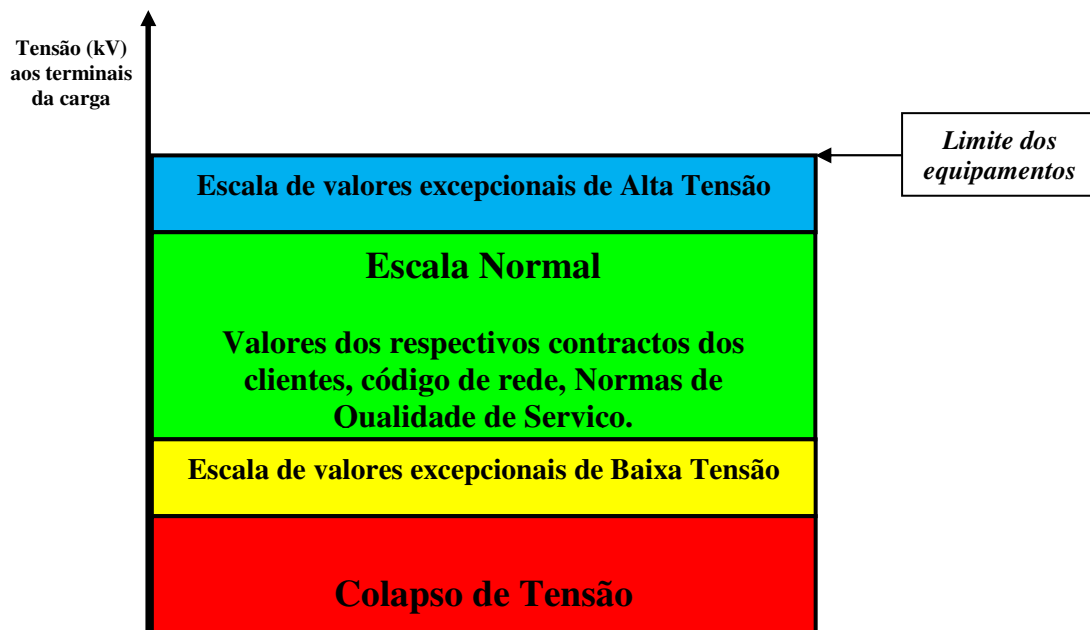


Figura 2.14 – Limites da Tensão [UCTE08]

c) Diferenças dos ângulos de Tensão

Depois da abertura ou da indisponibilidade das linhas de interligação a tentativa de reposição manual pode não ser efectuada pelos sincronizadores, em caso da diferença do ângulo de fase da tensão ultrapassar o ponto inicial do pré-ajuste do dispositivo de protecção.

O ajuste do ponto inicial depende das condições operacionais na respectiva área da rede. Enquanto os valores são escolhidos frequentemente em torno de 30^0 podem de igual modo serem significativamente mais baixos se as grandes unidades da geração estão próximas das linhas de interligação.

A estabilidade de tais geradores pode ser comprometida ou pelo menos as oscilações mais graves podem ser iniciadas pelas operações dos seccionadores, executadas em alta tensão através das diferenças do ângulo de fase. A estabilidade pode ligeiramente alcançada pela variância da sobreexcitação do gerador.

Como medida de último recurso, a reposição pode ser forçado, contornando os seccionadores, a operação é efectuada pelos operadores locais da subestação. É de máxima importância, efectuar uma simulação dinâmica após a reposição, que considere nos cálculos que o estimador de estado, não é suficiente para determinar os limites seguros.

A reposição, pode igualmente ser possível mesmo com ângulos não muito comuns e elevados de $40^0 \dots 50^0$, no entanto é necessário diminuir o ângulo antes da mudança do re-despacho ou mudando as tomadas dos transformadores.

Dependendo das condições da rede existente, adiamento da reposição pode ser preferível, a ter que contornar os seccionadores quando as condições de funcionamento esperadas são as mais favoráveis.

Em todos os casos as acções da reposição têm que ser coordenadas e acordadas por cada TSO vizinho que tenha sido possivelmente afectado.

2.3.5 Informação Partilhada pelos TSO

2.3.5.1. – Condições de Funcionamento das linhas de interligação

A informação dos valores da Transmissão Permanente Admissível da Carga e da Transmissão Temporária Admissível da Carga ou do conjunto (Transmissão Temporária Admissível da Carga; Duração), as condições de sobrecarga (duração aceitável da sobrecarga), e a Corrente de Saída Sem Atraso das linhas de interligação deve ser partilhada entre os *TSO* adjacentes. Informação mútua deve ser acordada e executada. Em caso de mudanças ou ajustes o *TSO*, tem que informar o *TSO* adjacente dos novos valores.

2.3.5.2 Coordenação entre TSO nas fronteiras.

A coordenação entre os *TSO* nas fronteiras é basicamente feita sobre os limites operacionais (Transmissão Permanente Admissível da Carga, Transmissão Temporária Admissível da Carga e Corrente de Saída Sem Atraso) a serem tomados em consideração nas linhas de interligação, são os valores mais restritivos entre os dois *TSO* respectivos. O *TSO* é ainda obrigado a informar o *TSO* vizinho sobre os ajustes ao equipamento de sincronização, para a supervisão do sincronizador instalado em linhas de interligação (diferença do ângulo de fase da tensão, diferença do módulo da tensão, diferença da frequência). E os ajustes aos sistemas de protecção para as linhas de interligação têm que ser coordenados entre *TSO*. Consequentemente o *TSO* é obrigado a informar antecipadamente os *TSO* vizinhos dos ajustes aos sistemas de protecção e das mudanças das condições de funcionamento das linhas de interligação.

2.3.6 Compromissos do TSO perante a situação de alarme. Execução dos alarmes na situação N.

Devido a um procedimento operacional em tempo real na situação N, os alarmes são gerados para diferentes pontos iniciais de operação, com a finalidade de serem tidos em atenção pelo operador, quando a carga ou a tensão alcançarem um certo valor

padrão. Se a medida em tempo real da carga ou da tensão dos elementos da rede ultrapassar os valores iniciais, o alarme correspondente dispara no ecrã do operador podendo activar um sinal sonoro na sala de comando. Os alarmes são gerados, pelo menos para cada linha de interligação e para cada linha de 380/400kV.

a) Alarmes relativos a Transmissão Permanente Admissível da Carga

Os *TSO* definem pelo menos um alarme, para chamar a atenção dos operadores quando a carga de um elemento da rede, alcança um valor próximo ou o igual ao valor da Transmissão Permanente Admissível da Carga no estado N.

b) Alarmes relativos à Tensão

Um alarme é pelo menos gerado, se o nível de tensão máximo é alcançado, num nó do sistema perto das subestações de fronteira. É também gerado um alarme, se o nível de tensão mínimo aceitável é alcançado num nó, nas subestações de fronteira pelo menos.

2.3.7 Medidas correctivas e *ASAP* (*As Soon As Possible*) para as restrições da rede

2.3.7.1 Introdução

Entende-se por medidas correctivas, qualquer medida aplicada a tempo pelo *TSO* de maneira a cumprir com os princípios de segurança N-1, dos Sistemas Eléctricos de Energia, tendo em consideração os trânsitos de potências e as restrições referentes às tensões. Existem dois tipos de medidas correctivas, as preventivas e as curativas. As medidas preventivas são aquelas que tentam antecipar, uma necessidade que possa ocorrer. As medidas curativas são aquelas, que são executadas após a ocorrência de uma contingência. O objectivo de medidas correctivas é respeitar inteiramente o princípio N - 1 que toma em consideração a inter-coordenação dos *TSO*. Após a ocorrência de uma contingência normal ou excepcional, se necessário, a execução de medidas correctivas deve ser efectuada sem restrições. Em todo o caso, os efeitos de saída em

cascata através das fronteiras devem ser impedidos por meio das medidas correctivas. Após a aplicação das medidas correctivas, o princípio N-1, “nenhuma saída em cascata com impacto fora de minhas fronteiras” deve ser sempre respeitado.

2.3.7.2 Medidas Correctivas

As medidas correctivas são definidas tendo em conta as restrições dos trânsitos de potências e da tensão da rede, visto que quando ocorre um evento ou uma contingência, um pode interferir com o outro. As medidas correctivas definidas pelo *TSO* para cada evento podem diferir de uma ocorrência para outra, dependendo das condições de operação do Sistema Eléctrico de Energia.

As medidas Preventivas (antes da ocorrência de uma contingência), as medidas curativas (depois da ocorrência da contingência) e correctivas devem ser previamente preparadas a quando do planeamento do sistema para poderem ser aplicadas em tempo real. Estas medidas correctivas (preventivas/curativas) são previamente avaliadas por simulações numéricas, de modo a avaliar a influência destas nas restrições do sistema e impedir também os efeitos negativos nos *TSO* vizinhos.

Quando uma contingência (ou uma medida correctiva) afectar os *TSO* vizinhos, e após uma troca de informação, os *TSO* envolvidos devem verificar a eficiência e as consequências das medidas correctivas através de uma simulação N-1 adicional. Tal verificação é primeiramente obtida, como já dito anteriormente na fase de planeamento do sistema. Relativamente às medidas correctivas, cada *TSO* deve preparar antecipadamente as acções correctivas, ou as suas ou em coordenação com os *TSO* vizinhos, de modo a serem implementadas a devido tempo, quando surgir qualquer contingência da lista de contingências.

2.3.7.3 *ASAP (As Soon As Possible)*

Após a ocorrência da primeira contingência, e da implementação das acções correctivas (anteriormente preparadas), se o *TSO* não está mais no estado N-1, condescendente com a ideia de surgir uma nova contingência, então executa imediatamente acções de carácter correctivo no sentido de ser eficaz o mais cedo possível (*As Soon As Possible*). A noção de *As Soon As Possible*, está relacionada com o atraso da execução das acções correctivas, para voltar a uma nova situação segura N-1, depois da ocorrência da primeira contingência e lidar com a possibilidade de ocorrência das seguintes (segunda e etc.) contingências que surjam. O Estado *ASAP* pode durar de alguns minutos a diversas horas. O estado *ASAP* não está associado à primeira contingência. Durante o estado de *ASAP*, o sistema é colocado em risco.

a) Primeira contingência sempre protegida por medidas correctivas

Para qualquer situação do sistema, o novo princípio N-1 exige que, após uma primeira contingência, os *TSO* estejam prontos para efectuarem as medidas correctivas necessárias no sistema de modo eficiente e sem atrasos. A primeira contingência está protegida pelo menos pelas medidas correctivas eficientes num curto espaço de tempo, cerca de alguns minutos (por exemplo de 15 a 20 minutos) de modo a manter o sistema seguro.

b) Segunda contingência protegida por medidas correctivas *ASAP*

Quando ocorre uma contingência, significa que ocorre a situação N-1, o *TSO* tem que aplicar as medidas correctivas já pré-definidas (referidas anteriormente no ponto a) e tem que verificar que o sistema está numa situação $\tilde{N}$ ($\tilde{N} = N-1 + \text{aplicação das medidas correctivas}$), nesta fase o *TSO* efectua os cálculos necessários para avaliar a segurança do sistema, faz a análise do risco e prepara novas medidas correctivas. As medidas correctivas estão relacionadas com as mudanças de topologia da rede, com o redespacho e com o *counter – trading*, e são preparadas pelo próprio *TSO*, ou pelos próprios *TSO* vizinhos. O *TSO* deverá implementar as medidas correctivas mesmo com um atraso mínimo, ou seja o mais cedo possível – *ASAP*. A coordenação regional deve

facilitar e realçar a procura de soluções coordenadas, em caso de pedido de ajuda. Em todo caso é incentivado o contacto com os vizinhos durante um curto espaço de tempo, até mesmo no início do processo para procurar medidas correctivas. Depois de ocorrer a primeira contingência, e com as medidas correctivas já preparadas, se essas medidas para uma contingência N-1 estiverem disponíveis e forem eficientes, muito rapidamente o Sistema volta ao estado normal. Quando as medidas não forem suficientes, o *TSO* informa o *TSO* vizinho sobre o sucedido, pedindo ajuda de forma a evitar e a reduzir o tempo de actuação das medidas. Isto significa que as novas medidas a serem lançadas no sistema, não podem estar disponíveis ou serem eficientes num curto espaço de tempo, pondo o sistema em risco. O estudo de novas medidas (para trazer para uma situação segura o sistema, após ter ocorrido uma nova situação N-1), não pode ser um processo demasiado longo, visto o sistema poder vir a ser comprometido após a ocorrência da contingência se nenhuma medida for convenientemente identificada. Tendo em conta que o *TSO* só possui um curto espaço de tempo para efectuar futuras medidas correctivas com os seus vizinhos. O atraso de “o mais cedo possível” não pode ser estimado, porque depende das restantes facilidades, disponíveis do Sistema Eléctrico de Energia (uma parte delas que são usadas para enfrentar os restrições que apareceram após a primeira contingência) e dos riscos dos efeitos em cascata. No entanto, quanto maior for o tempo entre a primeira e a segunda contingência, maior é a disponibilidade, e maiores são as facilidades para atenuar o congestionamento da rede e maior é o tempo para preparar e aplicar as medidas correctivas, e recuperar o sistema para uma situação segura, mas o risco de colapso mantém-se. Durante essa situação, o *TSO* que está em “alerta”, transmite a informação necessária aos *TSO* vizinhos e procura as medidas correctivas convenientes também com eles.

b₁) Curto *O MAIS CEDO POSSÍVEL* - ASAP

Se a situação for segura depois de um curto atraso, os *TSO* têm permissão para actuar “o mais cedo possível” para efectuar as medidas correctivas convenientes, de modo a não constituir um custo elevado (ligação de uma central eléctrica que pode durar 8 horas). Por exemplo, no caso de uma saída programada, com retorno ao sistema dentro de 2 horas, comparando com a necessidade de ligar uma central, que dura oito horas: o *TSO* não dá ordem para ligar a unidade de produção e assume o risco. Deve no entanto informar os seus vizinhos.

b₂) Longo O MAIS CEDO POSSÍVEL – ASAP

Depois de ocorrer uma contingência severa, como a destruição de um poste as medidas correctivas nem sempre podem tornar o sistema seguro no dia seguinte ao dia do acontecimento, além de que pode ocorrer uma nova indisponibilidade N-1. Neste caso, o TSO terá de encontrar soluções com os vizinhos, de modo a manter a segurança do sistema e tem de estar pronto no caso de podem vir a ocorrer situações de emergência. Numa situação tão insegura como esta, o “ASAP - o mais cedo possível”, dura um longo período de tempo, embora algumas medidas coordenadas possam ser activadas. Na figura 2.15 pode-se visualizar a gestão do risco, que é feito pelo TSO.

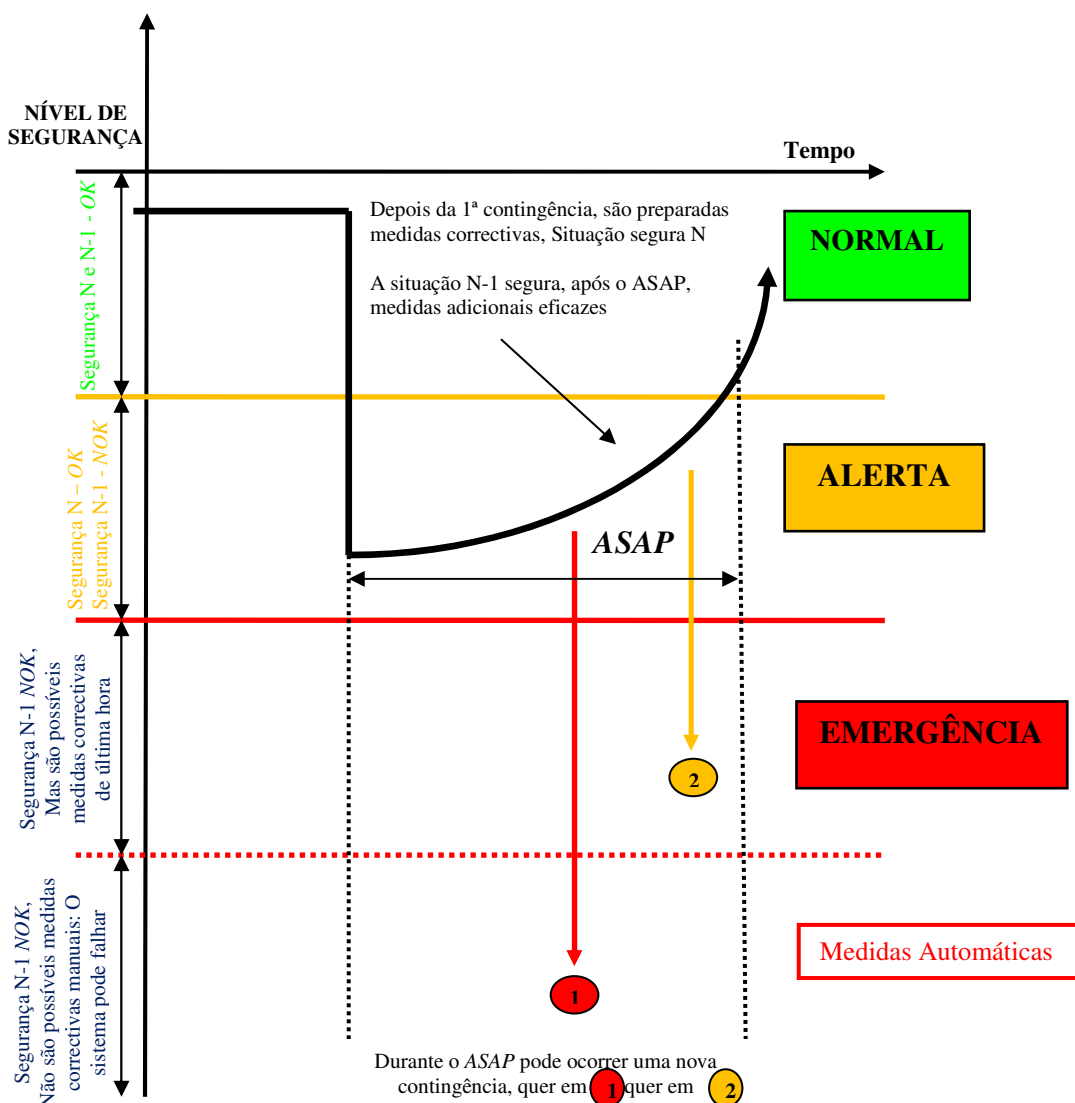


Figura 2.15 – ASAP – As Soon As Possible e Medidas Correctivas [UCTE08]

ASAP – As Soon As Possible

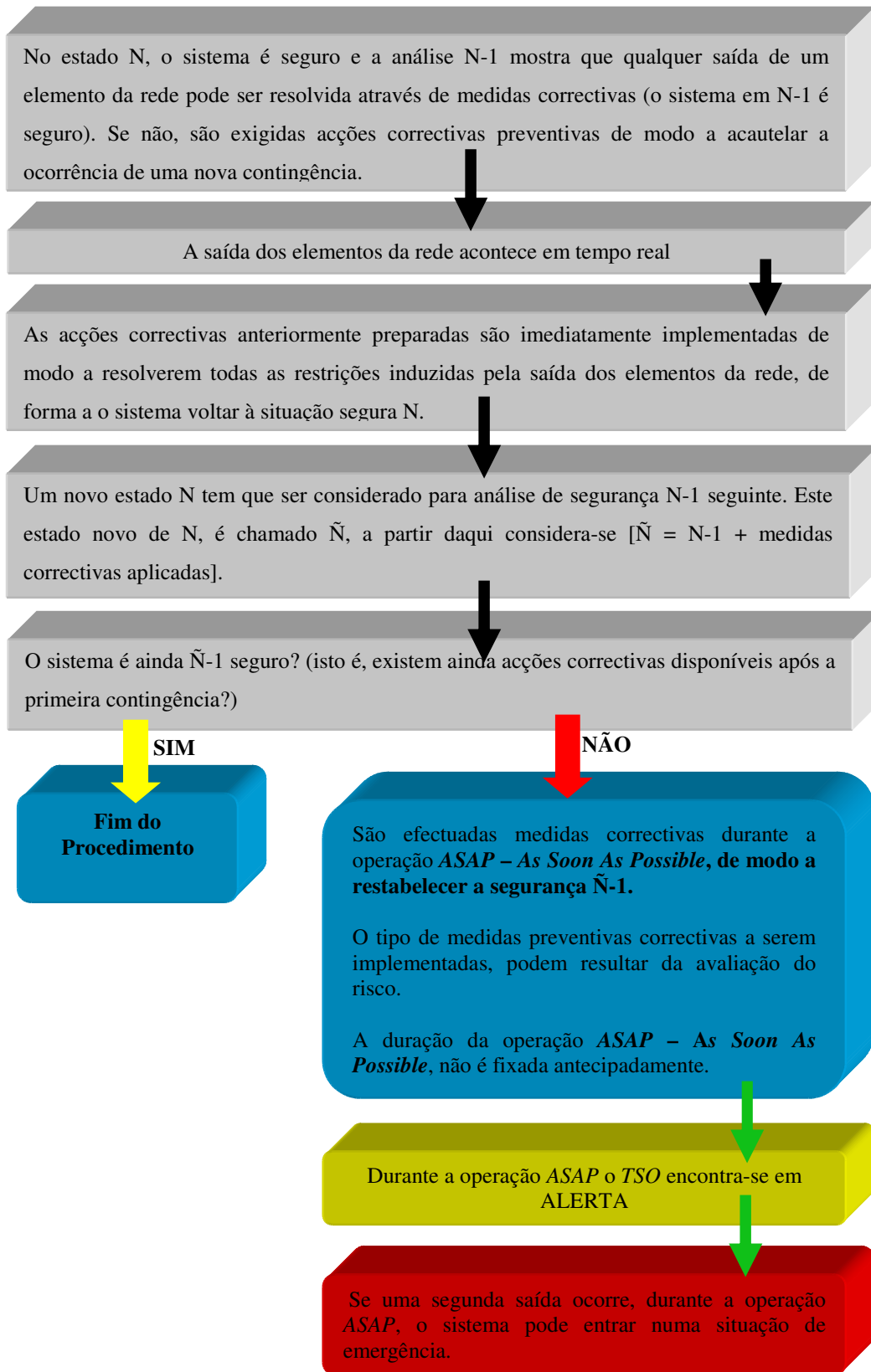


Figura 2.16 – Grau de aceitação de “não são possíveis medidas correctivas” pelo TSO [UCTE08]

Em consonância com a situação acima mencionada, em caso de acontecer uma contingência $\tilde{N}$ -1 (a segunda a aparecer), numa primeira fase o *TSO* pode enfrentar uma impossibilidade de cobrir o risco, efectuando no entanto os seus “melhores esforços”.

2.4 A Segurança da Rede Eléctrica Nacional

2.4.1 Operação da Rede Eléctrica Nacional

Os quatro estados possíveis para o funcionamento da Rede Eléctrica Nacional são, segundo o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema, o Estado Normal, o Estado de Alerta, o Estado de Emergência e o Estado de Reposição [REN08]. Para cada um destes estados é descrito, de seguida, as operações que se devem efectuar a nível de operação da Rede Eléctrica Nacional. Na figura 2.17 pode-se visualizar a rede Eléctrica Nacional.

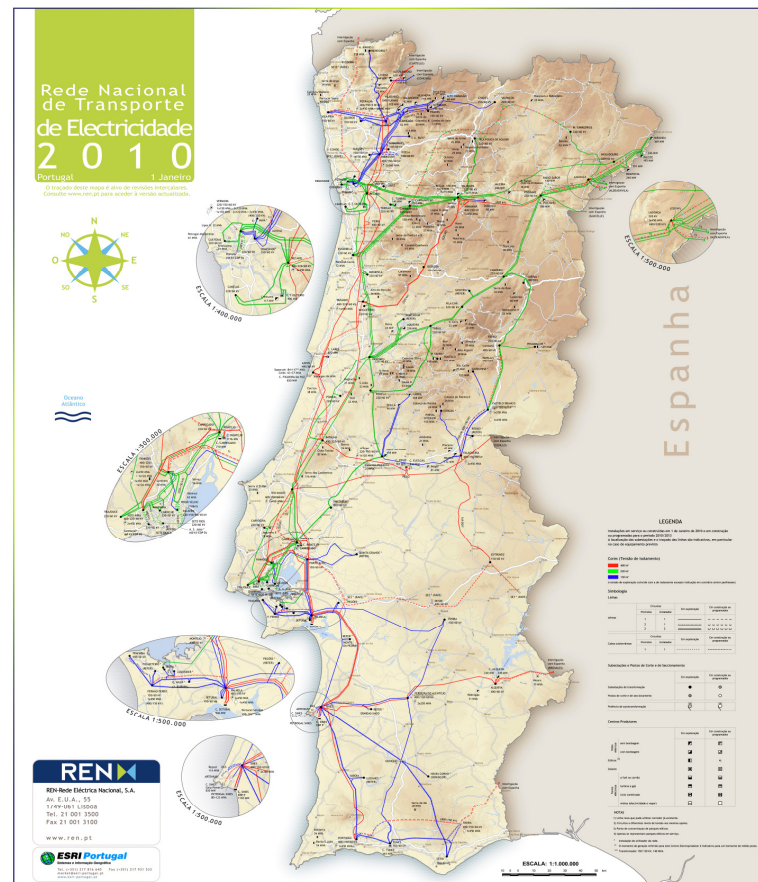


Figura 2.17 – Rede Eléctrica Nacional em 2010

2.4.1.1 Operação em Estado Normal

No Estado Normal a operação da rede deve ser feita visando a estabilização num ponto de funcionamento que cumpra os critérios de segurança, mediante o controlo das tensões, dos trânsitos de energia e da adopção oportuna de medidas preventivas decorrentes da análise de contingências em tempo real.

Todas as manobras que devam ser realizadas na Rede Nacional de Transporte devem contar com a anuência prévia do Gestor do Sistema, excepto aquelas cuja necessidade se fique a dever à existência de risco iminente para a segurança das pessoas ou das instalações. Neste caso a empresa que as realiza deve informar posteriormente o Gestor do Sistema no período de tempo mais pequeno possível [REN08].

2.4.1.2 Operação em Estado de Alerta

Quando a rede está a ser operada em Estado de Alerta, todas as manobras na Rede Nacional Transporte são efectuadas para devolver o sistema ao seu estado normal ou para minimizar as consequências, se o estado do sistema evoluir para o de emergência ou de reposição. Por conseguinte, o Gestor do Sistema determina as acções mais adequadas sobre a topologia de rede e o perfil de geração. Envia ainda para as empresas responsáveis pelas instalações, as instruções necessárias para a execução das manobras pretendidas. O processo a seguir na detecção e correcção duma situação de alerta é o seguinte: Avaliação dos potenciais riscos que advêm da ocorrência de determinadas contingências, determinação e análise de possíveis medidas correctivas e preventivas e aplicação das medidas correctivas e preventivas pretendidas [REN08].

a) Avaliação dos riscos potenciais

Depois de determinadas as contingências que provocam violações dos limites estabelecidos no ponto 2.2.1, identificam-se, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema eléctrico [REN08].

Deve estabelecer-se um nível de risco especial para as contingências que provoquem incidentes de grande amplitude com consequências potencialmente importantes, tais como:

- Um incidente generalizado (disparos em cadeia, colapso de tensão, perda de estabilidade que pode levar à perda duma grande parte do sistema, etc.).
- Um incidente de grande amplitude, sem no entanto chegar a degenerar num incidente generalizado, pode afectar uma parcela importante do mercado ou da Rede Nacional Eléctrica.

Na avaliação do risco de cada uma das contingências deve-se prestar especial atenção às circunstâncias que possam aumentar a probabilidade da sua ocorrência, tais como:

- Condições atmosféricas adversas (descargas atmosféricas, vento, neve, gelo, etc.).
- Risco de incêndio que possa afectar as instalações, respectivos elementos e/ou equipamentos.
- Anomalias identificadas em equipamentos.
- Trabalhos em tensão.
- Alertas especiais relacionados com sabotagens.

b) Determinação e análise das possíveis medidas correctivas e preventivas

Quando uma determinada contingência ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema o Gestor do Sistema deve elaborar um plano de salvaguarda para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem dessas contingências. Estes planos de salvaguarda têm em conta as acções preventivas e/ou correctivas, que devem aplicar-se na operação com o objectivo de garantir a segurança do sistema (alteração da topologia da rede, redespachos de geração, reposição de emergência de elementos indisponíveis, transferência de consumos para outras instalações, activação da ininterruptibilidade de cargas, etc.) [REN08].

Quando a segurança do sistema, perante as contingências, poder ser controlada de forma rápida mediante a aplicação de medidas correctivas na pós-contingência (alteração da topologia da rede, redespacho de geração, transferência de consumos para outras instalações, activação da interruptibilidade de cargas, etc.), não deverá ser necessário tomar medidas correctivas mais dispendiosas.

Quando as contingências provocam um incidente generalizado ou um incidente de grande amplitude e as possíveis acções correctivas pós-contingência não possam num espaço de tempo razoavelmente curto ser efectuadas, como seria por exemplo o caso de requerer a ligação dum novo grupo térmico, então nesta situação é necessário adoptar medidas preventivas. Medidas essas que podem passar desde a mobilização de novas unidades de produção, inicialmente não incluídas na programação, até à modificação de programas previstos na interligação, etc. Se forem possíveis diversas soluções, será realizada aquela que introduza menor sobrecurso no sistema.

c) Aplicação das acções correctivas e preventivas

Quando for necessário adoptar medidas correctivas ou preventivas, estas devem aplicar-se o mais cedo possível, em particular quando ocorrem em circunstâncias especiais que possam incrementar a probabilidade da ocorrência de outras contingências [REN08].

Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, o Gestor do Sistema (GS) dará as instruções oportunas às empresas afectadas, que devem responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento. Se estas empresas encontrarem algum inconveniente para a sua concretização, comunicarão ao GS essa circunstância com a maior brevidade possível. Perante uma eventualidade deste tipo, o GS determinará as alternativas de operação que estas devem executar.

2.4.1.3 Operação em Estado de Emergência

Quando o sistema se encontra no estado de emergência, o GS tem que dar prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até o sistema se encontrar novamente no estado normal. Nesta situação, o GS toma as medidas que achar necessárias, actuando sobre o sistema de produção e transporte, para conseguir, de uma forma rápida e eficaz, que as variáveis de controlo de segurança do SEN (Sistema Eléctrico Nacional) voltem ao seu estado normal.

Nesta situação é dada prioridade às medidas que se mostrem mais eficazes, considerando que a rapidez da sua implementação é essencial, mais ainda quando as

violações existentes dos critérios de segurança são graves. No caso de surgir alguma interrupção no fornecimento de energia eléctrica motivada por um incidente na RNT (Rede Nacional de Transporte), o GS dará as instruções necessárias às empresas afectadas e coordenará as suas actuações para conseguir a reposição de serviço numa forma segura e no menor espaço de tempo possível [REN08].

2.4.1.4 Actuação em Estado de Reposição

Quando o sistema se encontra no Estado de Reposição este processo é coordenado e dirigido pelo GS em todo o momento, até colocar o sistema no estado normal de operação.

Quando for detectada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema, o GS efectua de uma forma prioritária a reposição urgente do fornecimento eléctrico.

Neste caso o GS, juntamente com o contributo das empresas com instalações afectas à RNT, os produtores e operadores das redes de distribuição, actua sobre os elementos da RNT da forma seguinte, segundo o Manual de procedimentos do Gestor do Sistema [REN08].

- Activa os Planos de Reposição de Serviço (PRS) correspondentes, quando estes sejam aplicáveis nas características e/ou extensão do incidente, podendo o GS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselhem.
- Caso não existam PRS específicos, coordena as manobras de reposição dando as instruções de despacho necessárias, baseando as suas decisões na sua própria experiência e nas ferramentas de ajuda de que disponha.
- Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objectivo é manter, ou recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Para isso, o GS toma as medidas que sejam precisas para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações. Se preciso, anula os programas de trocas estabelecidos na interligação solicitando energia de apoio se tal se revelar necessário,

nos termos indicados em cada procedimento acordado com o operador de sistema correspondente.

- Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais breve possível, o equilíbrio entre a geração e o consumo, evitando o uso prolongado do apoio fornecido pelos sistemas interligados, através das respectivas interligações internacionais.
- Adopta as medidas adequadas para assegurar a alimentação dos serviços auxiliares do parque electroprodutor de modo geral e, com carácter prioritário, no caso das centrais térmicas.
- Suspende as indisponibilidades em curso que possam ter incidência no processo de reposição. Adicionalmente, cada sala de comando do GS tomará as medidas necessárias para assegurar o correcto funcionamento dos sistemas informáticos, das vias de telecomunicações e da alimentação eléctrica da própria sala e das instalações vitais.

Se uma sala de comando do GS ficar inabilitada para operar, é a sala de comando de emergência quem assume temporariamente as funções daquele, informando dessa eventualidade o OS (Operador de Sistema) vizinho. Cada sala de comando deverá estabelecer os procedimentos operativos para a correcta operação do seu centro de controlo de emergência. Cada sala de comando alerta ainda os responsáveis das diferentes instalações e serviços para que de uma forma coordenada possibilitem uma rápida intervenção.

2.4.2 Manual de Procedimentos da Rede Eléctrica Nacional

Os graves incidentes verificados nos Sistemas Eléctricos de Energia de vários países ocorridos nas últimas décadas, têm levado a um estudo cada vez mais pormenorizado da análise de segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia [REN08].

À medida que os sistemas vão crescendo, a manutenção dos valores das tensões dentro dos limites pré-estabelecidos, em vários pontos da rede, nomeadamente quando

ocorrem contingências, vai adoptando progressivamente uma maior dificuldade. A importância de um fornecimento ininterrupto de energia eléctrica, torna indispensável o estudo do trânsito de potências em tempo real. Uma série de funções de análise de segurança são desenvolvidas para ajudar o operador na realização do controlo de segurança de um Sistema Eléctricos de Energia.

Estas funções compreendem o cálculo do nível de segurança das variáveis obtidas através do estudo da saída de serviço de linhas de transmissão, bem como o controlo para atingir o nível de segurança do sistema. Este controlo garante um constante fornecimento de energia eléctrica ao longo do tempo [Vega00].

A análise da segurança é um dos aspectos importantes a considerar na exploração e condução de um Sistema Eléctricos de Energia, pois permite conhecer o comportamento do sistema após a ocorrência de uma contingência [Wood96].

Na Rede Eléctrica Nacional esta análise é feita tendo em conta as actuais exigências de Qualidade de Serviço, impostas às empresas do sector eléctrico. Estas exigências obrigam ao desenvolvimento de processos eficientes de análise e de reacção a incidentes, que por várias razões não estejam previstos nos critérios de segurança estabelecidos [Almeida05].

2.4.2.1 Contingências a considerar na análise de segurança

Segundo o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema de Junho de 2007 “devem ser realizados os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de modo a identificar quais os incidentes que possam provocar na rede de transporte violação das margens estabelecidas para as variáveis de controlo e segurança do sistema eléctrico de sua responsabilidade e aplicar os planos de segurança adequados” [REN07]

Os estudos de análise de segurança devem considerar de um modo geral a falha simples de um qualquer componente do sistema (critério N-1) ou seja, grupo gerador,

circuito de linha, transformador ou condensador. Consideram-se ainda as seguintes contingências [REN08]

- A falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas que tenham no seu traçado corredores de apoios comuns com mais de 35 km. No entanto, numa situação em tempo real, pode não se considerar esta contingência na análise de segurança, se o risco de ocorrer esta contingência for baixo, por não existirem condições meteorológicas adversas, nem de qualquer outro tipo que afectem negativamente o funcionamento da linha.
- A falha do maior grupo gerador de uma região e a falha sucessiva de uma das linhas de ligação com o resto do sistema ou falha de outro grupo da mesma região quando, após uma primeira falha simples (grupo ou linha), o sistema fica num estado de alerta e não seja possível recuperar o estado normal de funcionamento mediante a utilização dos meios disponíveis para a operação em tempo real.

2.4.2.2 Caracterização do funcionamento do sistema eléctrico Português em estado normal

A caracterização do funcionamento do Sistema Eléctrico Português, torna-se extremamente importante, para se compreender todo o estudo efectuado na Rede Eléctrica Nacional. Esta caracterização do estado normal foi feita tendo em conta o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

a) Frequência

O Sistema Eléctrico Nacional está interligado com o Sistema Europeu, as margens de variação de frequência deverão estar de acordo com as referências estabelecidas para manter a frequência em todo o sistema europeu interligado.

As margens podem ser excedidas temporariamente se uma parte do Sistema Eléctrico Nacional esteja a funcionar em rede isolada, desligado portanto do restante

Sistema Europeu. A frequência do sistema é de 50Hz. No entanto, pode assumir outro valor consignado pela UCTE com o objectivo de corrigir a hora síncrona.

b) Tensão

Na Rede Eléctrica Nacional as tensões devem estar compreendidas dentro de determinados limites. Segundo o manual de Procedimentos do Gestor de Sistema da Rede Eléctrica Nacional, para o nível de 400 kV o mínimo é de 380 kV (95%) e o máximo de 420 kV (105%), para o nível de 220 kV o mínimo é de 209 kV (95%) e o máximo de 245 kV (111%), para o nível de 150 kV o mínimo é de 142 kV (95%) e o máximo de 165 kV (110%). Para os 60 kV, os valores são fixados caso a caso, por acordo com a distribuição, nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço.

Após a ocorrência de uma contingência, a tensão poderá variar segundo os critérios de segurança estabelecidos.

c) Carga

Os níveis de carga dos elementos da rede de transporte não devem superar a capacidade nominal dos transformadores, nem a capacidade térmica permanente das linhas da rede de transporte definidas para cada período sazonal. No entanto, a capacidade em regime permanente pode limitar-se a um valor inferior ao indicado quando por razões de estabilidade dinâmica, exista risco de colapso de tensão ou por qualquer outra situação que o exija. Após a ocorrência de uma contingência, a carga dos elementos da rede poderá atingir os valores estabelecidos segundo os critérios de segurança.

2.4.3 Critérios de Segurança

Para as contingências a considerar na análise de segurança da Rede Eléctrica Nacional, estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema e descritas no ponto 2.2.1, as variáveis de controlo de segurança do sistema devem permanecer dentro dos limites indicados no pontos seguintes, não se produzindo para essas

contingências cortes de consumos, devendo-se cumprir adicionalmente as condições estabelecidas na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

2.4.3.1 A segurança (N-1)

Os critérios de exploração e a planificação adoptada para os Sistemas Eléctricos de Energia, geralmente, baseiam-se na regra de segurança N-1, a qual atesta que o sistema continua a operar de forma estável quando ocorrer uma falha simples (saída de serviço) de um componente.

A análise de contingências, neste ponto, vai consistir em retirar de serviço, no caso base, todas as linhas existentes no sistema individualmente, correndo um trânsito de potências para cada caso. Com este estudo consegue-se avaliar a robustez da rede, atribuindo nesta análise especial importância às linhas mais “carregadas” (i.e., o valor do fluxo de potência está mais próximo do valor de capacidade da linha). No final desta análise é executado um relatório, onde constarão quais as linhas que ao serem retiradas de serviço darão origem a violações de limites, referindo também quais as violações.

As saídas de serviço podem ser planeadas para se proceder a acções de manutenção ou podem ser forçadas por condições climatéricas, avarias e por outras contingências.

As linhas ou transformadores são retirados de serviço por acção de um disjuntor (uma das facilidades do programa que permite, *on-line*, colocar em serviço e retirar de serviço qualquer elemento da rede). Quando isso acontece as correntes nas linhas são redistribuídas ao longo da rede e as tensões nos barramentos mudam. Um novo regime permanente de tensões nos barramentos e de correntes nas linhas é calculado. Através desta análise ir-se-á conhecer se existem e quais as sobrecargas de corrente nas linhas, as violações do limite da capacidade das linhas e as violações de tensão (em módulo) nos barramentos.

É importante o conhecimento e a existência de uma avaliação de como são alterados os valores do fluxo de corrente nas linhas e de tensão nos barramentos sempre

que é retirada uma linha de serviço, com o objectivo de se poder prevenir sobrecargas excessivas e valores inaceitáveis de tensão. Na análise de segurança a efectuar devem ser consideradas as contingências nas condições abaixo descritas, recorrentes de falhas simples de um qualquer elemento do Sistema Eléctrico de Energia (critério N-1), de falhas simultâneas dos dois circuitos das linhas duplas e da falha do maior grupo gerador de uma zona e de uma linha de interligação da dita zona com o restante sistema [REN07].

A ocorrência da avaria de um qualquer componente de um Sistema Eléctrico de Energia, neste caso para a Rede Eléctrica de Transporte Portuguesa [REN07], não deverá ter como consequências:

- Interrupções no abastecimento de energia nem degradação significativa da qualidade com que esta é fornecida;
- Sobrecargas permanentes nas linhas de transporte, podendo, no entanto, serem admitidas sobrecargas transitórias até 15% da capacidade nominal de duração igual ou inferior a 15 minutos.
- Sobrecargas em permanência nos transformadores, podendo, no entanto, ser admitidas sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 5% da sua capacidade nominal, no Verão e 20% no Inverno.

Após o acidente, as tensões em regime estacionário deveram estar compreendidas entre os seguintes limites:

- Nível de 400 kV, entre 372 e 420 kV;
- Nível de 220 kV, entre 205 e 245 kV;
- Nível de 150 kV, entre 140 e 165 kV;
- Nível de 60 kV, são admitidas variações máximas de +/- 5% em volta das tensões referidas no ponto 2.2.2.2, nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço.

2.4.4 Medidas preventivas e Activas

Não é possível encontrar 100% de fiabilidade e segurança num Sistema Eléctrico de Energia. Erros humanos e actos da natureza (tempestades de gelo, furacões, etc...) são factos da vida que não podem ser eliminados. O objectivo será manter um nível adequado de fiabilidade e segurança do sistema para minimizar o risco de grandes blackouts, resultantes de avarias em cascata.

A maneira mais directa é minimizar o risco de perturbações, e pode ser feito através de manutenção regular, ou seja avaliação e teste dos equipamentos das centrais e das subestações de energia, para assegurar que o mesmo é mantido em boas condições e que está a funcionar de acordo com os parâmetros de projecto; para além de aumentar o tempo de vida dos equipamentos, o teste e a manutenção destes, ajuda a identificar características inadequadas no controlo e nos sistemas de protecção, minimizando o risco da ocorrência de distúrbios que derivam do incorrecto funcionamento dos aparelhos. Adicionalmente à medida preventiva referida, existem também medidas activas que podem ser tomadas para prevenir a falha em cascata provocada por uma grande perturbação.

Tais medidas passam pela utilização de uma elevada gama de tecnologias algumas que já se encontram implementadas e outras que são novas ou emergentes e que podem minimizar significativamente o impacto do evento, e assim ajudam a mitigar o risco do incidente se espalhar. Algumas destas tecnologias são:

- Controlos de emergência coordenados (tais como sistemas de protecção especiais);
- Sistemas de transmissão AC flexíveis e sistemas de transmissão de alta tensão em corrente contínua;
- Controlo e monitorização do sistema em tempo real;
- Retransmissão adaptável;
- Tecnologias de geração distribuídas;
- Controlo e monitorização de uma vasta área;
- Avaliação com base em riscos do sistema de segurança.

2.5 Conclusão

Neste capítulo, analisou-se e caracterizou-se de uma forma sucinta a segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia, nomeadamente da Rede Eléctrica Nacional. A abordagem apresentada analisou de uma forma não aplicada a importância dos diferentes estados de segurança e o modo como se pode processar o controlo do SEN quando evolui pelos quatro diferentes estados possíveis de funcionamento.

A análise N-1 de contingências, consiste em retirar de serviço, um componente do sistema, garantindo que o sistema continua a operar de forma segura. A importância da análise N-1 abordada neste capítulo permite avaliar com segurança a robustez da rede em estudo dando uma maior importância às linhas sobrecarregadas.

Ao longo deste estudo verificou-se que os incidentes, que levam os sistemas ao colapso, são praticamente imprevisíveis, nem o melhor dos sistemas eléctricos de energia alguma vez criado poderá garantir um critério de segurança eficaz de modo a evitar este género de incidentes. Para minimizar o risco da ocorrência destes incidentes é necessário efectuar simulações e análises aos pontos mais críticos dos sistemas, de modo a permitir definir procedimentos de actuação em casos de emergência e o treino eficaz dos operadores das salas de comando que supervisionam e controlam a rede em tempo real, de modo a tornar a sua performance mais eficiente perante este tipo de cenários. Rapidamente se conclui que o tempo é o pior inimigo dos operadores de rede, que por vezes pode levar o operador a cometer erros, visto que à falta de dados do sistema em tempo real, apenas têm uma estimativa do que se passa em todo o sistema. Hoje em dia todos os sistemas estão interligados uns com os outros, solução que se revela extremamente eficaz no intercâmbio de energia com os sistemas vizinhos. Mas este tipo de solução tem inconvenientes, tais como, se um dos sistemas começar a entrar em colapso e se os outros sistemas não tiverem uma reacção rápida perante esta situação todos os sistemas poderão entrar em colapso. Logo, rapidamente se conclui que para evitar este tipo de situações é necessário seguir a regra dos três “Cs”, ou seja, comunicação, cooperação e coordenação. Um bom exemplo disto, foi o incidente de 4 de Novembro de 2006, em que a rápida acção de todos os operadores do sistema da rede europeia (*UCTE*), trabalharam todos em conjunto minimizando o impacto em toda a rede [Pestana06].

Capítulo III

TÉCNICAS DE *DATA MINING* PARA SELECÇÃO DE CONTINGÊNCIAS

3.1 Introdução

Actualmente a maioria das empresas/organizações produz mais dados numa semana do que muitas pessoas irão ler em toda a sua vida. A grande concentração de informação necessita de uma aplicação de processos de análise inteligente, visando a manipulação automática.

Os dados armazenados digitalmente sofreram um aumento drástico nos últimos 40 anos e continuam a crescer cada vez mais. Os tradicionais métodos de tratamento de dados falham quando se deparam perante enormes quantidades de dados. Neste tipo de desafios, as técnicas de *Data Mining* tornam-se eficazes [Santos05].

As técnicas de *Data Mining* têm vindo a ser cada vez mais usadas por empresas e/ou organizações, sendo capazes de inter-relacionar informações passadas com informações presentes e predeterminar as do futuro, pois conseguem prever o comportamento do sistema, e criar um conjunto de regras de forma a concluir a melhor maneira de gerir produtos e negócios.

O verdadeiro valor destas bases de dados, verifica-se na habilidade de extrair informações úteis para suporte de decisões ou aplicações, uma vez que os conjuntos de dados sem tratamento, raramente têm benefícios directos nas suas diversas aplicações.

Data Mining ou mineração de dados é então um processo de extracção de informação válida, previamente desconhecida e de máxima abrangência a partir de grandes bases de dados, usando-as para efectuar decisões fundamentais. É também um método de descoberta de novas correlações, padrões e tendências entre grandes quantidades de informação. No entanto, é algo mais do que simples consulta a uma base de dados, no sentido em que permite aos utilizadores explorar e inferir informação útil a partir de dados, descobrindo relacionamentos escondidos numa base de dados.

Na maioria da literatura sobre este tema, as técnicas de *Data Mining* são consideradas como uma parte do processo de Descoberta de Conhecimento em Base de Dados (*KDD – Knowledge Discovery in Databases*). O termo *KDD* é usado para representar o processo de tornar dados de baixo nível em conhecimento de alto nível, enquanto mineração de dados pode ser definida como a extracção de padrões ou modelos de dados observados. As técnicas de *Data Mining* combinam métodos e ferramentas nomeadamente das seguintes áreas: aprendizagem de máquina, estatística, base de dados, sistemas especialistas e visualização de dados [Goebel99].

Data Mining é a exploração e a análise, por meio automático ou semiautomático, de grandes quantidades de dados, a fim de descobrir padrões e regras significativos” [Berry97]. Os principais objectivos das técnicas de *Data Mining* são descobrir relacionamentos entre dados e fornecer auxílios para que possam ser feitas previsões de tendências futuras baseadas no passado.

Os resultados obtidos com a mineração de dados podem ser usados no processamento de informação, processamento de pedidos de informação, tomada de decisão, controle de processo e muitas outras aplicações.

A mineração de dados pode ser aplicada de duas formas: como um processo de verificação e como um processo de descoberta [Groth98]. No processo de verificação, o usuário sugere uma hipótese acerca da relação entre os dados e tenta prová-la aplicando

técnicas, como análises estatística e multidimensional, sobre um base de dados contendo informações passadas. No processo de descoberta não é feita nenhuma suposição antecipada. Esse processo usa técnicas, tais como descoberta de regras de associação, árvores de decisão, algoritmos genéticos e redes neurais.

3.2 Origem dos dados

As técnicas de mineração de dados podem ser aplicadas sobre bases de dados operacionais ou sobre *Data Warehouse* (DW) ou *Data Mart*, nos quais geralmente resulta uma informação melhor, pois os dados normalmente são preparados antes de serem armazenados no DW ou *Data Mart* [Dias98]. Podem ser aplicadas, também, sobre um *data set*, que pode ser definido como uma “base de dados” (em um sentido fraco do termo) contendo apenas o conjunto de dados específico para um tipo de investigação a ser realizada.

“Um DW é um conjunto de dados baseado em assuntos, integrado, não volátil e variante em relação ao tempo, de apoio às decisões gerenciais” [Inmon97]. No princípio, a expressão representava simplesmente um armazém de dados, como é a tradução de DW; porém, ao longo do tempo, vem recebendo diversos incrementos na sua estrutura que vai sendo melhorada.

Um DW tem por objectivo oferecer organização, processamento e integração de bases de dados, assim como ferramentas para sua exploração, para se obterem vantagens competitivas no mercado. É construído, tendo como base, outras bases de dados operacionais que podem estar implementadas em diferentes plataformas na organização. É usado, geralmente, em aplicações de suporte à tomada de decisão. Um *Data Mart* é um DW departamental, isto é, um DW construído para uma área específica da organização [Inmon97].

A técnica de *Data Mart* facilita a tomada de decisões em nível departamental e permite dados relacionais ou multidimensionais não voláteis [Dias98].

3.3 Tarefas desempenhadas por técnicas de mineração de dados

As técnicas de mineração de dados podem ser aplicadas a tarefas tais como classificação, estimativa, associação, segmentação e sumarização. Essas tarefas são descritas a seguir.

3.3.1 Classificação

A tarefa de classificação consiste em construir um modelo que possa ser aplicado a dados não classificados visando categorizá-los em classes. Os objectos são estudados e classificados de acordo com uma classe definida [Harrison98].

“A tarefa de classificação pode ser considerada como uma tarefa mal definida, indeterminística, que é inevitável pelo facto de envolver predição” [Freitas00].

Como exemplos de tarefas de classificação pode-se referir: classificar pedidos de créditos como de baixo, médio e alto risco; esclarecer pedidos de seguros fraudulentos; identificar a forma de tratamento na qual um paciente está mais propício a responder, baseando-se em classes de pacientes que respondem bem a determinado tipo de tratamento médico [Goebel99] [Shafer96].

3.3.2 Estimativa (ou Regressão)

A estimativa ou regressão é usada para definir um valor para uma variável contínua desconhecida como, por exemplo, receita, altura ou saldo de cartão de crédito [Harrison98]. Na regressão trabalha-se com resultados contínuos, enquanto que na classificação trabalha-se com resultados discretos. Pode ser usada para executar uma tarefa de classificação, convencionando-se que diferentes faixas (intervalos) de valores contínuos correspondem a diferentes classes.

“Regredir é aprender uma função que mapeia um *item* de dado para uma variável de predição real estimada” [Fayyad96].

Como exemplos de tarefas de estimativa tem-se: estimar o número de filhos numa família; estimar a renda total de uma família; estimar o valor em tempo de vida de um cliente; estimar a probabilidade de um paciente morrer baseando-se nos resultados de um conjunto de diagnósticos médicos; prever a procura de um consumidor para um novo produto [Fayyad96] [Harrison98].

3.3.3 Associação

A tarefa de associação consiste em determinar quais *itens* tendem a ocorrerem (serem adquiridos juntos) numa mesma transacção.

“A tarefa de associação pode ser considerada uma tarefa bem definida, determinística e relativamente simples, que não envolve predição da mesma forma que a tarefa de classificação” [Freitas00].

Um exemplo clássico desta tarefa é determinar quais os produtos que costumam ser colocados juntos num carrinho de supermercado, daí o termo ‘análise de *market basket*’. As cadeias de Hipermercados usam a associação para planear a disposição dos produtos nas prateleiras das lojas ou num catálogo, de modo que os *itens* geralmente adquiridos na mesma compra estejam próximos entre si [Harrison98].

3.3.4 Segmentação ou *Clustering*

A segmentação é um processo de partição de uma população heterogénea em vários subgrupos ou *clusters* mais homogéneos. Na segmentação, não há classes predefinidas, os registos são agrupados de acordo com a semelhança, o que a diferencia da tarefa de classificação [Harrison98].

Exemplos de segmentação: agrupar os clientes por região do país, agrupar clientes com comportamento de compra similar agrupar secções de usuários Web para prever comportamento futuro de usuário [Goebel99] [Mobasher00].

3.3.5 Sumarização

A tarefa de sumarização envolve métodos para encontrar uma descrição compacta para um subconjunto de dados [Fayyad96].

Um exemplo simples desta tarefa poderia ser tabular o significado e desvios padrão para todos os *itens* de dados. Métodos mais sofisticados envolvem a definição de regras de sumarização.

3.4 Técnica de mineração de dados mais adequada

A escolha de uma técnica de mineração de dados para utilizar não é uma tarefa fácil. A escolha das técnicas de mineração de dados dependerá da tarefa específica a ser executada e dos dados disponíveis para análise. A selecção das técnicas de mineração de dados deve ser dividida em dois passos [Harrison98]):

O primeiro é traduzir o problema de negócio a ser resolvido em séries de tarefas de mineração de dados;

O segundo é compreender a natureza dos dados disponíveis em termos de conteúdo e tipos de campos de dados e estrutura das relações entre os registos.

Essa escolha pode também ser baseada, em critérios para classificação das técnicas. Uma relação desses tipos de critérios é: “Diferentes esquemas de classificação podem ser usados para categorizar métodos de mineração de dados sobre os tipos de bases de dados a serem estudados, os tipos de conhecimento a serem descobertos e os tipos de técnicas a serem utilizadas” [Chen96].

3.4.1 Bases de dados

Um sistema de conhecimento pode ser classificado de acordo com os tipos de bases de dados sobre os quais as técnicas de mineração de dados são aplicadas, tais como: bases de dados relacionais, bases de dados de transacção, orientados a objectos,

dedutivos, espaciais, temporais, de multimédia, heterogéneos, activos, de herança, base de informação de Internet e bases textuais.

3.4.2 Conhecimento a ser explorado

Vários tipos de conhecimento podem ser encontrados por extracção de dados, incluindo regras de associação, regras características, regras de classificação, regras discriminantes, agrupamento, evolução e análise de desvio.

A extracção de dados pode ser classificada de acordo com as técnicas de mineração de dados subordinadas. Por exemplo, extracção dirigida a dados, extracção de interrogatórios e extracção de dados interactiva. Pode ser classificada, também, de acordo com a abordagem de mineração de dados subordinada, tal como: extracção de dados baseada em generalização, baseada em padrões, baseada em teorias estatísticas ou matemáticas, abordagens integradas, etc.

Actualmente, a descoberta de regras de associação parece ser uma das técnicas de mineração de dados mais utilizada, podendo ser encontrada em diversos trabalhos de investigação [Agrawal94] [Chen96] [Hipp00] [Holsheimer96].

3.5 Técnica de *Data Mining* Usada

Não há uma técnica que resolva todos os problemas de *Data Mining*. Diferentes métodos servem para diferentes propósitos, cada método oferece suas vantagens e suas desvantagens. A familiaridade com as técnicas é necessária para facilitar a escolha de uma delas de acordo com os problemas apresentados [Harrison98].

Devido ao razoável volume de modelos e técnicas utilizados no processo de *Data Mining* existentes, optou-se por utilizar a Teoria dos Conjuntos Aproximativos (*Rough Sets Theory*).

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos (*Rough Sets*) foi proposta por Pawlak como uma nova ferramenta matemática para tratar a incerteza e a imprecisão, tendo surgido a partir de estudos em Sistemas de Informação [Pawlak82] [Pawlak95], [Cios98]. Posteriormente, foi usada no desenvolvimento de técnicas de classificação, no desenvolvimento de sistemas lógicos e métodos dedutivos para a representação e manipulação de informação incompleta [Santos05].

O conceito de Conjuntos Aproximativos é congruente em alguns aspectos com outros conceitos desenvolvidos para lidar com a imprecisão e incerteza. Os Conjuntos Aproximativos, à semelhança destes conceitos, são um modelo matemático usado para tratar incerteza. De uma forma simples, correspondem a conjuntos com fronteiras difusas, isto é, conjuntos que não podem ser caracterizados com precisão, assim sendo, utiliza-se um conjunto de atributos.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos é um método determinístico, não só para grandes volumes de dados mas também para pequenos em que os métodos estatísticos não estejam adequados [Cios98].

A grande vantagem dos Conjuntos Aproximativos é a de não necessitar de informação adicional ou preliminar relativamente aos dados, como é necessário o grau de pertinência na Estatística, na Teoria de Dempster-Shafer [Dempster67], na Teoria de Bayes [Bayes1764] e na Teoria dos conjuntos Difusos [Zadeh65]. A abordagem é objectiva, no sentido em que os valores das medidas de incerteza são calculáveis.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos é definida com base na noção de espaço aproximado [Cios98] [Pawlak82] [Pawlak95]. O ponto de partida para a compreensão desta teoria é a observação de que os objectos podem ser indiscerníveis em termos da informação disponível, isto é, a informação incompleta origina indiscernibilidade entre objectos.

Como a relação de indiscernibilidade é uma relação de equivalência, então a indiscernibilidade dos objectos em termos dos seus atributos impede, normalmente, a integração inequívoca desse objecto numa classe definida pela decisão. Tendo este facto

em conta, os únicos conjuntos que podem ser caracterizados com precisão em termos de classes de objectos indiscerníveis são as aproximações restrita e lata do conjunto dado.

Um Conjunto Aproximativo é então um conjunto caracterizado pelas suas aproximações, lata e restrita. Tendo em conta estas aproximações, pode-se definir dois conceitos: a precisão e a qualidade da aproximação.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos pressupõe que a informação sobre determinado assunto é representada num sistema de informação. Neste sistema de informação, as linhas correspondem aos objectos (acontecimentos, estados, contingências...) e as colunas correspondem aos atributos que vão caracterizar os objectos (características, condições, capacidades,...). A cada par (objecto, atributo) corresponde um valor designado por descritor. Cada linha da tabela contém descritores que representam a informação correspondente a um dado objecto.

Os objectos, de acordo com os seus atributos, são associados a decisões (classes, diagnósticos, acções, ...), conforme o critério de um especialista (decisor, engenheiro, operador, perito...). Este sistema de informação, assim organizado, é denominado sistema decisional [Mateus97]. Esta teoria reduz a complexidade computacional do processo de aprendizagem e elimina os atributos não importantes ou irrelevantes.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos tem-se mostrado uma técnica bastante útil e eficaz, especialmente quando estão envolvidos conceitos muito vagos ou de incerteza. Esta grande vantagem deve-se à fundamentação num rigoroso formalismo matemático.

Esta Teoria ao longo dos últimos anos, tem vindo a ser muito utilizada nas mais variadas áreas ligadas aos Sistemas Eléctricos de Energia. Um estudo mais pormenorizado mostra que a Teoria dos Conjuntos Aproximativos, tem sido usada para os mais variados estudos que vão desde a análise de segurança até a estudos de risco financeiro nos novos mercados de energia.

3.6 Aplicação da teoria dos Conjuntos Aproximativos aos Sistemas Eléctricos de Energia.

3.6.1 Introdução

Recentemente a Teoria dos Conjuntos Aproximativos, tem sido referência quer nas revistas da especialidade, quer nas mais conceituadas Conferências Internacionais, como uma ferramenta muito útil a usar nas mais diversas áreas dos Sistemas Eléctricos de Energia. Uma das utilizações possíveis, mais significativas, foi a sua aplicação a um Centro de Controlo de Sistemas Eléctricos de Energia, tendo como objectivo a redução do volume de informação que as bases de dados possuem nos centros de controlo. Através da aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, o número de atributos inicialmente considerado é reduzido e o Sistema é classificado segundo um conjunto de regras em três estados de segurança [Torres96a] [Torres96b] [Torres02].

Os atributos considerados na Análise de Segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia são o conjunto representado por $\{A, \dots, H\}$ e a decisão é representado por S . A , B e C são a percentagem real do trânsito de potências nas linhas de transmissão de acordo com a sua capacidade nominal em [%]. D , E e F são as tensões nos barramentos em [p.u], e G e H são o estado das protecções (0- aberto, 1 – fechado). A decisão classifica o sistema em três estados: Seguro (S), Inseguro, nível I (S_1) e Inseguro, nível II (S_2). A informação é então apresentada sob um conjunto de regras que traduzem a informação do conjunto inicial de dados [Torres96a] [Torres02]. Para além das capacidades das linhas também é considerado a capacidade de produção e o consumo da região do Sistema Eléctrico de Energia a considerar, isto é, a decisão considerada também foi outra. O Sistema passa a ser classificado em três estados, o estado normal, de restabelecimento e de emergência [Torres96b].

Outra aplicação é um estudo, baseado numa técnica inovadora para melhorar a detecção de falhas nas infra-estruturas de um centro de controlo dos Sistemas Eléctricos de Energia [Coutinho07a] [Coutinho07b] [Coutinho08]. Na figura 3.1, pode-se visualizar o ambiente de teste onde um módulo de extracção de informação é usado através da Teoria dos Conjuntos aproximativos (*Rough Set Theory - RST*), que através de vários exemplos cria um conjunto de regras a serem usadas na detecção de anomalias

do Sistema Eléctrico. O Sistema é depois classificado em normal ou anormal, tornando este mais seguro e fiável.

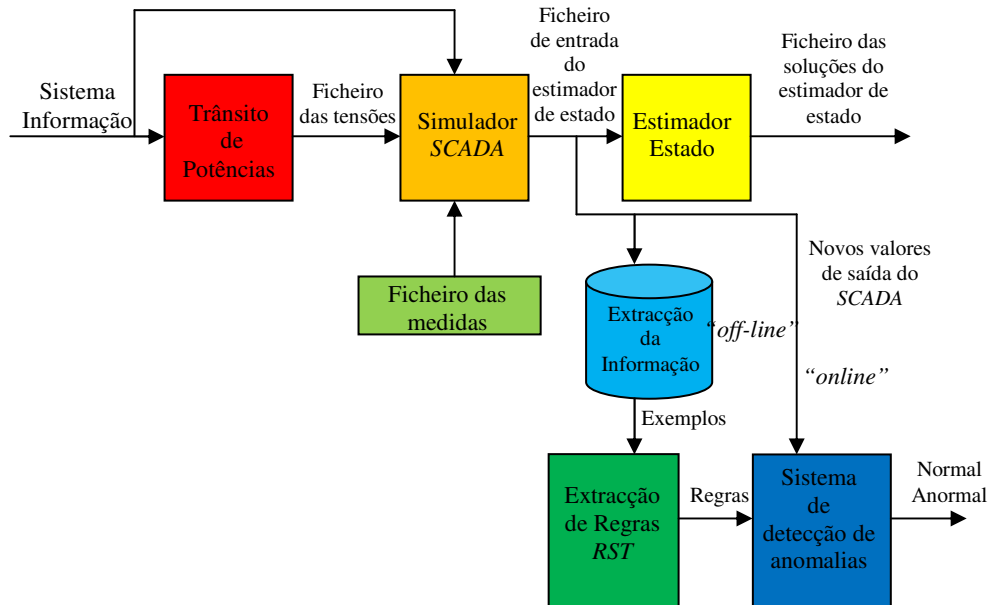


Figura 3.1 – Diagrama de ambiente de teste [Coutinho08b].

Uma outra aplicação da Teoria dos conjuntos aproximativos é a sua aplicação aos transformadores, para análise do historial de defeitos de modo a criar regras úteis, para o diagnóstico de falha dos transformadores de potência [Wenqing07]. Neste estudo o estado dos transformadores é classificado em cinco estados diferentes. Em estado normal, estado MC – falhas de sobreaquecimento no circuito magnético, em EC – falhas de sobreaquecimento relativas ao circuito eléctrico, RSI – falhas por descarga relativo ao isolamento sólido, USI - falhas por descarga não relativas ao isolamento sólido. Nesta investigação foram considerados 600 casos para estudo e catorze atributos usados para o diagnóstico nos transformadores. A Teoria dos Conjuntos Aproximativos foi usada para reduzir os atributos, só os essenciais são depois usados para efectuar o diagnóstico dos transformadores, para evitar defeitos e falhas. Foi realizada uma abordagem muito parecida com a considerada anteriormente, mas aplicada aos motores de indução [Wenqing07].

Outra aplicação importante, da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, foi a sua aplicação à segurança das redes eléctricas. De acordo com as características das modernas redes de energia, é efectuada uma selecção dos índices que influenciam a

segurança das redes. As redes são compostas por transformadores, linhas de transmissão e outros equipamentos usados no transporte e na distribuição [Jinying08]. No estudo que foi efectuado em dez companhias de electricidade do país considerado, cinco aspectos são usados para avaliar a segurança das redes eléctricas, que são: estado dos equipamentos primários das redes, factores que influenciados pelo tempo, segurança das fontes de alimentação, estados dos equipamentos secundários das redes e ajustabilidade das redes. A Teoria dos Conjuntos Aproximativos foi usada para classificar o grau de segurança das dez companhias de electricidade. Foram classificadas em Baixa Segurança, Segurança Moderada e Alta Segurança. São ainda sintetizadas algumas vantagens da Teoria dos Conjuntos Aproximativos combinada com Redes Neurais na segurança das redes eléctricas.

Uma abordagem interessante da aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, à extracção do conhecimento em grande volume de dados, é a sua utilização em subestações, dados esses que são obtidos das protecções, controlo e elementos de monitorização. Num conjunto vasto de dados, a metodologia desenvolvida identifica correctamente as falhas, e usa esses valores para ajudar os operadores a tomarem decisões [Ching02] [Ching07]. O conhecimento e diagnóstico de falhas dos sistemas é um processo demorado e dispendioso. A qualidade de uma base de dados pode por vezes ser posta em causa por um grande número de informação supérflua, que pode conduzir a um sistema desnecessariamente grande da base de dados e que pode levar a insuficientes ou mesmo incapazes tomadas de decisão, que podem ser prejudiciais à manutenção do sistema. A metodologia proposta por Ching-Lai Hor não só induz a um conjunto de regras de decisão eficientes, mas pode igualmente reduzir o tamanho da base de conhecimento, sem causar a perda de informação útil. Os resultados podem ser usados por operadores de sistema, de modo a gerar uma automatização supervisora das redes e podem ser usados por exemplo, durante situações de emergência. Esta metodologia envolve a criação de um interface homem – máquina através de alarmes. Estes alarmes podem ser usados para um diagnóstico, do tipo de causa de um evento ou falha de modo a dar sugestões para a restauração da rede e restabelecimento após uma emergência.

Também é feita uma abordagem parecida, para reduzir as bases de dados das subestações e para criar um conjunto de regras para a actuação das protecções, de modo a poder ajudar os operadores de sistemas através de alarmes [Peng04]. Esta mesma abordagem é feita, mas a teoria dos conjuntos aproximativos é usada para reduzir os

atributos considerados, e depois são usados os *Fuzzy Sets* – Conjuntos Difusos, de modo a reduzir ainda mais o conjunto de regras criadas [Sun06].

Uma outra abordagem interessante é feita por uma proposta de aproximação da previsão dos preços da electricidade para o dia seguinte, usando as Redes Neurais e a Teoria dos Conjuntos Aproximativos [Toyama08]. Outros autores usam as redes Neurais Artificiais que combinada com a Teoria dos Conjuntos Aproximativos, e desenvolveram uma técnica para o cálculo da previsão do preço marginal a curto prazo [Lee05]. Numa outra investigação os autores aplicam a Teoria dos Conjuntos Aproximativos ao cálculo da ponderação dos coeficientes, de modo a ser feita uma combinação de previsão aplicada aos Sistemas Eléctricos de Energia [Bao06]. Ainda num outro estudo é utilizado uma combinação entre a Programação genética e a Teoria dos Conjuntos Aproximativos, para o cálculo da previsão da carga a curto prazo. Esta aplicação é feita numa Companhia de Electricidade chamada *GuiZhou*, uma das cinco companhias eléctricas que constituem a *China Southern Power Grid Co, Ltd (CSG)*, que se situa na província Chinesa de *GuiZhou* [Wang08a].

Outros autores descrevem a utilização de técnicas de inteligência artificial, para estimar a curva da procura diária dos consumidores de Energia Eléctrica de Baixa Tensão de uma companhia eléctrica. Esta metodologia usa o *SOM - Self-Organizing Maps* e a Teoria dos Conjuntos Aproximativos para fazer a estimação [Cerchiari06]. Outros ainda usam a Teoria dos Conjuntos Aproximativos juntamente com os Conjuntos Difusos e *Clustering*, para criar um modelo para estimação do consumo de electricidade [Wang08b]. Noutra investigação é usada uma combinação entre *Wavelet* e a Teoria dos Conjuntos Aproximativos, para desenvolver uma técnica para classificação de perturbações na qualidade de energia [Bhe08]. Recentemente uma aplicação, da Teoria dos Conjuntos Aproximativos é efectuada em que os autores efectuem uma análise de previsão do risco financeiro das companhias de electricidade através da combinação desta Teoria com a *BP Network* e com “Entropia” [Lin08a] [Lin08b].

Tendo em conta os últimos acontecimentos na desregularização e reestruturação dos Sistemas Eléctricos de Energia, a abordagem deste problema segundo os autores é extremamente necessária e um dos aspectos mais importantes a ter em conta nos Modernos Sistemas Eléctricos de Energia.

3.7 A Teoria dos Conjuntos Aproximativos

3.7.1 Introdução

A Teoria dos conjuntos aproximativos pode ser considerada como uma extensão da teoria dos conjuntos e foi proposta por Pawlak, como uma nova ferramenta matemática para tratar a incerteza e a imprecisão, permitindo a representação e manipulação de informação incompleta, tendo surgido a partir dos estudos de Pawlak em Sistemas de Informação [Pawlak82] [Pawlak91].

Uma das principais vantagens da teoria dos conjuntos aproximativos é o facto de não necessitar de qualquer informação adicional ou inicial sobre a informação a tratar, tais como: a distribuição de probabilidades, graus de pertença etc.... O ponto de partida para a compreensão desta teoria é a observação de que os objectos podem ser indiscerníveis em termos da informação disponível, isto é, a informação incompleta origina indiscernibilidade entre objectos.

Como a relação de indiscernibilidade é uma relação de equivalência, então a indiscernibilidade dos objectos em termos dos seus atributos impede, normalmente, a integração inequívoca desse objecto numa classe definida pela decisão. Tendo este facto em conta, os únicos conjuntos que podem ser caracterizados com precisão em termos de classes de objectos indiscerníveis são as aproximações restrita e lata do conjunto dado.

Um conjunto aproximativo é então um conjunto caracterizado pelas suas aproximações, lata e restrita. Tendo em conta estas aproximações, pode-se definir dois conceitos: a precisão e a qualidade da aproximação. A teoria dos conjuntos aproximativos pressupõe que a informação sobre determinado assunto é representada num sistema de informação.

Na tabela 3.1 da página 92 está representado este sistema de informação, as linhas correspondem aos objectos (acontecimentos, estados, contingências...) e as colunas correspondem aos atributos que vão caracterizar os objectos (características, condições, capacidades,...).

A cada par (objecto, atributo) corresponde um valor designado por descritor. Cada linha da tabela contém descritores que representam a informação correspondente a um dado objecto.

Os objectos, de acordo com os seus atributos, são associados a decisões (classes, diagnósticos, acções,...), conforme o critério de um especialista (decisor, engenheiro, operador, perito...). Este sistema de informação assim organizado é denominado sistema decisional [Mateue97].

3.7.2 Sistema de informação

Um sistema de informação pode ser representado por $S = (U, A)$ onde [Pawlak91]:

$U \rightarrow$ é um conjunto finito de objectos (exemplos, pacientes, estados,...) chamado Universo;

$A \rightarrow$ é um conjunto finito de atributos (características, variáveis, qualificadores,...)

$V = \bigcup_{a \in A} V_a$, V_a é o domínio do atributo a ;

Todo o atributo $a \in A$, sendo a uma função total tal que $a : U \rightarrow V_a$ onde:

$V_a \rightarrow$ é o conjunto de valores de a , chamado o domínio de a .

Com todos os subconjuntos de Atributos $B \subseteq A$, associamos uma relação binária $IND(B)$, chamada relação de indiscernibilidade e é definida por:

$$IND(B) = \{(x, y) \in U^2 : \text{para todo o } a \in B, a(x) = a(y)\}$$

obviamente $IND(B)$ é uma relação equivalente e $IND(B) = \bigcap_{a \in B} IND(a)$.

Qualquer subconjunto $B \subseteq A$ pode ser chamado de atributo.

$f : U \times A \longrightarrow V$ é uma função total tal que $f(x, a) \in V_a$ para todo o $a \in V_a, x \in U$, denominada função informação.

Qualquer par (a, v) , $a \in A, v \in V_a$ é denominado descritor em S .

Um sistema de informação é, simplesmente, uma tabela de dados finita, em que as colunas representam os atributos, e as linhas representam os objectos. A entrada na coluna a e na linha x tem o valor $f(x, a)$. Na tabela 3.1, cada linha representa a informação acerca de um objecto em S . O sistema de informação também é conhecido por sistema de representação do conhecimento.

3.7.3 Relação de indiscernibilidade

Seja $S = \langle U, A, V, f \rangle$ um sistema de informação e $R \subseteq A$ e $x, y \in U$. Pode-se afirmar que x e y são indiscerníveis pelo conjunto de atributos R em S se $f(x, a) = f(y, a)$ para todo $a \in R$. Assim, todo $R \subseteq A$ gera uma relação binária em U , a qual é denominada de relação de indiscernibilidade, denotada como $IND(R)$ (com a notação alternativa $\bar{P}$) [Pawlak91].

$IND(R)$ é uma relação de equivalência para qualquer R , e a família de todas as classes de equivalência da relação $IND(R)$ é notada como $U/IND(R)$ ou, abreviando, por U/R (ou ainda por P^*). Esta família é também denominada por conhecimento R -básico de U em S . Tal simplificação justifica-se pelo facto de que a cada conjunto elementar pode-se associar exactamente uma única descrição e vice-versa.

As classes de equivalência da relação $IND(R)$ são denominadas conjuntos R -elementares (conceitos ou categorias do conhecimento R -básico) em S .

$[x]_{IND(R)}$ é a notação para um conjunto R -elementar incluindo o objecto x . Os conjuntos R -elementares são denominados átomos.

A descrição do conjunto P-elementar $X \in U|IND(P)$ em termos dos valores dos atributos de P, sendo $Desp(X)$ a notação adoptada, i.e.:

$$Desp(X) = \{(a, v) : f(x, a) = v, \forall x \in X, \forall a \in P\}$$

3.6.4 Aproximação de um conjunto

Subjacente ao conceito de conjunto aproximativo está o de aproximação de um conjunto por um par de conjuntos, denominada aproximação restrita e lata desse conjunto. Supondo um dado sistema de informação $S = (U, R)$, a cada subconjunto $X \subseteq U$ a relação de equivalência $IND(R)$ associa três subconjuntos [Pawlak91]:

Aproximação P - restrita	$\underline{RX} = \cup \{Y \in U/R : Y \subseteq X\}$
Aproximação P - Lata	$\overline{RX} = \cup \{Y \in U/R : Y \cap X \neq \emptyset\}$
P - Fronteira	$BN_R(X) = \overline{RX} - \underline{RX}$

O que significa que os elementos que pertencem ao conjunto $\underline{RX}$ podem ser com certeza classificados elementos de X, e que quando os elementos pertencem ao conjunto $\overline{RX}$ podem ser classificados como elementos de X.

Da mesma maneira, $POS_R(X)$, $BN_R(X)$ e $NEG_R(X)$ são definidos da seguinte maneira [Tor02]:

$\underline{RX}$ é o conjunto de elementos de U , que podem certamente ser classificados como elementos de Y empregando o conjunto de atributos P .

$\overline{RX}$ é o conjunto de elementos de U , que podem possivelmente ser classificados como elementos de Y empregando o conjunto de atributos P .

$BN_R(X)$ é o conjunto de elementos que não podem ser certamente classificados como elementos de Y , empregando o conjunto de atributos P .

São também usados os seguintes termos:

- Região P- positiva $POS_R(X) = \underline{RX} \Rightarrow$ Certamente membro de X.
- Região P- negativa $NEG_R(X) = U - \overline{RX} \Rightarrow$ Certamente não membro de X.
- Região P- fronteira (ou duvidosa) $BN_R(X) = \overline{RX} - \underline{RX}$

A figura 3.2 representa o conjunto das *aproximações a R* e as *regiões de R*

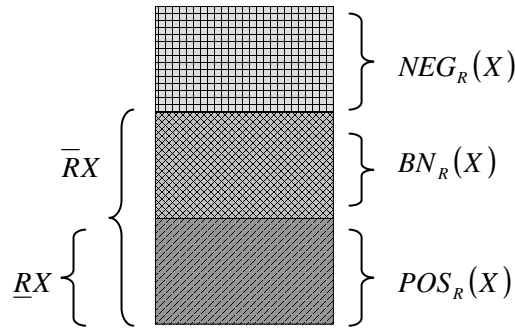


Figura 3.2 - Conjunto das *aproximações a R* e as *regiões de R* [Pawlak91].

- A Precisão da aproximação do conjunto $X \subseteq U$ por R em K ou, simplesmente, precisão de X é dada por [Pawlak91]:

$$\alpha_R(X) = \frac{\text{card}(\underline{RX})}{\text{card}(\overline{RX})} \quad (3.1)$$

3.7.5 Aproximação das classificações

Como estamos basicamente interessados em classificações, é de todo o interesse ter uma ideia sobre a aproximação das classificações.

A aproximação das classificações não é mais do que, uma simples extensão da definição de aproximação dos conjuntos.

Seja então $F = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ uma família de conjuntos não vazios, isto é uma classificação (partição) de U em S , e $R \subseteq Q$. Os subconjuntos $X_j (j = 1, \dots, n)$ são classes de X . Define-se então:

- Aproximação R - restrita (ou região R - positiva) da classificação F :

$$\underline{R}F = \{\underline{R}X_1, \underline{R}X_2, \dots, \underline{R}X_n\}$$

- Aproximação R - Lata da classificação F :

$$\overline{R}F = \{\overline{R}X_1, \overline{R}X_2, \dots, \overline{R}X_n\}$$

- Região R - fronteira (ou R - duvidosa) da classificação F :

$$BN_R(F) = \overline{R}X - \underline{R}X$$

Existem duas maneiras para descrever a Precisão da Aproximação das Classificações. A primeira forma, é a extensão da medida definida para descrever a exactidão da aproximação dos conjuntos e é definida da seguinte maneira [Pawlak91]:

- Precisão da aproximação de F a R é:

$$\alpha_R(F) = \frac{\sum_{j=1}^n \text{card}(\underline{R}X_j)}{\sum_{j=1}^n \text{card}(\overline{R}X_j)} \quad (3.2)$$

A segunda forma, chamada Qualidade da aproximação de F a R , é definida da seguinte maneira:

- Qualidade da classificação, ou qualidade da aproximação de F por R :

$$\gamma_R(Y) = \frac{\sum_{j=1}^n \text{card}(\underline{R}X_j)}{\text{card}(U)} \quad (3.3)$$

é a razão entre todos os objectos correctamente classificados segundo o conjunto F de atributos e o número total de objectos no sistema.

A precisão da classificação exprime a percentagem de possíveis decisões correctas, que, para classificar os objectos, usa o conhecimento de R .

A qualidade da classificação exprime a percentagem de objectos, os quais podem ser correctamente classificados em classes de F , usando o conhecimento de R .

3.7.6 Redução de atributos

Nos sistemas de representação de conhecimento, um dos problemas fundamentais é o de encontrar subconjuntos do conjunto original de atributos com o mesmo poder discriminatório. Na teoria dos Conjuntos Aproximativos, a obtenção de redutos está intimamente ligada à análise de dependência entre os atributos. O conjunto de atributos $R \subseteq Q$ depende do conjunto de atributos $P \subseteq Q$ em K (notação $P \rightarrow R$) se $IND(P) \subseteq IND(R)$. A descoberta de relações de dependência entre os atributos é de importância vital para análise de dados no contexto dos conjuntos aproximativos.

A redução de atributos é, normalmente, conseguida de modo que o conjunto reduzido de atributos possua a mesma qualidade de classificação do que o conjunto original de atributos. O subconjunto mínimo $R \subseteq P \subseteq Q$ tal que $\gamma_P(X) = \gamma_R(X)$ é denominado X – reduto (ou, simplesmente, reduto, se não existir a possibilidade de haver uma ambiguidade em relação a X). O X – reduto de Q é também chamado de conjunto mínimo (ou subconjunto) em K .

De notar que um sistema de informação pode ter mais do que um X – reduto. $RED_R(P)$ é a família de todos os X – redutos de P . A intersecção de todos os P – redutos de P é chamada de X – core de P , i.e, $CORE_X(P) = \cap RED_X(P)$, onde $RED(P)$ é a família de todos os redutos de P .

O X – core de Q é o conjunto dos atributos mais importantes os quais não podem ser eliminados do sistema K sem diminuir a qualidade da aproximação da classificação X . O algoritmo de redução da tabela de decisão está representado na Figura 3.3.

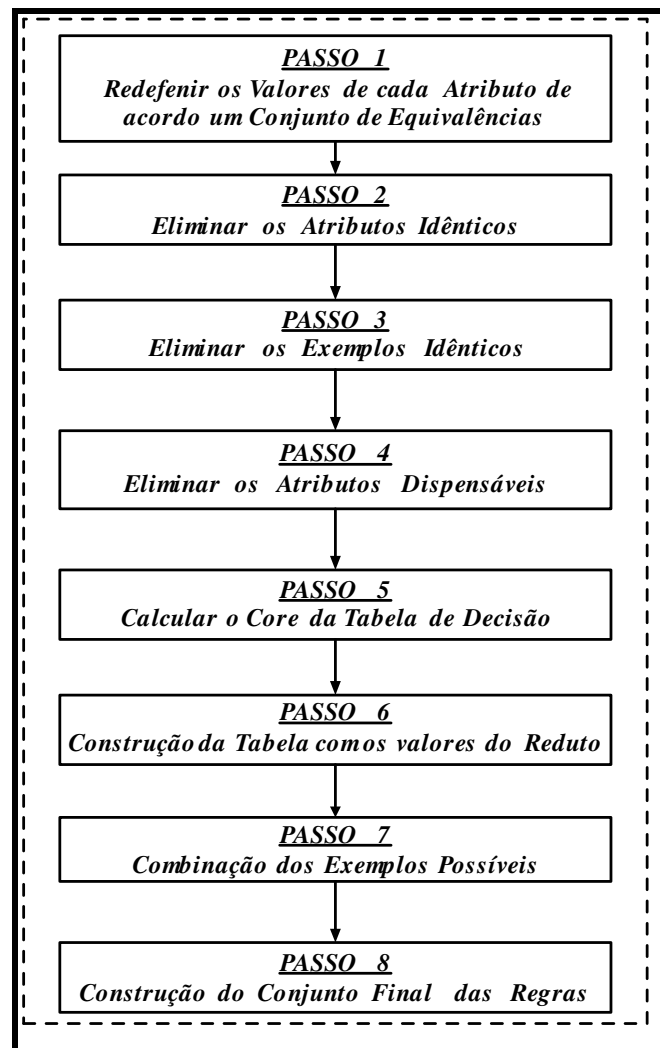


Figura 3.3 – Algoritmo de redução

3.7.7 Tabelas de decisão

Um sistema de informação pode ser analisado como uma tabela de decisão. Tem-se então, que $Q = C \cup D$ e $C \cap D = \emptyset$, onde C representa o subconjunto de Q formado por atributos que são condições ou conjuntos de condições (atributos condicionais) e D o subconjunto de Q formado por atributos que são decisões ou conjunto de decisões (atributos decisoriais).

A principal vantagem das tabelas de decisão é a possibilidade de representação de decisões em um dado sistema para o qual ainda não existem regras explícitas para a

tomada de decisão. Como uma tabela de decisão é um sistema de informação, os conceitos associados a sistemas de informação são [Uch98]:

A tabela de decisão $DT = \langle U, C \cup D, V, f \rangle$ pode ser determinística (consistente) ou não – determinística (inconsistente). Se $C \rightarrow D$, é determinística caso contrário, é não – determinística. A tabela de decisão determinística descreve exclusivamente as decisões (acções) a serem efectuadas quando são satisfeitas algumas condições. No caso de uma tabela não–determinística, as decisões não são unicamente determinadas pelas condições. Ao contrário, é definido um subconjunto de decisões que podem ser tomadas de acordo com determinadas circunstâncias.

Da tabela de decisão pode-se derivar um conjunto de regras de decisão. Seja $U|IND(C)$ uma família de todos os conjuntos C – elementares chamados classes condicionais em DT , com a notação $X_i (i = 1, \dots, k)$. Seja também, $U|IND(D)$ uma família de todos os conjuntos D – elementares chamados classes decisoriais em DT , e com notação $Y_j (j = 1, \dots, n)$.

$Des_C(X_i) \Rightarrow Des_D(Y_j)$ é chamada regra de decisão (C, D) .

As regras são afirmações lógicas do tipo (se...então...) relacionando descrições das classes condicionais e decisoriais. O conjunto de regras de decisão para cada classe de decisão $Y_j (j = 1, \dots, n)$ tem a notação $\{r_{ij}\}$. Assim:

$$\{r_{ij}\} = \{Des_C(X_i) \Rightarrow Des_D(Y_j) : X_i \cap Y_j \neq \emptyset, i = 1, \dots, k\}$$

A regra r_{ij} é determinística (consistente ou certa) em DT se $X_i \subseteq Y_j$.

A regra r_{ij} é não - determinística (inconsistente ou possível) em DT , no caso contrário.

O conjunto das regras de decisão para todas as classes de decisão é denominado algoritmo decisional.

3.8 Aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos a um Centro de Controlo.

Este sistema de informação é referente a um centro de controlo de informação e é composto por um conjunto de medidas e informação analógica, como pode ser visualizada na tabela 3.1 [Torres96a] [Torres02]. Este estudo já foi referenciado no ponto 3.6 deste Capítulo, no entanto considerando-o como um estudo de referência para a investigação efectuada ao longo desta tese, é apresentado como um exemplo da aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos ao estudo e análise da Segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia.

Para que o exemplo se torne simples Germano Lambert - Torres e al adoptou um sistema com poucos atributos e poucos casos [Torres96a] [Torres02]. Para um sistema de informação real os procedimentos são contudo os mesmos.

A tabela 3.1 contém como objectos o número de casos que são 25. Os atributos são representados pelo conjunto $\{A, \dots, H\}$, e a decisão é representada por S . Na tabela 3.1,

$A, B, e C \rightarrow$ são a percentagem do trânsito de potências real nas linhas de transmissão de acordo com a capacidade nominal, em [%].

$D, E, e F \rightarrow$ são as tensões nos barramentos em [p.u].

$G e H \rightarrow$ são o estado do circuito (0 – aberto, 1 - fechado)

A classificação deste estado é feita de acordo com um perito (usualmente um operador sénior / engenheiro), e as três possíveis situações (S, U_1 e U_2) podem ser seleccionadas por um operador de Sistemas Eléctricos de Energia, onde :

S – Seguro

U_1 – Inseguro de nível 1

U_2 – Inseguro de nível 2

Tabela 3.1 – Conjunto de informação reduzido de um sistema de controlo

Nº	Atributos								S
	A	B	C	D	E	F	G	H	
1	65	45	29	0,91	1,06	0,95	1	1	S
2	35	67	63	1,08	0,82	1,06	0	1	U2
3	47	57	32	0,98	1,07	0,99	1	1	S
4	61	32	38	0,89	1,07	0,94	1	1	S
5	39	75	57	1,06	0,99	1,07	0	1	U1
6	29	65	60	1,07	0,80	1,06	1	1	U1
7	27	45	32	1,07	1,00	1,06	0	1	U2
8	23	76	47	0,98	0,95	0,95	0	1	S
9	61	35	37	0,99	1,06	1,03	1	1	S
10	34	83	65	1,07	1,03	1,06	0	1	U1
11	32	45	33	1,07	1,03	1,07	0	1	U2
12	35	65	23	1,07	0,97	1,06	0	1	U2
13	57	78	54	0,84	0,82	0,84	1	1	U1
14	32	48	49	1,07	0,83	1,06	0	1	U2
15	65	36	32	0,93	1,06	1,03	1	1	S
16	49	79	25	0,87	1,07	1,00	1	1	S
17	21	65	49	1,08	0,82	1,06	1	1	U1
18	32	65	56	1,06	1,01	1,06	0	1	U2
19	34	45	65	1,07	0,84	1,08	1	1	U1
20	65	60	38	1,00	1,07	1,01	1	1	S
21	22	49	52	1,08	0,83	1,07	1	1	U1
22	82	67	69	0,82	1,06	0,83	1	1	U2
23	32	45	67	1,07	0,84	1,07	1	1	U1
24	75	47	49	0,97	1,06	0,98	1	1	S
25	32	72	49	0,98	0,99	1,01	0	1	S

Primeiro Passo

O primeiro passo do algoritmo consiste em redefinir os valores de cada atributo de acordo com um conjunto de equivalências. Neste exemplo, foram usados valores típicos de operação nos Sistemas Eléctricos de Energia [Shanti02] [Walczak98].

- Valores reais da potência:
 - menos de 40 % da capacidade nominal = Baixo (B)
 - entre 40 % e 70 % = Médio (M)
 - mais de 70 % da capacidade nominal = Alta (A)

- Valores reais da tensão nos barramentos:
 - menos de 0.85 p.u = Baixo (B)
 - entre 0.85 e 1.05 = Normal (N)
 - mais de 1.05 = Alto (A)

O estado do circuito é mantido. Usando então as redefinições para este exemplo a tabela 3.1 pode ser reescrita, o que pode ser visualizado na tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Sistema de informação equivalente

Nº	Atributos								S
	A	B	C	D	E	F	G	H	
1	M	M	B	N	A	N	1	1	S
2	B	M	M	A	B	A	0	1	U2
3	M	M	B	N	A	N	1	1	S
4	M	B	B	N	A	N	1	1	S
5	B	A	M	A	N	A	0	1	U1
6	B	M	M	A	B	A	1	1	U1
7	B	M	B	A	N	A	0	1	U2
8	B	A	M	N	N	N	0	1	S
9	M	B	B	N	A	N	1	1	S
10	B	A	M	A	N	A	0	1	U1
11	B	M	B	A	N	A	0	1	U2
12	B	M	B	A	N	A	0	1	U2
13	M	A	M	B	B	B	1	1	U1
14	B	M	M	A	B	A	0	1	U2
15	M	B	B	N	A	N	1	1	S
16	M	A	B	N	A	N	1	1	S
17	B	M	M	A	B	A	1	1	U1
18	B	M	M	A	N	A	0	1	U2
19	B	M	M	A	B	A	1	1	U1
20	M	M	B	N	A	N	1	1	S
21	B	M	M	A	B	A	1	1	U1
22	A	M	M	B	A	B	1	1	U2
23	B	M	M	A	B	A	1	1	U1
24	A	M	M	N	A	N	1	1	S
25	B	A	M	N	N	N	0	1	S

Segundo e Terceiro Passo

No exemplo descrito em 3.8, se considerarmos o conjunto dos atributos A, B e C, notamos que os objectos 1 e 3 têm os mesmos valores para estes três atributos (M, M e B). Por esta razão, 1 e 3 são indiscerníveis em relação a este conjunto de atributos. Também o exemplo 20 é indiscernível de 1 e 3. Os objectos 2 e 6 são, igualmente, indiscerníveis entre si [Mateus97].

A relação de indiscernibilidade é, então, uma relação de equivalência.

Denominam-se conjuntos elementares os que são indiscerníveis. Assim sendo na tabela 3.2, o conjunto de atributos A, B, C definem sete conjuntos elementares:

$\{1, 3, 20\}$
 $\{2, 6, 14, 17, 18, 19, 21, 23\}$
 $\{4, 9, 15\}$
 $\{5, 8, 10, 25\}$
 $\{7, 11, 12\}$
 $\{22, 24\}$
 $\{13\}$

A qualquer união finita de conjuntos elementares chama-se conjunto definido. Por exemplo, o conjunto $\{2, 6, 13, 14, 17, 18, 19, 21, 23\}$ é definido pelos atributos A, B e C. Qualquer elemento deste conjunto é caracterizado pelo atributo A = Baixo, B = Médio e C = Médio ou pelo atributo A = Médio, B = Alto, C = Médio.

O próximo passo do algoritmo é verificar se algum atributo pode ser eliminado por repetição. Na tabela 3.2 pode-se verificar que os atributos D e F são idênticos para todos os exemplos. Então, um dos dois pode ser eliminado. Pode-se ver ainda que mais exemplos são idênticos, como os objectos 6 – 17 – 19 – 21 – 23 e 1 – 3 e 20.

Os objectos similares são então suprimidos, e o conjunto resultante dos objectos surge na tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Conjunto resultante dos exemplos

Nº	Atributos							S
	A	B	C	D	E	G	H	
1	B	M	M	A	B	0	1	U2
2	B	M	B	A	N	0	1	U2
3	B	M	M	A	N	0	1	U2
4	A	M	M	B	A	1	1	U2
5	B	M	M	A	B	1	1	U1
6	M	A	M	B	B	1	1	U1
7	B	A	M	A	N	0	1	U1
8	M	B	B	N	A	1	1	S
9	M	M	B	N	A	1	1	S
10	M	A	B	N	A	1	1	S
11	A	M	M	N	A	1	1	S
12	B	A	M	N	N	0	1	S

Quarto Passo

A relação de indiscernibilidade é usada para definir atributos redundantes, isto é atributos dispensáveis.

Se um conjunto de atributos define as mesmas relações de indiscernibilidade que um conjunto maior de atributos, então o atributo que pertence ao conjunto maior e não ao menor é redundante [Mateus97].

Designa-se de conjunto mínimo (ou independente) o conjunto de atributos em que nenhum é redundante.

O conjunto P de atributos é o reduto (ou cobertura) de outro conjunto Q se P é mínimo e se P e Q formarem as mesmas relações de indiscernibilidade.

O próximo passo consiste então em verificar, se a tabela de decisão contém apenas os atributos indispensáveis. Esta tarefa pode ser realizada eliminando passo a passo cada atributo e verificando se a tabela continua a dar a classificação correcta. Por exemplo, se o atributo A for eliminado, a tabela continua a dar a classificação correcta, então pode-se dizer que A é um atributo dispensável para esta tabela de decisão.

Quando o atributo B é eliminado (Tabela 3.4), pode-se verificar que os objectos 3 e 7 têm o mesmo conjunto de atributos, mas dão classificações diferentes. Neste caso, pode-se dizer que o atributo B é indispensável para a tabela de decisão.

Depois de concluído este passo para todos os atributos, pode-se concluir que os atributos B, D e G são Indispensáveis; e os atributos A, C, E e H são Dispensáveis para esta tabela de decisão.

Tabela 3.4 – Indispensabilidade do atributo B

Nº	Atributos						S
	A	C	D	E	G	H	
1	B	M	A	B	0	1	U2
2	B	B	A	N	0	1	U2
3	B	M	A	N	0	1	U2
4	A	M	B	A	1	1	U2
5	B	M	A	B	1	1	U1
6	M	M	B	B	1	1	U1
7	B	M	A	N	0	1	U1
8	M	B	N	A	1	1	S
9	M	B	N	A	1	1	S
10	M	B	N	A	1	1	S
11	A	M	N	A	1	1	S
12	B	M	N	N	0	1	S

A tabela 3.5 mostra o conjunto resultante dos objectos com os atributos indispensáveis (I)

Tabela 3.5 – Conjunto de objectos com os atributos indispensáveis (I)

Nº	Atributos			S
	B	D	G	
1	M	A	0	U2
2	M	A	0	U2
3	M	A	0	U2
4	M	B	1	U2
5	M	A	1	U1
6	A	B	1	U1
7	A	A	0	U1
8	B	N	1	S
9	M	N	1	S
10	A	N	1	S
11	M	N	1	S
12	A	N	0	S

A tabela 3.5 pode ser reduzida novamente, porque os objectos 1 – 2 – 3 são idênticos. Na tabela 3.6 pode-se visualizar o novo conjunto de objectos.

Tabela 3.6 – Conjunto de objectos com os atributos indispensáveis (II)

Nº	Atributos			S
	B	D	G	
1	M	A	0	U2
2	M	B	1	U2
3	M	A	1	U1
4	A	B	1	U1
5	A	A	0	U1
6	B	N	1	S
7	M	N	1	S
8	A	N	1	S
9	M	N	1	S
10	A	N	0	S

Por analogia com os atributos, pode-se definir conjuntos elementares associados às decisões como subconjuntos do conjunto de objectos caracterizados pelo mesmo valor de decisão, que se designam por conceitos.

Assim, no exemplo apresentado existem três conceitos. O primeiro refere-se aos cenários $\{1, 2\}$ que são Inseguros de nível 2, o segundo aos cenários $\{3, 4, 5\}$ que são Inseguros de nível 1, e, por fim, os cenários $\{6, 7, 8, 9, 10\}$ que são Seguros.

Quinto e Sexto Passo

Usando a tabela 3.6, pode-se calcular o *Core* para o conjunto de objectos. Este cálculo pode ser conseguido eliminando cada atributo passo a passo, e verificando se a tabela de decisão continua a dar respostas correctas, isto é, se continua a ser consistente.

Um exemplo deste cálculo pode ser dado pelo objecto 1. Quando o atributo B é eliminado, pode-se verificar que a tabela de decisão fica inconsistente, porque os objectos 1 e 5 têm os mesmos atributos (o atributo D é igual a A e o atributo G é igual a 0), mas diferentes decisões (U_2 e U_1 , respectivamente).

Quando o atributo D é eliminado, a tabela de decisão continua contudo a ser consistente.

A tabela 3.7 mostra-nos o *Core* da tabela de decisão, enquanto a tabela 3.8 contém o Reduto de cada objecto.

Tabela 3.7 – Core do conjunto de objectos

Nº	Atributos			S
	B	D	G	
1	M	—	0	U2
2	M	B	—	U2
3	—	A	1	U1
4	A	B	—	U1
5	A	A	—	U1
6	—	—	—	S
7	—	N	—	S
8	—	N	—	S
9	—	N	—	S
10	—	N	—	S

Tabela 3.8 – Reduto do conjunto de objectos

Nº	Atributos			S
	B	D	G	
1	M	×	0	U2
2	M	B	×	U2
3	×	A	1	U1
4	A	B	×	U1
5	A	A	×	U1
6'	B	×	×	S
6''	×	×	×	S
7	×	N	×	S
8	×	N	×	S
9	×	N	×	S
10	×	N	×	S

Sétimo e Oitavo Passo

Com base na redução de atributos da tabela 3.6, tem-se como objectivo definir se os diferentes cenários de um Sistema Eléctricos de Energia são Seguros, Inseguros de nível I ou Inseguros de nível II.

Na análise de Sistemas de Informação as relações entre os atributos e as decisões são um dos grandes desafios neste tipo de estudos.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos tem de fazer face às inconsistências formando aproximações aos conceitos, daí a designação de “aproximação”

A aproximação restrita a um conceito X é o maior conjunto definido contido em X.

A aproximação lata a um conceito X é o menor conjunto definido contendo X.

Na tabela 3.6 e para o conceito $X = \{6,7,8,9,10\}$ que descreve o Sistema Seguro, a Aproximação Restrita é $\{7,9\}$ porque é não conflituosa.

A Aproximação Lata é $\{2,3,6,7,8,9,10\}$ porque contém objectos com e sem inconsistências. O conjunto $\{2,3,6,8,10\}$ que contém elementos da Aproximação Lata de X , mas que não pertencem à Aproximação Restrita é denominado Região Fronteira.

Os elementos da Região Fronteira não podem ser classificados como sendo elementos do conjunto X . Os Conjuntos Aproximativos podem ser definidos como conjuntos tendo Regiões Fronteira não vazias [Mateus97].

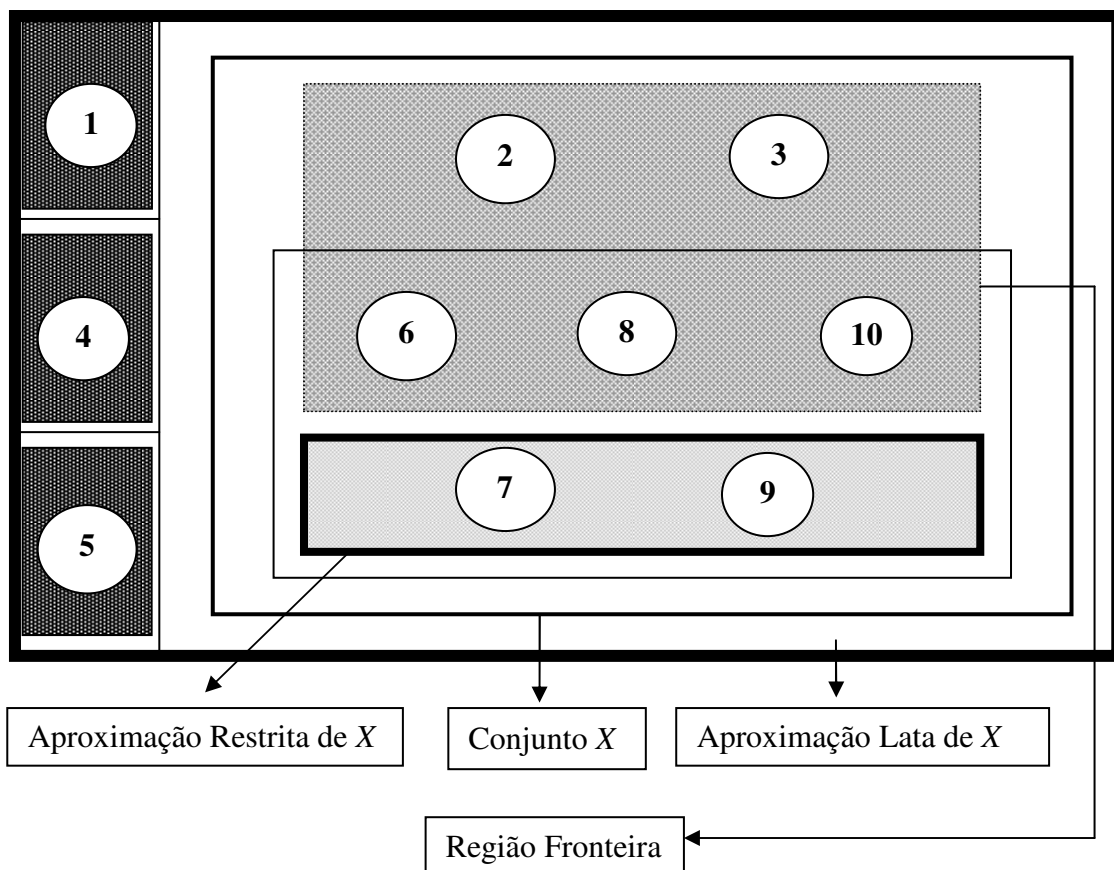


Figura 3.4 – Aproximações ao conjunto X [Mateus97].

Do mesmo modo para todos os outros conceitos o procedimento é o mesmo. Para qualquer conceito, as regras de decisão induzidas da aproximação restrita ao conceito são certamente válidas porque foram definidas sobre um conjunto de objectos que não apresenta ambiguidades. Assim estas regras provenientes da aproximação

restrita são designadas por regras certas. As regras de decisão induzidas da aproximação lata ao conceito são possivelmente válidas porque foram definidas sobre um conjunto de objectos que apresenta inconsistências. Então, as regras provenientes da aproximação lata são designadas por regras possíveis.

De acordo com a tabela 3.8, pode-se expressar o conhecimento existente na tabela 3.1 através de um conjunto de regras:

- Se (B é M e G é 0) ou (B é M e D é B) então $S = U_2$.
- Se (D é A e G é 1) ou (B é A e D é B) ou (B é A e D é A) então $S = U_1$.
- Se (D é B) ou (D é N) então $S = S$.

Usando lógica aritmética, pode-se escrever o conjunto de regras de outra maneira. Também incorporando uma escala de valores, o conjunto final das regras contém o conhecimento da tabela 3.1 e pode ser expresso da seguinte maneira:

- Se (B é M) e (D é B ou G é 0) então $S = U_2$.
- Se (D é A e G é 1) ou (B é A e (D é B ou A)) então $S = U_1$.
- Se (D é A) ou (D é N) então $S = S$.

Usando uma formulação completa das regras tem-se:

- Se o trânsito de potências na linha de transmissão B é entre 40% e 70 % e a tensão no barramento D é abaixo de 0.85, ou o circuito G está aberto então, a classificação do estado do sistema é Inseguro de Nível 2.
- Se a tensão no barramento D é acima de 1.05 e o circuito G está fechado, então a classificação do estado do sistema é Inseguro de Nível 1.

- Se o trânsito de potências na linha de transmissão B é acima de 70 % e a tensão no barramento D é abaixo de 0.85 e acima de 1.05, então a classificação do estado do sistema é Inseguro de Nível 1
- Se o trânsito de potências na linha de transmissão B é abaixo de 40 % então, a classificação do estado do sistema é Seguro.
- Se a tensão no barramento D está entre 0.85 e 1.05 então, a classificação do estado do sistema é Seguro.

Para quantificar a incerteza relativa às aproximações, foram desenvolvidas algumas medidas atrás apresentadas:

Precisão da classificação:

$$\alpha_R(F) = \frac{\sum_{j=1}^n \text{card}(\underline{RX}_j)}{\sum_{j=1}^n \text{card}(\overline{RX}_j)} = \frac{2}{7} = 0.29$$

Qualidade da classificação:

$$\gamma_R(Y) = \frac{\sum_{j=1}^n \text{card}(\underline{RX}_j)}{\text{card}(U)} = \frac{5}{10} = 0.5$$

A técnica anteriormente descrita serão aplicadas com o objectivo de tratar um grande conjunto de informação fornecido pela Rede Eléctrica Nacional e posteriormente estudada e analisada pelo *SecurMining1.0*. As regras obtidas servem para a análise e aplicação de medidas de controlo correctivo e preventivo com o objectivo de afastar a Rede Eléctrica Nacional de possíveis *blackouts*. Actualmente existe um esforço cada vez maior no sentido de prever este tipo de situações usando todas as ferramentas possíveis para o estudo e análise da segurança das redes eléctricas. Cada contingência simulada consistiu na saída de serviço de um dos componentes do sistema.

3.9 Aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos à rede de teste de seis barramentos.

Aplica-se a Teoria dos Conjuntos Aproximativos ao estudo e análise da segurança do Sistema de Energia Eléctrica da figura 3.5 que representa o esquema unifilar da rede eléctrica de teste que possui 6 barramentos, 3 geradores, 11 linhas e 3 cargas [Wood96].

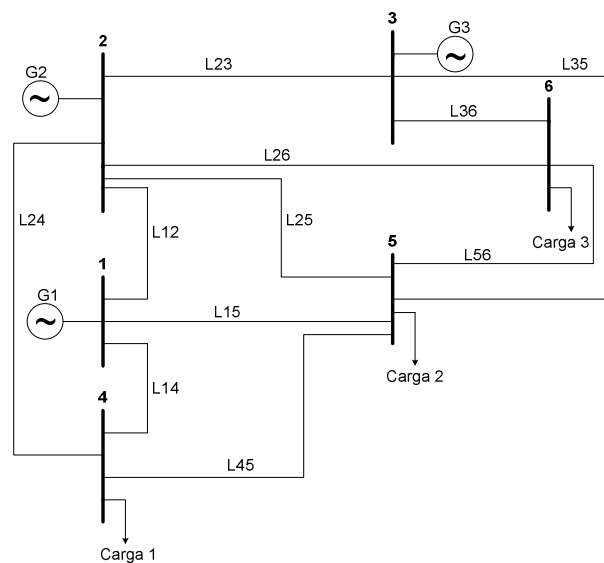


Figura 3.5 – Esquema unifilar da rede de teste de seis barramentos

Caracteriza-se o Sistema de Energia Eléctrica quanto aos estados de Segurança em Normal, Alerta, Emergência 1 e Emergência 2. Constroi-se um conjunto de Regras para a selecção e classificação das contingências, isto é conforme o tipo e a gravidade das contingências assim é classificado o Sistema Eléctrico de Energia.

Os atributos considerados para rede de teste de 6 barramentos foram os seguintes:

- A – Sobrecargas nas linhas de transmissão;
- B – Número de linhas de transmissão em sobrecargas;
- C – Nível de tensão dos barramentos superiores ou inferiores a um dado limite;
- D – Número de barramentos com violação da tensão;
- E – Índice de severidade relativo às perdas.

O atributo *S* é o atributo “decisão”. Este atributo considerado de maior importância, é escolhido por um operador de sistema com um grande conhecimento na área de estudo e análise de Sistemas de Energia Eléctrica. O atributo “decisão” é então dividido em quatro estados:

- Normal (N);
- Alerta (A);
- Emergência 1 (E_1);
- Emergência 2 (E_2).

A tabela 3.10 apresenta a informação relativamente ao estudo das 15 contingências, obtidas através do Programa computacional *SecurMing1.0* descrito no Capítulo V. Através da *interface* criado com o programa *ROSE* [ROSE02] é construída a tabela 3.10 e a Teoria dos Conjuntos Aproximativos é assim aplicada.

A tabela 3.9 mostra a escolha dos códigos para a equivalência dos atributos [Torres02], [Torres96a], [Shanti02]. Os valores dos códigos, para diferentes atributos da tabela 3.9, foram definidos, tendo em consideração a experiência dos operadores do Sistema. Os atributos são classificados em três termos qualitativos diferentes: Baixo (1), Médio (2) e Alto (3). O atributo de decisão é classificado em quatro termos qualitativos, tendo em conta o diagrama de T DyLiacco [DyLiacco68]: Normal, Alerta, Emergência 1 e Emergência 2.

Tabela 3.9 – Código das equivalências dos atributos

Atributos	Códigos			
	0	1	2	3
A		$90\% <$	$90\% \leq a \leq 110\%$	$> 110\%$
B		$2 \leq$	$3 \leq b \leq 4$	> 4
C		$0.85 <$	$0.85 \leq c \leq 1.05$	> 1.05
D		$2 \leq$	$3 \leq d \leq 5$	> 5
E		$0.800 <$	$0.800 \leq e \leq 0.900$	> 0.900
S	N	A	E_1	E_2

Utilizando os valores da tabela 3.9 construiu-se a tabela 3.10.

Tabela 3.10 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

<i>Cont Nº</i>	<i>Atributos</i>					
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>S</i>
1	3	1	3	2	3	E ₁
2	3	2	3	2	3	E ₂
3	3	3	3	2	3	E ₂
4	2	1	3	2	3	N
5	3	2	2	2	3	E ₁
6	3	1	3	2	2	A
7	2	1	3	2	2	A
8	2	1	3	2	2	E ₁
9	3	2	2	2	1	E ₂
10	2	1	3	2	1	N
11	2	1	3	2	1	N
12	3	2	3	2	3	E ₁
13	3	2	3	2	3	E ₁
14	3	3	2	3	2	E ₂
15	1	1	1	1	1	N

Tendo em conta o Algoritmo definido na Figura 3.3, sobre a aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, os passos que se seguem são a aplicação prática desse algoritmo [Walczak98], [Dong02], [Torres96b].

Passo 1

O primeiro passo do algoritmo é redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos de equivalência definidos anteriormente. Usando estas definições para cada contingência da tabela 3.10, obtêm-se a tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Base de dados com valores equivalentes

<i>Cont. Nº</i>	<i>Atributos</i>					
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>S</i>
1	H	L	H	M	H	E ₁
2	H	M	H	M	H	E ₂
3	H	H	H	M	H	E ₂
4	M	L	H	M	H	N
5	H	M	M	M	H	E ₁
6	H	L	H	M	M	A
7	M	L	H	M	M	A
8	M	L	H	M	M	E ₁
9	H	M	M	M	L	E ₂
10	M	L	H	M	L	N
11	M	L	H	M	L	N
12	H	M	H	M	H	E ₁
13	H	M	H	M	H	E ₁
14	H	H	M	H	M	E ₂
15	L	L	L	L	L	N

Passos 2 e 3

O próximo passo do algoritmo é verificar se para todas as contingências algum atributo pode ser eliminado por repetição. Pode-se verificar que para todos os exemplos os atributos são diferentes. Mas para algumas contingências, os atributos são idênticos, por exemplo para as contingências 10 – 11 e 12 - 13. As contingências com atributos iguais são retirados, e o conjunto resultante está na tabela 3.12.

Tabela 3.12 – Atributos das contingências

Cont. Nº	Atributos					
	A	B	C	D	E	S
1	H	M	H	M	H	E ₂
2	H	H	H	M	H	E ₂
3	H	M	M	M	L	E ₂
4	H	H	M	H	M	E ₂
5	H	L	H	M	H	E ₁
6	H	M	M	M	H	E ₁
7	M	L	H	M	M	E ₁
8	H	M	H	M	H	E ₁
9	H	L	H	M	M	A
10	M	L	H	M	M	A
11	M	L	H	M	H	N
12	M	L	H	M	L	N
13	L	L	L	L	L	N

Passo 4

O passo seguinte consiste em verificar se a tabela de decisão contém somente os atributos indispensáveis. Esta tarefa pode ser realizada eliminando passo a passo cada atributo e verificando se a tabela dá a mesma classificação.

Por exemplo, se o atributo D é eliminado, a classificação continua a ser a mesma uma vez que a decisão não é alterada. Pode-se dizer que D é um atributo dispensável para a tabela de decisão. Se o atributo A é eliminado na tabela 3.12, pode-se verificar que a contingência 1 e 5 têm o mesmo conjunto de atributos, mas dão classificações diferentes. Neste caso, pode-se dizer que o atributo A é indispensável para todos os atributos. Construiu-se a tabela 3.13 retirando da tabela 3.12 o atributo D.

Pode-se então concluir que os atributos A, B, C e E são indispensáveis e que D é dispensável para a tabela de decisão inicial.

A tabela 3.13 mostra os resultados para este conjunto de exemplos.

Tabela 3.13 – Verificação dos atributos indispensáveis

Cont Nº.	Atributos				
	A	B	C	E	S
1	H	M	H	H	E ₂
2	H	H	H	H	E ₂
3	H	M	M	L	E ₂
4	H	H	M	M	E ₂
5	H	L	H	H	E ₁
6	H	M	M	H	E ₁
7	M	L	H	M	E ₁
8	H	M	H	H	E ₁
9	H	L	H	M	A
10	M	L	H	M	A
11	M	L	H	H	N
12	M	L	H	L	N
13	L	L	L	L	N

Passos 5 e 6

Com o conjunto de valores da tabela 3.13, pode-se calcular o *Core* do conjunto das contingências. O cálculo pode ser realizado passo a passo eliminando cada atributo e, verificando se a tabela de decisão continua consistente.

Usando o pacote de programas *ROSE* [ROSE02] pode-se verificar que os atributos A, B, C e E são o *Core* e o Reduto do problema.

A qualidade da classificação calculada conforme, descrita na secção 3.7.5, para todas as condições e atributos no *Core* é de 0.667.

Passos 7 e 8

De acordo com os *Passos 5 e 6* e, usando a lógica aritmética, constrói-se um conjunto de regras. O conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela 3.10 e, pode ser expresso da seguinte maneira:

Regras Exactas:

Se (B é 3) ou (C é 2 e E é 1) então S = E₂.

Se (C é 2 e E é 3) ou (A é 3, B é 1 e E é 3) então S = E₁.

Se (A é 3, B é 1 e E é 2) então S = A

Se (B é 1 e E é 1) ou (A é 2 e E é 3) então S = N

Regras Aproximadas:

Se (B é 2 e C é 3) então $S = E_1$ ou $S = E_2$.

Se (A é 2 e E é 2) então $S = A$ ou $S = E_1$.

Para uma melhor compreensão, as regras podem ser escritas da seguinte forma:

Regras Exactas

- Se (o número de sobrecargas nas linhas for elevado) ou (o nível de tensão for médio e os índices de severidade dados pelas perdas forem baixos) então o Sistema está no estado de Emergência 2.
- Se (o nível de tensão for baixo e os índices de severidade dados pelas perdas forem elevados) ou (as sobrecargas nas linhas forem elevadas, o número de sobrecargas nas linhas for baixo e os índices de severidade, dados pelas perdas, forem elevados) então o Sistema está no estado de Emergência 1.
- Se (as sobrecargas nas linhas forem elevadas, o número de sobrecargas nas linhas for baixo e os índices de severidade dados pelas perdas forem de valor médio) então o Sistema está no estado de Alerta.
- Se (o número de sobrecargas nas linhas for baixo e o valor dos índices de severidade dados pelas perdas for baixo) ou (o valor das sobrecargas nas linhas for médio e os índices de severidade dados pelas perdas forem elevados) então o Sistema está no estado Normal.

Regras Aproximadas

- Se (o número de sobrecargas nas linhas tiver um valor médio e o nível de tensão for elevado) então o Sistema está no estado de Emergência 1 ou no estado de Emergência 2.
- Se (as sobrecargas nas linhas tiverem um valor médio e os índices de severidade dados pelas perdas tiverem um valor médio) então o Sistema está no estado de Alerta ou no estado de Emergência 1.

3.10 Conclusões

Este capítulo teve por objectivo apresentar os conceitos básicos associados à Teoria dos Conjuntos Aproximativos formalizada por Pawlak, utilizados em várias áreas dos Sistemas Eléctricos de Energia.

O processo de aquisição do conhecimento é uma tarefa difícil durante a construção de um sistema baseado no conhecimento.

Os Operadores de Sistema na área dos Sistemas Eléctricos de Energia têm dificuldade em transmitir informação sobre um determinado problema aos engenheiros da área do conhecimento.

O conjunto do conhecimento fornecido pode assim conter dados supérfluos ou incompletos, mas a Teoria dos Conjuntos Aproximativos é uma ferramenta que já deu provas da sua utilidade em vários domínios na resolução de vários problemas relacionados com a incerteza ou na utilização de bases de dados incompletas.

Vários pacotes computacionais foram desenvolvidos, de forma a facilitar este tipo de cálculos. O *software* recebe as tabelas de informação como *input* e calcula automaticamente as aproximações aos vários conceitos, permitindo a eliminação dos atributos redundantes e gera automaticamente as regras de decisão em que o especialista se baseou em dada altura para classificar os objectos (decidir).

O exemplo ilustrativo usado foi apresentado de uma forma simples e clara, de modo a permitir uma melhor compreensão da teoria dos conjuntos aproximativos. Foi apresentado um estudo realizado numa rede de teste de seis barramentos, para análise e estudo da segurança nos Sistemas Eléctricos de Energia [Agreira03c].

Da análise apresentada pode-se concluir que a teoria dos conjuntos aproximativos é cada vez mais uma ferramenta importante, a ser usada nas variadas áreas que englobam os Sistemas Eléctricos de Energia e, em especial, no estudo e análise da segurança das Redes Eléctricas.

Capítulo IV

ÍNDICES DE SEVERIDADE PARA ESTUDOS DE SEGURANÇA DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

4.1 Introdução

Os Sistemas Eléctricos de Energia têm como finalidade alimentar os consumidores com continuidade e qualidade. Para que estes objectivos sejam atingidos o sistema deve, manter o perfil de tensão previsto nos consumidores e ter níveis de fiabilidade adequados. Apesar da complexidade deste problema de grandes dimensões, há todo um esforço, no sentido de encontrar métodos eficazes de gestão do sistema. A dificuldade destes estudos é que a maioria ignora parte da informação disponível nas Redes Eléctricas. Torna-se assim necessário desenvolver algoritmos que permitam reunir métodos de análise mais avançados em que a extracção do conhecimento das bases de dados, é feito através de regras adequadas que possam dar indicações sobre as operações aos operadores de sistema. A metodologia desenvolvida para estudo e análise de contingências baseia-se num algoritmo eficaz e eficiente para a classificação e ordenação das contingências.

4.2 Lista de contingências a simular

Atendendo ao elevado número de contingências possíveis num SEE de dimensões real é usual, quando se procede à análise da segurança da rede estabelecer previamente uma lista de contingências a simular. Nesta lista podem, normalmente, identificar-se dois tipos de perturbações possíveis.

No primeiro tipo incluem-se as contingências com maior probabilidade de ocorrência, cujas consequências para o sistema se podem traduzir fundamentalmente ao nível da violação de certos limites de exploração como, por exemplo, dos níveis de tensão e das potências máximas que podem ser transmitidas pelas linhas [Çaglar99a].

No segundo tipo consideram-se as perturbações que, apesar de apresentarem uma baixa probabilidade de ocorrência, podem provocar situações graves nomeadamente de colapso total ou parcial da rede [CIGRE97]. A definição das contingências do segundo tipo deve ser estabelecida a partir de uma avaliação do risco de funcionamento do sistema sob condições desfavoráveis e situações de exploração anormais.

O objectivo desta tese é apresentar uma nova metodologia para a selecção e ordenação de contingências a usar em estudo e análise da segurança de um Sistema Eléctricos de Energia.

As contingências são ordenadas através de índices de severidade, que permitem avaliar não só o impacto das sobrecargas nas linhas, mas também a violação dos limites de tensão nos barramentos do sistema, o que permite detectar sobrecargas nas linhas de transmissão, perdas nas cargas e no sistema e detectar situações de colapso de tensão.

4.3 Índices de severidade.

4.3.1 Índices de severidade relativos à potência activa e à tensão

Os índices de severidade normalmente são usados com o intuito de quantificar o impacto no Sistema Eléctrico de Energia da saída de um determinado componente, normalmente linhas de transmissão, transformadores e geradores. Os índices de severidade ou índices de desempenho (*PI – Performance Indice*), permitem fazer a selecção das contingências críticas. Estes índices de desempenho são utilizados nos estudos de segurança e análise dos Sistemas Eléctricos de Energia para traduzir correctamente o impacto de todas as contingências credíveis numa rede eléctrica

Em 1996, *Woollenberg* definiu os índices de desempenho, como o somatório dos índices dados pelas expressões 4.1 e 4.2. Os índices de severidade, usualmente utilizados para avaliar o impacto das sobrecargas e da violação dos limites de tensão nos diferentes barramentos do sistema são: [Wood96] [Matos00]:

$$\eta_p = \sum_{i=1}^{n_r} W_{pk} \left(\frac{P_k}{P_k^{\text{máx}}} \right)^{2m} \quad (4.1)$$

sendo

η_p - índice de severidade relativo à potência

W_{pk} - peso para a potência activa do ramo k

P_k - potência activa no ramo k

$P_k^{\text{máx}}$ - capacidade máxima do ramo k

m - expoente a especificar

n_r - número de ramos da rede eléctrica

$$\eta_v = \sum_{i=1}^{n_b} W_{vi} \left(\frac{V_i - V_i^{\text{esp}}}{\Delta V_i^{\text{lim}}} \right)^{2m} \quad (4.2)$$

sendo

- η_v - índice de severidade relativo à tensão
- W_{vi} - peso para a tensão no barramento i
- V_i - módulo da tensão no barramento i
- V_i^{esp} - valor especificado ou nominal da tensão no barramento i
- $\Delta V_i^{\text{máx}}$ - desvio máximo de tensão permitido no barramento i
- m - expoente a especificar
- n_b - número de barramentos do sistema

Os pesos das expressões (4.1) e (4.2) têm em conta a importância dos diferentes componentes do sistema. Estes parâmetros são escolhidos com base na experiência dos operadores e reflectem o impacto das diferentes violações nas condições de funcionamento do sistema.

Ao longo dos tempos várias técnicas foram usadas no sentido de calcular os índices de desempenho quando uma linha de transmissão sai de serviço. Se nas expressões 4.1 e 4.2 for considerado que $m=1$, estas expressões podem ser utilizadas de uma forma rápida, isto é, são calculados os valores de PI , para cada linha de transmissão da rede considerada, para uma dada configuração da rede. O procedimento para selecção das contingências é feito pela ordenação de todos os PI , numa tabela em ordem decrescente, ou seja, do maior para o menor valor. As linhas de transmissão com um valor maior de PI , são colocadas numa pequena lista de contingências a estudar.

No índice de severidade relativo à potência, quando o ramo excede os seus limites e $m=1$, tem-se uma função quadrática onde os PI tomam valores vizinhos de zero a valores próximo de infinito. O inconveniente de utilizar pesos de valor igual a 1 é que uma linha de transmissão na qual circula uma potência próxima do seu limite contribui para o cálculo do seu índice de desempenho, de forma igual a uma que acabou de ultrapassar o seu limite.

Quando se utiliza $m=1$ o resultado é um índice de desempenho relativo à potência, de valor muito elevado, quando muitas das linhas estão apenas um pouco abaixo dos seus limites. Assim, quando $m=1$, ordenando os valores dos índices de desempenho relativos à potência, normalmente resulta numa lista que não é de todo representativa dos casos menos bons no topo da lista. Considerando $m=2$ ou maior, desenvolver um algoritmo que rapidamente calcula os PI torna-se extremamente difícil.

Para resolver este problema, uma maneira de realizar uma selecção das contingências, segundo *Woollenberg* é através do chamado Método 1P1Q, onde o Método do desacoplamento rápido é usado [Wood96]. Através deste método, o PI pode ser calculado para valores de m maiores, na ordem de $m=5$. Os índices de desempenho são calculados utilizando a solução da primeira iteração do Método do Desacoplamento Rápido, o que torna o cálculo relativamente expedito. Outra vantagem deste procedimento, é o facto de as tensões poderem ser incluídas no índice de desempenho.

4.3.2 Índices de severidade relativos às perdas

Em 1999 foram propostos novos índices de severidade baseados nas perdas activas do sistema [Çaglar99a] [Çaglar99b]. Estes índices são calculados através da decomposição das perdas de potência activa em duas componentes, sensíveis a diferentes variáveis de estado, exibindo um comportamento similar ao acoplamento $P - \delta$ e $Q - V$ do Sistema Eléctricos de Energia. Esta característica possibilita a sua utilização como variáveis de medida das sobrecargas de potência activa e das violações das tensões nos barramentos. Nesta formulação não existe um peso nem o expoente. Os índices de severidade baseados nas perdas do sistema são determinados através das expressões [Çaglar99a] [Çaglar99b]:

$$P_{LV} = \sum_{i=1}^{n_b-1} \sum_{k=i+1}^{n_b} -[G_{ik} (V_i - V_k)^2] \quad (4.3)$$

$$P_{L\delta} = \sum_{i=1}^{n_b-1} \sum_{k=i+1}^{n_b} -[G_{ik} V_i V_k (\delta_i - \delta_k)^2] \quad (4.4)$$

sendo

P_{LV} - índice de severidade da potência associado à amplitude da tensão

$P_{L\delta}$ - índice de severidade da potência associado à fase da tensão

G_{ik} - condutância longitudinal do ramo ik

δ_i - ângulo de fase do barramento i

δ_k - ângulo de fase do barramento k

V_i - tensão no barramento i

V_k - tensão no barramento k

n_b - número de barramentos do sistema

A expressão (4.3) abrange uma pequena componente das perdas e é apenas sensível à amplitude das tensões nos barramentos, pelo que, o seu cálculo é basicamente influenciado pelo trânsito de potência reactiva.

A segunda componente das perdas, dada pela expressão (4.4), é muito sensível aos valores de fase da tensão dos barramentos, pelo que o seu cálculo é efectuado utilizando um trânsito de potências.

4.3.3 Os índices de severidade relativos à sobrecarga *SPIL*

Os índices de severidade relativos à sobrecarga são definidos para as linhas de transmissão e transformadores e são dadas pela expressão [Hazra09]:

$$SPIL = \sum_{\substack{i=1 \\ i \in OL}}^{NL} \left(\frac{S_i - S_i^{Lim}}{S_i^{Lim}} \times 100 \right)^2 \quad (4.5)$$

sendo

NL - número de linhas do sistemas

OL - conjunto de linhas em sobrecarga

S_i - potência aparente, em MVA, nas linhas sobrecarregadas i

S_i^{Lim} - limite da potência aparente, em MVA, das linhas em sobrecarga i

4.3.4 Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência activa dos geradores

A disponibilidade da potência activa dos geradores em qualquer ponto de operação é calculada através das curvas de capacidade para cada gerador [Hazra09]. O índice de severidade para a disponibilidade da potência activa (SIP_{max}) é calculado pela expressão [Hazra09]:

$$SI_{P_{mar}} = 100 \times \sum_{\substack{i=1 \\ i \in PV}}^{n_b} \left(\frac{P_{\max i} - P_i}{P_{\max i}} \times 100 \right)^{-2} \quad (4.6)$$

sendo

n_b - número de barramentos no sistema

P_i - potência activa gerada no barramento i

$P_{\max i}$ - potência activa máxima disponível no barramento i

PV - conjunto de barramentos de produção $|PV|$

4.3.5 Os índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva dos geradores

Os índices de severidade para a disponibilidade da potência reactiva dos geradores em qualquer ponto da operação são obtidos através das curvas de capacidade dos geradores, e dados pela expressão [Hazra09]:

$$SI_{Q_{\max}} = 100 \times \sum_{\substack{i=1 \\ i \in PV}}^{n_b} \left(\frac{Q_{\max i} - Q_i}{Q_{\max i}} \times 100 \right)^{-2} \quad (4.7)$$

sendo

- n_b - número de barramentos no sistema
- Q_i - potência reactiva gerada no barramento i
- $Q_{\max i}$ - potência reactiva máxima disponível no barramento i
- PV - conjunto de barramentos de produção $|PV|$

4.4 O índice de severidade global

O índice de severidade global do sistema é obtido pela soma pesada de todos os índices apresentados anteriormente e é dado por:

$$SI = C\eta V + C\eta P + CP_{LV} + CP_{L\delta} + CSPIL + CSI_{P_{\max}} + CSI_{Q_{\max}} \quad (4.8)$$

Sendo

- $C\eta V$ - índice pesado relativo à tensão
- $C\eta P$ - índice pesado relativo à potência
- CP_{LV} - índice pesado relativo ao argumento da tensão
- $CP_{L\delta}$ - índice pesado relativo ao ângulo da tensão
- $CSPIL$ - índice pesado relativo à sobrecarga
- $CSI_{P_{\max}}$ - índice pesado relativo à disponibilidade da potência activa dos geradores
- $CSI_{Q_{\max}}$ - índice pesado relativo à disponibilidade da potência reactiva dos geradores

Este procedimento permite valorizar os índices com maior impacto na avaliação da segurança no sistema. A expressão 4.8 inclui os pesos dos respectivos índices. Os

índices de severidade compostos foram desenvolvidos, de modo a valorizar os índices individuais mais importantes [Agreira06], que foram usados para classificar e ordenar as contingências e são apresentados no ponto seguinte [Agreira03a] [Agreira03b].

4.5 Ordenação e classificação das contingências.

A classificação e ordenação das contingências foi realizada a partir dos índices compostos dos índices de severidade. Os índices compostos podem ser obtidos de duas maneiras diferentes. Através da média aritmética dos índices individuais ou atribuindo diferentes pesos, valorizando os melhores índices [Oliveira03].

Os índices individuais, normalmente apresentam bons resultados para situações particulares. A experiência de implementação com sucesso da classificação das contingências em várias redes de teste, leva-nos a concluir que a utilização dos índices compostos é melhor [Agreira06]. Um índice composto dá-nos uma avaliação global dos diferentes aspectos dos Sistemas Eléctricos de Energia enquanto que um índice individual, poderá não ordenar da melhor forma as contingências do Sistema Eléctrico de Energia em estudo.

Nos estudos realizados no primeiro caso não foram atribuídos pesos para o cálculo do índice composto tendo posteriormente sido atribuídos pesos (*CS*), de modo a privilegiar os índices que obtiveram melhor desempenho.

O grau de dispersão de um conjunto de dados pode ser medido pelos desvios dos valores obtidos em relação à média. Entende-se por desvio, em relação à média, a diferença entre o valor observado e a média do conjunto de dados. Como cada valor possui um desvio em relação à média, para obter o grau de dispersão de todo o conjunto de dados, é necessário calcular todos os desvios. A soma dos desvios não pode ser usada como medida de dispersão, visto que a sua soma é igual a zero, porque os desvios com sinais positivos e negativos compensam-se. Este problema pode ser contornado se, em lugar da soma dos desvios, for considerada a soma dos quadrados dos desvios.

Assim, para medir a dispersão dos dados em torno da média usa-se a variância, que pode ser definida como a soma dos quadrados dos desvios dividida pelo número de dados. A variância também se define, como a soma dos desvios dividida pelo número de graus de liberdade. O número de graus de liberdade é igual ao número de dados menos 1. Neste estudo a variância foi calculada desta maneira.

Como medida de dispersão, a variância apresenta a desvantagem de ter uma unidade de medida, igual ao quadrado da unidade de medida dos dados. Define-se então como medida de dispersão a raiz quadrada da variância. Deste modo, define-se o desvio padrão s como a raiz quadrada, com sinal positivo, da variância. O desvio padrão, tal como a variância, mede a dispersão dos dados, mas possui a vantagem de usar a mesma unidade de medida dos dados.

Existem casos em que o uso da variância não é suficiente para comparar a dispersão entre diferentes índices. Supondo que num primeiro índice os seus componentes são: 1; 3; 5 e num segundo índice 53; 55; 57, a variância do primeiro índice é igual à variância do segundo índice, logo a dispersão em torno da média é exactamente a mesma nos dois índices. No entanto, esta dispersão no primeiro índice pode significar grandes mudanças físicas, o que não acontece para o segundo índice.

Definimos assim uma dispersão relativa, isto é, a dispersão em relação à média. Para medir a dispersão relativa usa-se o coeficiente de variação. O coeficiente de Variação (CV) é a razão entre o desvio padrão s e a média aritmética $\bar{x}$, multiplicada por 100. O coeficiente de variação para cada índice é dado assim, em percentagem, e pode ser visualizado na equação 4.9 [Oliveira03].

$$CV = \frac{s}{\bar{x}} \times 100 \quad (4.9)$$

Assim, para o índice com componentes 1, 3 e 5, obtém-se $CV = 66,7\%$, enquanto que para o índice com componentes 53, 55 e 57, $CV = 3,6\%$. Os valores dos coeficientes de variação confirmam que a dispersão dos dados em relação à média é muito importante no primeiro índice e pouco no segundo. Deste modo, cada peso pode ser

determinado pela divisão do CV_i de cada índice pelo somatório dos CV_i em que $i = 1, 2, \dots, NI$ (NI é o número de índices), ou seja:

$$C_i = \frac{CV_i}{\sum_{i=1}^{NI} CV_i} \quad (4.10)$$

O índice composto, para uma determinada contingência C (CS_C – índice composto para uma dada contingência) é obtido pelo somatório da multiplicação de cada coeficiente C_i (através da equação 4.11) com os respectivos componentes dos índices $(ID_i)_C$, com $i = 1, \dots, NI$:

$$CS_C = \sum_{i=1}^{NI} C_i \times (ID_i)_C \quad (4.11)$$

em que (ID_i) é o valor associado a cada índice e C_i o respectivo peso.

Neste estudo, através da equação 4.9, um CV , foi obtido para cada conjunto de índices de severidade parciais e a partir da equação 4.10, são calculados os pesos ($C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7$), em que:

- C_1 – é o peso relativo ao índice de severidade da Potência (eq. 4.1)
- C_2 - é o peso relativo ao índice de severidade da Tensão (eq.4.2)
- C_3 - é o peso relativo ao índice de severidade associado à amplitude da tensão (eq.4.3)
- C_4 - é o peso relativo ao índice de severidade associado à fase da tensão (eq.4.4)
- C_5 - é o peso relativo ao índice de severidade associado à sobrecarga nas linhas de transmissão (eq.4.5)
- C_6 - é o peso relativo ao índice de severidade associado à disponibilidade da potência activa nos geradores (eq.4.6)
- C_7 - é o peso relativo ao índice de severidade associado à disponibilidade da potência reactiva nos geradores (eq.4.7)

Estes pesos foram utilizados na equação (4.11) para obtenção do índice composto, para uma determinada contingência C (CS_C), para avaliação das diferentes contingências que ocorrem num Sistema Eléctrico de Energia.

4.6 Factores de distribuição

A análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia torna-se complexa, devido ao elevado número de configurações da rede em estudo e, consequentemente, à impossibilidade de realizar e analisar todas as iterações em tempo útil. Estes factores permitem calcular as alterações aproximadas nos trânsitos de potência das linhas por mudanças de produção, e são calculados através do modelo DC [Wood96].

Os factores de distribuição podem ser obtidos de diversas maneiras, mas basicamente podem ser considerados de dois tipos [Wood96]:

- 1 – Factores de distribuição de saída dos geradores de serviço.
- 2 – Factores de distribuição da saída das linhas de serviço.

A matriz das sensibilidades é utilizada para o cálculo dos factores de distribuição. Os factores de distribuição dos alternadores, designados por $a_{\ell i}$, são calculados através da expressão [Wood96]:

$$a_{\ell i} = \frac{\Delta f_{\ell}}{\Delta P_i} \quad (4.12)$$

sendo

ℓ - índice da linha

i - índice do barramento

Δf_{ℓ} - alteração da potência activa no trânsito de potências na linha ℓ quando a troca na produção, ΔP_i , ocorre no barramento i

ΔP_i - alteração da produção no barramento i

Nesta definição, é suposto que, as trocas na produção ΔP_i , são totalmente compensadas por uma troca oposta na produção do barramento de referência, e que a produção em todos os outros geradores permanece constante. O factor $a_{\ell i}$ representa a sensibilidade do fluxo na linha ℓ em relação à produção do barramento i . Suponhamos que queríamos estudar a saída de um grande gerador e que se assumia que toda a produção perdida seria produzida pelo barramento de referência. Se o gerador em questão está a produzir P_i^0 MW e se sai de serviço, então pode-se representar ΔP_i por:

$$\Delta P_i = -P_i^0 \quad (4.13)$$

e o novo trânsito de potências em cada linha da rede pode ser calculado usando um conjunto de factores “ a ” pré - calculados, da seguinte maneira:

$$\hat{f}_\ell = f_\ell^0 + a_{\ell i} \Delta P_i \text{ para } \ell = 1 \dots L \quad (4.14)$$

sendo

- $\hat{f}_\ell$ - fluxo na linha ℓ depois do gerador no barramento i sair de serviço
- f_ℓ^0 - fluxo na linha ℓ antes da saída de serviço do gerador no barramento i
- $a_{\ell i}$ - factores de distribuição dos alternadores
- ΔP_i - alteração da produção no barramento i

O “fluxo após a saída de serviço”, $\hat{f}_\ell$ em cada linha pode ser comparado com o seu limite e se for excedido soa um alarme. O toque do alarme diz ao operador do centro de controlo que a perda do gerador no barramento i , origina uma sobrecarga na linha ℓ . Os factores de distribuição dos geradores são estimativas lineares da sensibilidade do fluxo nas linhas e das alterações da potência activa produzida nos barramentos. O efeito das trocas simultâneas em vários barramentos de produção pode ser calculado usando o princípio da sobreposição. Suponhamos, por exemplo, que as perdas do gerador no barramento i são compensadas pela acção dos reguladores de potência das máquinas ao longo do sistema de interligação. O aumento da produção num dado grupo j quando da

saída de outro grupo é normalmente suposto como proporcional à potência máxima. Assim, o aumento da produção no grupo ligado ao barramento $j(j \neq i)$ seria:

$$\gamma_{ji} = \frac{P_j^{\max}}{\sum_{\substack{K \\ K \neq i}} P_k^{\max}} \quad (4.15)$$

sendo

$P_k^{\max}$ - potência máxima, em MW, do gerador k

γ_{ji} - factor de proporcionalidade do acréscimo da potência do gerador j quando o gerador i avaria

Para calcular o trânsito de potências na linha ℓ , segundo a hipótese anterior de que os geradores interligados contribuem para a produção do valor da potência de grupo avariada, pode-se usar a expressão [Wood96]:

$$\hat{f}_\ell = f_\ell^0 + a_{\ell i} \Delta P_i - \sum_{j \neq i} [a_{\ell j} \gamma_{ji} \Delta P_i] \quad (4.16)$$

Este estudo é feito tendo em conta que nenhum dos geradores está actualmente no seu limite máximo. Se nos encontrarmos nesta situação é necessário desenvolver um modelo mais detalhado. Os factores de distribuição das linhas são usados de maneira similar, só que são utilizados para estudar sobrecargas nas linhas quando alguma linha de transmissão do sistema é perdida. Por definição, os factores de distribuição da saída de linha são dados pela expressão [Wood96]:

$$d_{\ell,k} = \frac{\Delta f_\ell}{f_k^0} \quad (4.17)$$

sendo

$d_{\ell,k}$ - factor de distribuição da saída da linha ℓ depois da saída da linha k

Δf_ℓ - alteração no fluxo da linha ℓ em MW

f_k^0 - fluxo original na linha k antes da sua saída

Se soubermos a potência que circula na linha ℓ e na linha k , o fluxo na linha ℓ após a saída da linha k , pode ser determinado usando os factores “ d ”.

$$\hat{f}_\ell = f_\ell^0 + d_{\ell,k} f_k^0 \quad (4.18)$$

onde

f_ℓ^0, f_k^0 - fluxo pré – defeito nas linhas ℓ e k antes da saída de serviço

$\hat{f}_\ell$ - fluxo na linha ℓ com a linha k fora de serviço

Fazendo um cálculo preliminar dos factores de distribuição de saída das linhas de serviço, pode-se calcular facilmente as potências que circulam nas linhas, aquando da saída de uma linha de serviço.

Este procedimento pode ser repetido para a saída de serviço de uma linha de cada vez, com um relatório das sobrecargas para o operador do sistema, na forma de mensagens de alarme.

Usando o procedimento descrito anteriormente para os geradores e as linhas que saem de serviço, foi implementado o programa desenvolvido, o *SecurMining1.0* um algoritmo que pode ser visualizado na figura 4.1, para o estudo e análise de contingências num Sistema de Energia Eléctrica. Esta metodologia é usada no 1º módulo para a formação das listas de contingências.

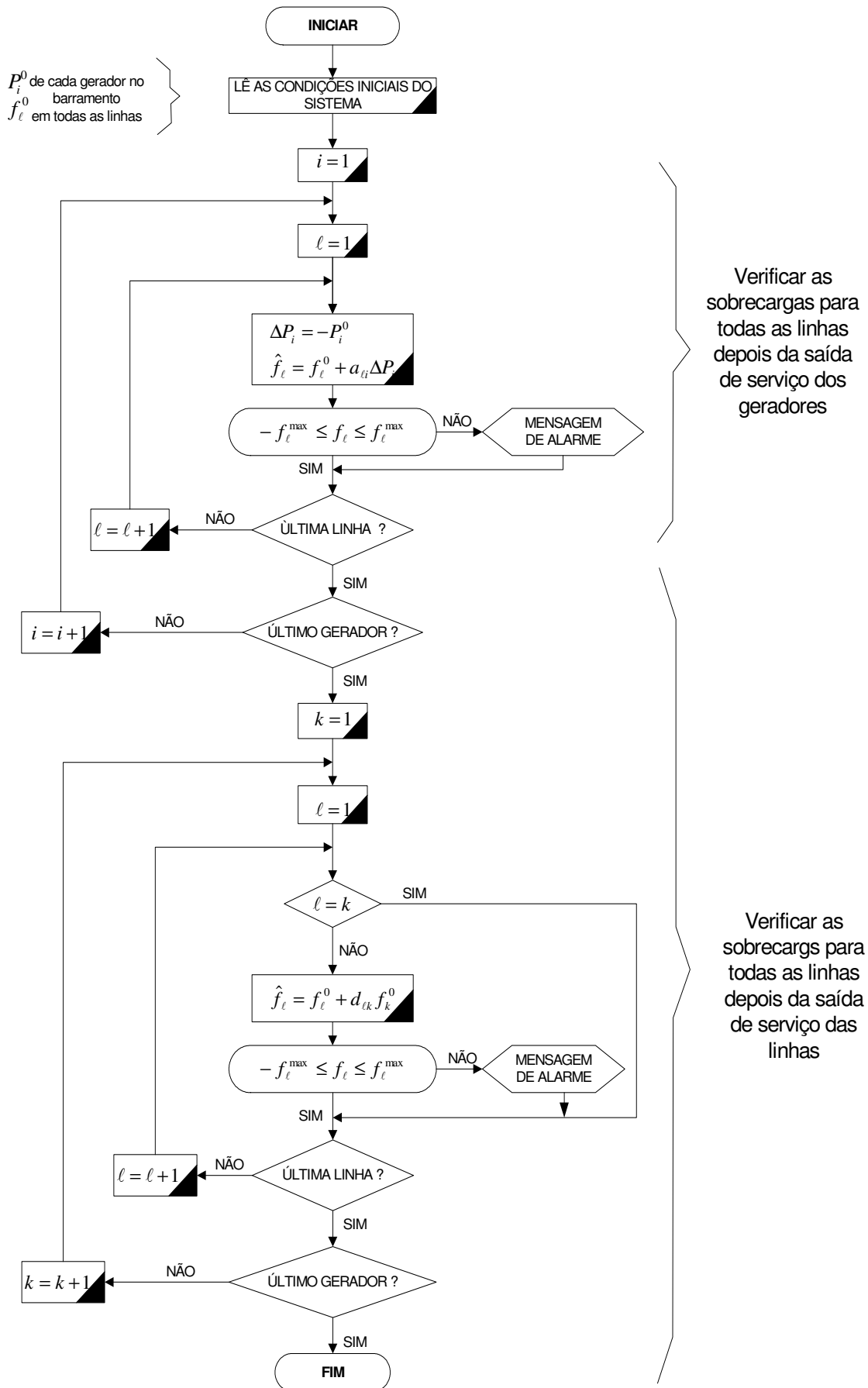


Figura 4.1 – Análise de contingências através do uso de factores de sensibilidade

4.7 Metodologia para análise, selecção, classificação e ordenação das contingências.

Atendendo à grande dimensão das redes de transporte, às interligações com outros sistemas e ao interesse em quantificar a segurança em tempos reduzidos, bem como à não linearidade das equações do trânsito de potências, recorre-se habitualmente a uma primeira selecção de contingências atendendo à impossibilidade de estudar todas as contingências [Balu92]. Assim, utilizando inicialmente um processo aproximado e, posteriormente, um método mais preciso são analisadas as contingências críticas e potencialmente críticas.

Os objectivos que determinam a definição de uma metodologia para a selecção das contingências críticas, são fundamentalmente a identificação das contingências que podem originar problemas na exploração do sistema.

Atendendo às diferentes combinações possíveis da configuração da rede de transporte com o sistema de produção e às variações do consumo, o número de estudos a realizar é extremamente elevado, pelo que há necessidade de evitar a avaliação do impacto de todas as contingências, atendendo à sua impossível realização prática.

A dificuldade que se coloca em relação aos métodos que têm sido propostos para a selecção de contingências, consiste em saber se essas formulações seleccionam ou não todas as contingências críticas. Na figura 4.2 apresenta-se uma representação esquemática da técnica de filtragem e ordenação de contingências desenvolvida [Agreira02].

Os Índices de Severidade foram a base para a metodologia apresentada, tornando-se fundamentais para a classificação e ordenação das contingências. Esta metodologia é muito eficaz e robusta, o que fez com que o processo de selecção e classificação das contingências seja simples e rápido.

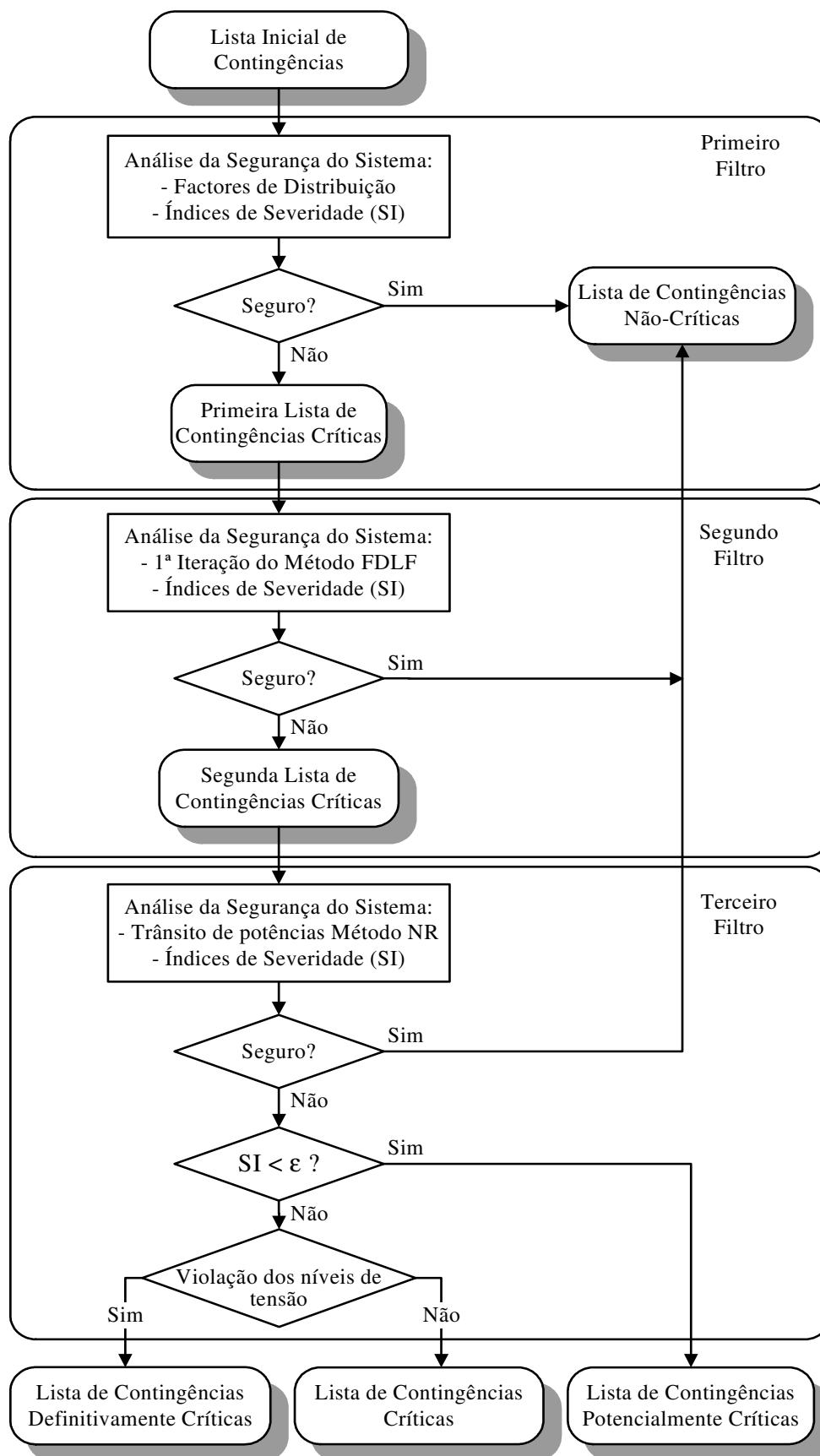


Figura 4.2 - Esquema de selecção e ordenação de cada contingência.

A técnica de selecção proposta é composta por três módulos de cálculo em cascata. A partir de uma lista inicial de contingências, obtida através de um trânsito de potências, efectuado pelo modelo DC para todas as contingências, o primeiro módulo, baseado no cálculo de factores de distribuição, produz duas listas, sendo uma correspondente às contingências críticas (C) e potencialmente críticas (PC) e a outra contendo as que não conduzem a qualquer situação anómala para o sistema (NC) [Woo96].

O segundo módulo a partir da lista inicial de contingências críticas e potencialmente críticas reduz o conjunto das contingências críticas utilizando os resultados produzidos na primeira iteração e um programa computacional de trânsito de potências, que usa o método rápido baseado no princípio do desacoplamento - *Fast Decouple Load Flow (FDLF)* [Ejebe88] [Wood96]. O terceiro módulo efectua uma análise pormenorizada da última lista de contingências estabelecida, usando um programa de trânsito de potências baseado numa formulação do método de *Newton-Raphson (NR)* [Stevesson94].

Em todos os módulos são utilizados os índices de severidade, para a avaliação do impacto das sobrecargas nas linhas (eq.4.1, eq.4.5) [Stott87], impacto da violação dos limites de tensão nos barramentos do sistema (eq.4.2, eq.4.3 e eq.4.4) [Mohamed89a], bem como o impacto das violações na disponibilidade da potência activa e reactiva (eq.4.6 e eq.4.7) [Hazra09]. No terceiro módulo é ainda utilizado um índice adicional, para detectar situações de colapso de tensão [Cutsem00] [Mohamed89b] [Repo99].

A análise da segurança dos sistemas de energia eléctrica é complexa, devido ao elevado número de configurações da rede em estudo. A metodologia proposta foi aplicada à rede de teste 118IEEE. Os resultados foram obtidos através do *software* desenvolvido, o *SecurMining1.0*.

4.8 Estudo da rede de teste do IEEE com 118 barramentos

A rede de teste 118 IEEE representada na figura 4.3 foi a rede que serviu de base para a aplicação da metodologia descrita e para os estudos de *Data Mining* apresentados nos Capítulos VI e VII [DEE93].

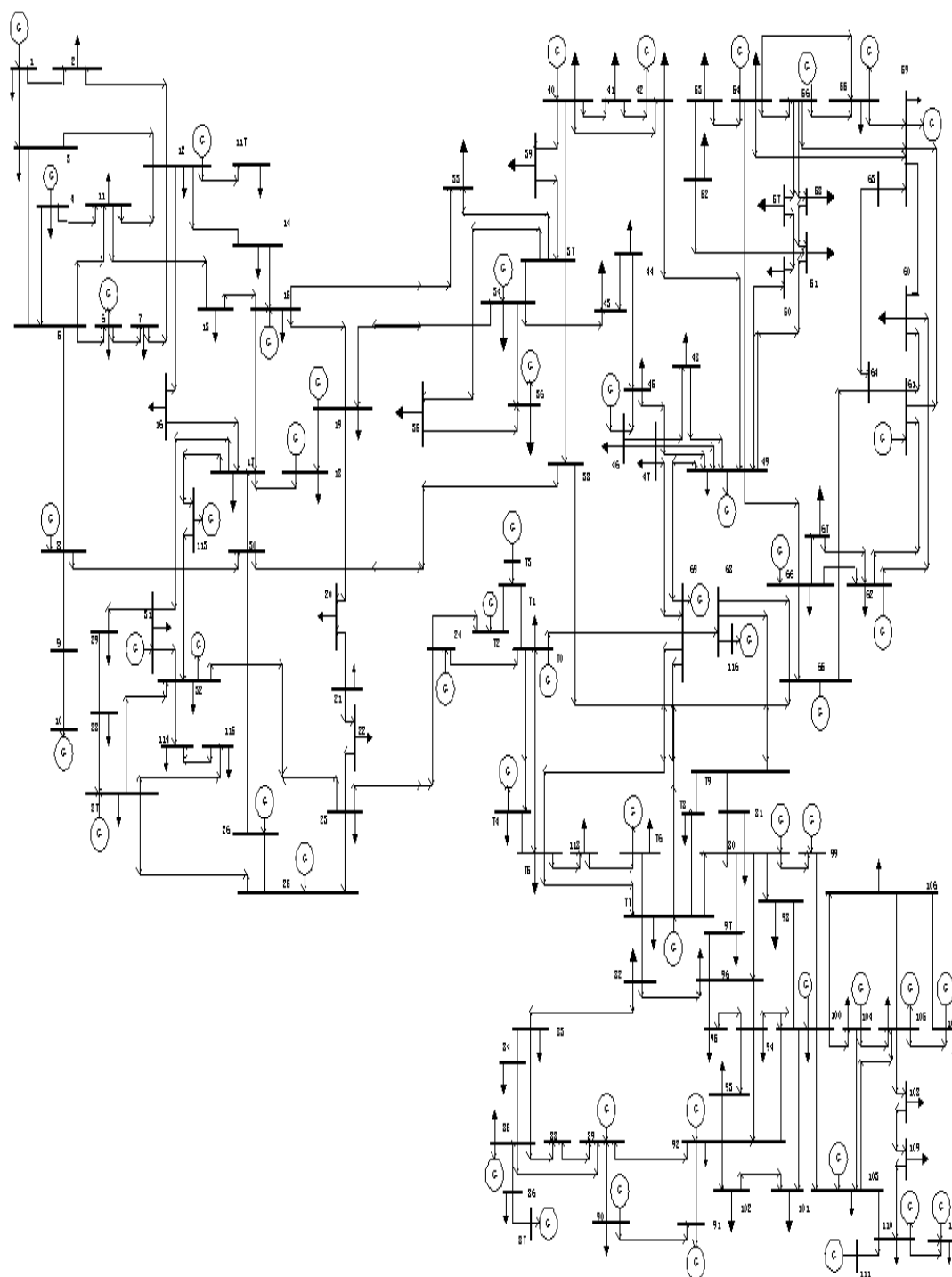


Figura 4.3 – Rede de teste do IEEE com 118 barramentos

4.8.1 Estudos de segurança obtidos com o *SecurMining1.0*

Foi estudada e analisada a segurança N-1 da rede de teste 118 IEEE [DEE93]. Os resultados foram obtidos com o pacote de programas computacionais *SecurMining1.0*, programa este que permite analisar e estudar a segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia.

Optou-se pela rede 118 IEEE, por esta ser uma rede vocacionada para os estudos e análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia. O estudo foi realizado para o regime normal de exploração. A selecção e classificação das contingências foram realizadas com o programa desenvolvido o *SecurMining1.0*.

4.8.2 Rede de teste 118 IEEE – Caso Base

4.8.2.1 Análise (N-1) da rede teste 118 IEEE – Caso Base

De modo a que se possa realizar o estudo e a análise de segurança da rede 118 IEEE, é necessário conhecer o estado pré – contingência do sistema. Procedeu-se então a um estudo de trânsito de potências com o módulo desenvolvido para o *SecurMining1.0*, utilizando o modelo DC. Através deste trânsito de potências foi construída a primeira lista de contingências, a simular no algoritmo desenvolvido para a selecção e classificação das contingências. A lista inicial das contingências é construída por todas as linhas de transmissão da rede teste 118 IEEE. Embora o pacote de programas desenvolvido permita realizar estudos para a saída dos geradores, neste trabalho só foi estudado o impacto da saída das linhas de transmissão. Na tabela 4.1 apresentam-se os resultados produzidos pela metodologia de filtragem e ordenação de contingências proposta, relativos a situações de sobrecargas nas linhas de transmissão, e às violações da tensão quando uma linha de transmissão sai de serviço.

A análise (N-1) foi efectuada para todas as linhas e geradores da lista inicial de contingências, ou seja, para 173 contingências. Os valores em “por unidade” estão referidos à base de 100 MVA.

Tabela 4.1 - Resultados produzidos pela metodologia de filtragem e ordenação de contingências.

I	II		III			IV	V	VI
Contingência No.	Saída da linha		Linhas em Sobrecarga			Violações da Tensão		
	i	j	k	l	[%]	Nrº	Max [p.u]	Min [p.u]
1	1	2	----	-----	90.90	0	-----	-----
2	1	3	----	-----	95.10	0	-----	-----
3	2	12	----	-----	93.70	0	-----	-----
4	3	5	5	6	109.90	0	-----	-----
5	3	12	----	-----	90.90	0	-----	-----
6	4	5	5	6	113.52	0	-----	-----
			5	11	130.52			
7	4	11	5	6	104.05	0	-----	-----
			5	11	109.36			
8	5	6	11	12	107.30	0	-----	-----
			5	11	108.52			
9	8	5	12	14	106.80	0	-----	-----
			12	16	142.00			
			13	15	106.80			
			14	15	119.50			
			16	17	166.20			
			17	18	105.00			
			23	32	108.20			
10	5	11	5	6	108.20	0	-----	-----
			4	11	100.30			
11	6	7	----	-----	91.10	0	-----	-----
12	7	12	----	-----	91.00	0	-----	-----
13	8	30	5	6	108.00	0	-----	-----
			5	11	100.70	0	-----	-----
14	11	12	5	6	105.00	0	-----	-----
15	11	13	----	-----	91.20	0	-----	-----
16	12	14	----	-----	91.00	0	-----	-----
17	12	16	----	-----	91.20	0	-----	-----
18	13	15	----	-----	90.90	0	-----	-----
19	14	15	----	-----	90.90	0	-----	-----
20	15	17	17	18	130.30	0	-----	-----
21	15	19	----	-----	90.60	0	-----	-----
22	15	33	----	-----	90.60	0	-----	-----
23	16	17	----	-----	91.90	0	-----	-----
24	17	18	----	-----	90.60	0	-----	-----
25	17	30	5	6	112.70	0	-----	-----
			5	11	105.80		-----	-----
			23	32	124.30		-----	-----
26	17	31	----	-----	92.60	0	-----	-----
27	17	113	----	-----	93.30	0	-----	-----
28	18	19	----	-----	90.60	0	-----	-----
29	19	20	----	-----	94.90	0	-----	-----
30	19	34	----	-----	91.10	0	-----	-----
31	20	21	23	32	102.20	0	-----	-----
32	21	22	23	32	108.00	0	-----	-----
33	22	23	17	18	100.60	0	-----	-----
			23	32	112.10	0	-----	-----
34	23	24	----	-----	95.90	0	-----	-----

Tabela 4.1 - Resultados produzidos pela metodologia de selecção e ordenação de contingências (cont.)

I	II		III			IV	V	VI
Contingência No.	Saída da linha		Linhas em Sobrecarga			Violações da Tensão		
	i	j	k	l	[%]	Nrº	Max [p.u]	Min [p.u]
35	23	25	-----	-----	92.90	0	-----	-----
36	23	32	-----	-----	90.60	0	-----	-----
37	24	70	-----	-----	90.60	0	-----	-----
38	24	72	-----	-----	91.50	0	-----	-----
39	26	25	-----	-----	91.10	0	-----	-----
40	25	27	23	32	163.30	0	-----	-----
41	26	30	23	32	142.90	0	-----	-----
42	27	28	-----	-----	90.60	0	-----	-----
43	27	32	-----	-----	93.20	0	-----	-----
44	27	115	-----	-----	93.60	0	-----	-----
45	28	29	-----	-----	90.60	0	-----	-----
46	29	31	-----	-----	91.30	0	-----	-----
47	30	38	-----	-----	96.30	0	-----	-----
48	31	32	-----	-----	90.60	0	-----	-----
49	32	113	-----	-----	90.60	0	-----	-----
50	32	114	-----	-----	90.60	0	-----	-----
51	33	37	-----	-----	91.80	0	-----	-----
52	34	36	-----	-----	90.90	0	-----	-----
53	34	37	35	37	111.00	0	-----	-----
54	34	43	-----	-----	90.80	0	-----	-----
55	35	36	-----	-----	90.90	0	-----	-----
56	35	37	-----	-----	90.90	0	-----	-----
57	38	37	17	18	121.00	0	-----	-----
58	37	39	-----	-----	90.60	0	-----	-----
59	37	40	-----	-----	90.60	0	-----	-----
60	38	65	23	32	111.70	0	-----	-----
61	39	40	-----	-----	90.60	0	-----	-----
62	40	41	-----	-----	90.60	0	-----	-----
63	40	42	-----	-----	90.60	0	-----	-----
64	41	42	-----	-----	90.60	0	-----	-----
65	42	49	-----	-----	90.60	0	-----	-----
66	43	44	-----	-----	90.60	0	-----	-----
67	44	45	-----	-----	90.60	0	-----	-----
68	45	46	-----	-----	90.60	0	-----	-----
69	45	49	-----	-----	90.60	0	-----	-----
70	46	47	-----	-----	90.60	0	-----	-----
71	46	48	-----	-----	90.60	0	-----	-----
72	47	49	-----	-----	90.60	0	-----	-----
73	47	69	-----	-----	91.40	0	-----	-----
74	48	49	-----	-----	90.60	0	-----	-----
75	49	50	-----	-----	90.60	0	-----	-----
76	49	51	-----	-----	90.60	0	-----	-----
77	49	54	-----	-----	90.60	0	-----	-----
78	49	66	-----	-----	90.60	0	-----	-----
79	49	69	-----	-----	90.60	0	-----	-----
80	50	57	-----	-----	90.80	0	-----	-----
81	51	52	-----	-----	90.70	0	-----	-----
82	51	58	-----	-----	90.60	0	-----	-----
83	52	53	-----	-----	90.60	0	-----	-----
84	53	54	-----	-----	90.60	0	-----	-----
85	54	55	-----	-----	90.60	0	-----	-----
86	54	56	-----	-----	90.70	0	-----	-----
87	54	59	-----	-----	90.60	0	-----	-----

Tabela 4.1 - Resultados produzidos pela metodologia de selecção e ordenação de contingências (cont.)

I	II		III			IV	V	VI
Contingência No.	Saída da linha		Linhas em Sobrecarga			Violações da Tensão		
	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>	<i>l</i>	[%]	Nrº	Max [p.u]	Min [p.u]
88	55	56	-----	-----	90.60	0	-----	-----
89	55	59	-----	-----	90.60	0	-----	-----
90	56	57	-----	-----	90.70	0	-----	-----
91	56	58	-----	-----	90.60	0	-----	-----
92	56	59	-----	-----	90.60	0	-----	-----
93	56	59	-----	-----	90.60	0	-----	-----
94	59	60	-----	-----	90.60	0	-----	-----
95	59	61	-----	-----	90.60	0	-----	-----
96	63	59	-----	-----	97.90	0	-----	-----
97	60	61	61	62	106.30	0	-----	-----
98	60	62	-----	-----	90.60	0	-----	-----
99	61	62	-----	-----	90.60	0	-----	-----
100	64	61	-----	-----	90.90	0	-----	-----
101	62	66	-----	-----	90.70	0	-----	-----
102	62	67	-----	-----	90.60	0	-----	-----
103	63	64	59	61	101.40	0	-----	-----
104	64	65	-----	-----	99.90	0	-----	-----
105	65	66	-----	-----	91.10	0	-----	-----
106	65	68	-----	-----	93.10	0	-----	-----
107	66	67	-----	-----	90.80	0	-----	-----
108	68	69	68	81	144.20	0	-----	-----
			69	77	111.00		-----	-----
109	68	81	-----	-----	90.60	0	-----	-----
110	69	70	-----	-----	90.60	0	-----	-----
111	69	75	-----	-----	90.60	0	-----	-----
112	69	77	-----	-----	90.60	0	-----	-----
113	70	71	-----	-----	90.60	0	-----	-----
114	70	74	-----	-----	90.60	0	-----	-----
115	70	75	-----	-----	90.60	0	-----	-----
116	71	72	-----	-----	90.60	0	-----	-----
117	74	75	-----	-----	90.60	0	-----	-----
118	75	77	-----	-----	92.40	0	-----	-----
119	75	118	76	77	116	1	-----	0.89
120	76	77	75	118	109.70	0	-----	-----
121	76	118	-----	-----	91.00	0	-----	-----
122	77	78	79	80	121.90	0	-----	-----
123	77	80	-----	-----	90.60	0	-----	-----
124	77	80	-----	-----	90.90	0	-----	-----
125	77	82	-----	-----	90.90	0	-----	-----
126	78	79	-----	-----	90.80	0	-----	-----
127	79	80	77	78	117.1	0	-----	-----
128	81	80	-----	-----	91.80	0	-----	-----
129	80	96	-----	-----	90.90	0	-----	-----
130	80	97	-----	-----	90.90	0	-----	-----
131	80	98	-----	-----	90.90	0	-----	-----
132	80	99	-----	-----	90.90	0	-----	-----
133	82	83	-----	-----	90.90	0	-----	-----
134	82	96	-----	-----	90.90	0	-----	-----
135	83	84	-----	-----	90.90	0	-----	-----
136	83	85	-----	-----	90.90	0	-----	-----
137	84	85	-----	-----	90.90	0	-----	-----
138	85	88	-----	-----	90.80	0	-----	-----
139	85	89	-----	-----	90.80	0	-----	-----

Tabela 4.1 - Resultados produzidos pela metodologia de filtragem e ordenação de contingências (cont.)

I	II		III			IV	V	VI
<i>Contingência No.</i>	<i>Saída da linha</i>		<i>Linhas em Sobrecarga</i>			<i>Violações da Tensão</i>		
	<i>i</i>	<i>J</i>	<i>k</i>	<i>l</i>	<i>[%]</i>	<i>Nrº</i>	<i>Max [p.u]</i>	<i>Min [p.u]</i>
140	88	89	85	89	124.30	0	-----	-----
141	89	90	-----	-----	90.90	0	-----	-----
142	89	92	-----	-----	90.90	0	-----	-----
143	89	92	-----	-----	90.90	0	-----	-----
144	91	90	-----	-----	90.90	0	-----	-----
145	91	92	-----	-----	90.90	0	-----	-----
146	92	93	-----	-----	90.90	0	-----	-----
147	92	94	-----	-----	92.90	0	-----	-----
148	92	100	-----	-----	90.60	0	-----	-----
149	92	102	-----	-----	90.90	0	-----	-----
150	93	94	-----	-----	90.90	0	-----	-----
151	94	95	-----	-----	90.90	0	-----	-----
152	94	96	-----	-----	90.90	0	-----	-----
153	94	100	-----	-----	90.90	0	-----	-----
154	95	96	-----	-----	90.90	0	-----	-----
155	96	97	-----	-----	90.90	0	-----	-----
156	98	100	-----	-----	90.90	0	-----	-----
157	99	100	-----	-----	90.90	0	-----	-----
158	100	101	-----	-----	90.90	0	-----	-----
159	100	103	100	104	130.80	0	-----	-----
			100	106	116.40		-----	-----
160	100	104	-----	-----	90.90	0	-----	-----
161	100	106	-----	-----	90.90	0	-----	-----
162	101	102	-----	-----	90.90	0	-----	-----
163	103	104	-----	-----	90.90	0	-----	-----
164	103	105	-----	-----	90.90	0	-----	-----
165	103	110	-----	-----	90.90	0	-----	-----
166	104	105	-----	-----	90.90	0	-----	-----
167	105	106	-----	-----	90.90	0	-----	-----
168	105	107	-----	-----	90.90	0	-----	-----
169	105	108	-----	-----	90.90	0	-----	-----
170	106	107	-----	-----	90.90	0	-----	-----
171	108	109	-----	-----	90.90	0	-----	-----
172	109	110	-----	-----	90.90	0	-----	-----
173	114	115	-----	-----	90.70	0	-----	-----

Verifica-se que as sobrecargas mais elevadas ocorrem quando a linha 8-5 (contingência 9) sai de serviço, provocando a saída de serviço de 7 linhas e uma sobrecarga na linha 16-17 de 166.20%, e que a saída da linha 17-30 (contingência 25), provoca a saída de serviço de 3 linhas e uma sobrecarga na linha 23-32 de 124.30%.

A saída de serviço da linha 68-69 (contingência 108), tem como consequência a saída de 2 linhas de transmissão provocando na linha 68-81 uma sobrecarga de 144.20%.

A saída de serviço da linha 100-103 (contingência 159), provoca a saída de serviço de 2 linhas e uma sobrecarga na linha 100-104 (contingência 160) de 130.80%.

Pode-se verificar na tabela 4.1 que outras linhas ao saírem de serviço provocam a saída de várias outras linhas, na sequência de sobrecargas consideráveis nessas linhas.

A saída da linha 25-27 (contingência 40) embora só retire uma linha de serviço é muito problemática, provocando uma sobrecarga na linha 23-32 (contingência 36) de 163.30%. A saída de serviço da linha 26-30 (contingência 41) provoca uma sobrecarga na linha 23-32 de 142.90%.

Na análise N-1 efectuada anteriormente a maioria das linhas que ao saírem de serviço não provocam a saída de outras linhas nem sobrecargas, podendo à partida serem consideradas contingências não críticas para a rede em estudo.

4.8.2.2 Cálculo dos índices de Severidade

a) Índices de Severidade relativos à tensão (η_v) e à potência (η_p)

Na tabela 4.2 pode-se visualizar os resultados obtidos na Rede 118 IEEE, para o conjunto de índices de severidade alusivos à tensão (η_v), (eq.4.2) e à potência (η_p), (eq.4.1), bem como o índice global ($\eta_v + \eta_p$) e a classificação das contingências através do uso destes índices de severidade [Woo96]. Os valores dos índices foram todos normalizados. A normalização foi feita, dividindo cada valor pela média aritmética de todos os valores.

Na tabela 4.2, está representada uma ordenação das saídas das linhas obtida através do cálculo dos índices de severidade relativos à tensão e à potência, quando uma linha de transmissão sai de serviço. Pode-se verificar através da tabela 4.2, que a saída das linhas 38 – 37 e 8-5 são, sem dúvida, as que provocam um valor de índice de severidade mais elevado em relação à tensão e em relação à potência.

A saída da linha 38-37 é a que tem o índice global mais elevado. As conclusões a retirar são, que as contingências 38 – 37 e 8 -5 podem ser classificadas com toda a certeza de críticas.

Tabela 4.2 – Resultados obtidos relativamente aos índices de severidade $\eta_v + \eta_p$ com a saída de serviço das linhas de transmissão.

I	II	III		V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Saída de Linha		η_v		Saída de Linha		η_p		Saída de Linha		$\eta_v + \eta_p$	
<i>i</i>	<i>j</i>	Normalizado	Classificação	<i>i</i>	<i>j</i>	Normalizado	Classificação	<i>i</i>	<i>j</i>	Normalizado	Classificação
38	37	0.53999	1	8	5	1.49244	1	38	37	1.74590	1
49	50	0.18141	2	38	37	1.20591	2	8	5	1.63130	2
2	12	0.17912	3	26	30	1.19802	3	30	17	1.22489	3
75	118	0.14886	4	30	17	1.18408	4	26	30	1.22469	4
22	23	0.14137	5	38	65	1.16087	5	38	65	1.18960	5
8	5	0.13886	6	68	69	1.11683	6	49	50	1.16841	6
49	51	0.13227	7	25	27	1.10868	7	2	12	1.16221	7
11	13	0.12003	8	64	65	1.09669	8	22	23	1.15478	8
1	3	0.09832	9	103	110	1.09228	9	75	118	1.14198	9
51	52	0.07642	10	100	103	1.08784	10	3	5	1.12735	10
3	5	0.07407	11	15	17	1.06739	11	49	51	1.12414	11
76	77	0.05711	12	63	64	1.06259	12	68	69	1.11763	12
53	54	0.04631	13	5	6	1.05759	13	25	27	1.11110	13
45	46	0.04387	14	8	30	1.05649	14	1	3	1.10441	14
56	57	0.04359	15	34	37	1.05617	15	64	65	1.10439	15
66	67	0.04318	16	3	5	1.05328	16	100	103	1.10358	16
21	22	0.04239	17	60	61	1.05157	17	103	110	1.09450	17
30	17	0.04080	18	63	59	1.05042	18	11	13	1.09007	18
80	97	0.03609	19	4	5	1.04422	19	63	64	1.08362	19
100	101	0.03585	20	88	89	1.03994	20	63	59	1.07546	20
34	43	0.02997	21	69	70	1.03424	21	76	77	1.07356	21
77	78	0.02908	22	92	94	1.02226	22	15	17	1.07350	22
80	98	0.02902	23	100	106	1.02134	23	34	37	1.06944	23
38	65	0.02874	24	76	77	1.01645	24	8	30	1.06772	24
26	30	0.02667	25	77	78	1.01432	25	51	52	1.05847	25
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
...	...			...	...			...	...		
14	15	0.00048	145	83	84	0.96781	145	28	29	0.97031	145
85	88	0.00048	146	26	25	0.96766	146	27	32	0.97006	146
101	102	0.00048	147	65	66	0.96762	147	80	99	0.97005	147
13	15	0.00045	148	78	79	0.96761	148	76	118	0.96988	148
4	11	0.00039	149	80	98	0.96754	149	17	31	0.96977	149
98	100	0.00038	150	32	114	0.96746	150	26	25	0.96955	150
19	34	0.00036	151	114	115	0.96679	151	17	113	0.96943	151
18	19	0.00035	152	31	32	0.96676	152	82	96	0.96925	152
28	29	0.00034	153	24	70	0.96675	153	105	108	0.96920	153
91	90	0.00033	154	35	36	0.96653	154	32	114	0.96901	154
89	90	0.00032	155	3	12	0.96636	155	43	44	0.96895	155
15	19	0.00032	156	19	20	0.96633	156	77	82	0.96869	156
99	100	0.00031	157	15	33	0.96591	157	24	72	0.96853	157
17	31	0.00030	158	32	113	0.96589	158	13	15	0.96841	158
77	82	0.00029	159	105	108	0.96540	159	65	66	0.96782	159
37	40	0.00029	160	76	118	0.96521	160	108	109	0.96755	160
114	115	0.00022	161	14	15	0.96474	161	35	36	0.96727	161
6	7	0.00021	162	108	109	0.96464	162	114	115	0.96701	162
31	32	0.00021	163	64	61	0.96462	163	31	32	0.96697	163
65	66	0.00020	164	44	45	0.96455	164	24	70	0.96692	164
17	113	0.00019	165	7	12	0.96426	165	15	33	0.96608	165
5	6	0.00019	166	12	16	0.96367	166	32	113	0.96607	166
80	99	0.00018	167	43	44	0.96321	167	14	15	0.96522	167
27	32	0.00018	168	109	110	0.96287	168	64	61	0.96515	168
32	113	0.00018	169	68	81	0.96268	169	7	12	0.96443	169
15	33	0.00017	170	12	14	0.96068	170	109	110	0.96336	170
24	70	0.00017	171	75	77	0.96043	171	75	77	0.96199	171
7	12	0.00017	172	18	19	0.95960	172	18	19	0.95995	172
24	72	0.00017	173	69	77	0.95429	173	69	77	0.95684	173

b) Índices de Severidade relativos às perdas P_{LV} e $P_{L\delta}$

Na tabela 4.3 pode-se visualizar os resultados obtidos, para o conjunto de índices de severidade alusivos às perdas, o P_{LV} e o $P_{L\delta}$ (eq. 4.3 e 4.4) [Çaglar99a] [Çaglar99b]. Pode-se ainda visualizar o índice global $P_{LV} + P_{L\delta}$ e a classificação das contingências através deste índice. Os valores dos índices foram todos normalizados. A normalização foi feita, dividindo cada valor pela média aritmética de todos os valores.

A tabela 4.3 mostra uma ordenação da severidade das saídas das linhas obtida através do cálculo dos índices de severidade relativos às perdas.

Pode-se aferir novamente através da tabela 4.3, que a saída da linha 8 – 5 é a que tem um valor de índice de severidade mais elevado relativamente aos índices das equações 4.3 e 4.4.

[illegible]

serviço das linhas de transmissão.											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Saída de Linha		P_{LV}		Saída de Linha		$P_{L\delta}$		Saída de Linha		$P_{LV} + P_{L\delta}$	
i	j	Normalizado	Classificação	i	j	Normalizado	Classificação	i	j	Normalizado	Classificação
8	5	1.04022	1	8	5	1.52028	1	8	5	1.45687	1
45	46	1.03043	2	38	37	1.28940	2	38	37	1.25338	2
53	54	1.02806	3	38	65	1.27561	3	38	65	1.24087	3
77	78	1.02698	4	26	30	1.26152	4	26	30	1.22676	4
34	37	1.02432	5	30	17	1.12778	5	30	17	1.10904	5
11	13	1.02241	6	64	65	1.10312	6	64	65	1.08929	6
94	95	1.02003	7	89	92	1.09481	7	89	92	1.08250	7
94	100	1.01745	8	25	27	1.08078	8	89	92	1.08250	8
38	37	1.01638	9	63	64	1.06463	9	25	27	1.06537	9
80	97	1.01447	10	63	59	1.06459	10	63	64	1.05552	10
34	43	1.01373	11	100	103	1.06212	11	63	59	1.05542	11
4	5	1.01353	12	69	70	1.05371	12	100	103	1.05469	12
77	82	1.01294	13	68	69	1.05283	13	69	70	1.04360	13
95	96	1.01266	14	23	25	1.04658	14	68	69	1.04108	14
38	65	1.01259	15	89	90	1.03958	15	23	25	1.04090	15
11	12	1.01153	16	103	110	1.03912	16	89	90	1.03403	16
83	85	1.01012	17	69	75	1.02976	17	103	110	1.03344	17
80	96	1.00954	18	42	49	1.01653	18	69	75	1.01859	18
92	93	1.00876	19	88	89	1.01606	19	42	49	1.01445	19
105	106	1.00840	20	37	39	1.01519	20	88	89	1.01438	20
40	41	1.00802	21	49	66	1.01508	21	37	39	1.01348	21
84	85	1.00783	22	100	106	1.01496	22	49	66	1.01233	22
17	18	1.00773	23	76	77	1.01220	23	100	106	1.00899	23
19	29	1.00755	24	5	6	1.01016	24	76	77	1.00863	24
22	23	1.00724	25	3	5	1.00898	25	5	6	1.00837	25
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
78	79	0.99169	145	27	32	0.97799	145	60	62	0.98108	145
100	104	0.99144	146	114	115	0.97798	146	14	15	0.98107	146
76	118	0.99120	147	11	12	0.97795	147	15	19	0.98106	147
69	77	0.99060	148	40	42	0.97791	148	70	75	0.98106	148
66	67	0.99037	149	35	36	0.97790	149	40	42	0.98103	149
51	58	0.99019	150	34	43	0.97789	150	55	56	0.98102	150
62	67	0.98953	151	91	90	0.97788	151	109	110	0.98097	151
62	66	0.98899	152	13	15	0.97780	152	52	53	0.98093	152
103	104	0.98862	153	56	58	0.97779	153	15	33	0.98084	153
23	32	0.98807	154	60	62	0.97777	154	3	12	0.98083	154
100	106	0.98788	155	55	56	0.97774	155	62	67	0.98078	155
77	80	0.98688	156	96	97	0.97772	156	24	70	0.98072	156
77	80	0.98688	157	109	110	0.97767	157	51	58	0.98067	157
30	17	0.98589	158	70	75	0.97765	158	1	2	0.98065	158
74	75	0.98586	159	95	96	0.97758	159	77	82	0.98063	159
8	30	0.98525	160	15	33	0.97741	160	76	118	0.98060	160
1	3	0.98500	161	24	70	0.97732	161	19	20	0.98056	161
75	118	0.98416	162	65	66	0.97690	162	94	100	0.98040	162
69	70	0.98297	163	64	61	0.97673	163	65	66	0.98034	163
103	105	0.98269	164	32	113	0.97652	164	56	57	0.98026	164
49	54	0.98245	165	19	20	0.97646	165	56	58	0.98022	165
49	50	0.98077	166	70	71	0.97646	166	64	61	0.9801	166
56	57	0.97640	167	71	72	0.97623	167	70	71	0.97995	167
50	57	0.97569	168	77	82	0.97571	168	71	72	0.97974	168
49	51	0.97355	169	44	45	0.97532	169	32	113	0.97913	169
76	77	0.96623	170	94	100	0.97476	170	44	45	0.97847	170
25	27	0.96409	171	43	44	0.97168	171	43	44	0.97561	171
23	25	0.95678	172	65	68	0.97037	172	65	68	0.97474	172
69	75	0.94521	173	26	25	0.96804	173	26	25	0.97288	173

c) Índices de Severidade *SPIL* relativo à Sobrecarga

Na tabela 4.4 pode-se visualizar os resultados obtidos, para o índice de severidade alusivo à Sobrecarga o *SPIL* equação 4.10 [Hazra09]. Este índice como se pode verificar na secção 4.3.3, só é calculado para as linhas em sobrecarga, todas as outras assumem o valor Zero, para este índice.

A tabela 4.4 mostra a classificação das contingências através do uso deste conjunto de índices. Também aqui se verifica que a saída da linha 8–5 é a que provoca um índice de severidade mais elevado.

Os valores dos índices foram todos normalizados. A normalização foi feita, dividindo cada valor pela média aritmética de todos os valores.

Tabela 4.4 – Resultados obtidos relativamente ao índice de severidade *SIPL* com a saída de serviço das linhas de transmissão.

I	II	III	IV
Saída de Linha		<i>SPIL</i>	
<i>i</i>	<i>j</i>	Normalizado	Classificação
8	5	8,49756	1
25	27	5,88669	2
26	30	2,70382	3
100	103	1,78827	4
4	5	1,63676	5
15	17	1,34880	6
30	17	1,15389	7
38	37	0,64789	8
68	69	0,57774	9
79	80	0,42959	10
77	78	0,42458	11
88	89	0,34391	12
22	23	0,21563	13
38	65	0,20111	14
5	6	0,17565	15
4	11	0,14669	16
3	5	0,14399	17
76	77	0,13823	18
34	37	0,11377	19
5	11	0,09892	20
8	30	0,09474	21
21	22	0,09403	22
60	61	0,05647	23
11	12	0,03673	24
75	118	0,03673	25
20	21	0,00711	26
63	64	0,00013	27

d) Índices de Severidade relativo à disponibilidade da potência activa e reactiva nos geradores o SI_{Pmax} e SI_{Qmax}

Na tabela 4.5 pode-se visualizar os resultados obtidos, para os índices de severidade alusivos à disponibilidade da potência activa e reactiva nos geradores o SI_{Pmax} e SI_{Qmax} (eq. 4.6 e 4.7) [Hazra09].

Pode-se ainda visualizar a classificação das contingências através do uso deste conjunto de índices. Para o índice de severidade da disponibilidade da potência activa nos geradores a saída da linha 8-5 é a que provoca um valor de índice de severidade mais elevado, tendo também um valor elevado para a Margem da Potência Reactiva e no índice Global (tabela 4.5).

As saídas das linhas 63-64 e 63-59, obtêm o valor mais elevado de índice de Severidade para a Disponibilidade da Potência Reactiva. Sendo também as que obtêm o valor mais alto no cálculo do índice Global. Os valores dos índices foram todos normalizados. A normalização foi feita, dividindo cada valor pela média aritmética de todos os valores.

[illegible]

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Saída de Linha		SI_{Pmax}		Saída de Linha		SI_{Qmax}		Saída de Linha		$SI_{Pmax} + SI_{Qmax}$	
i	j	Normalizado	Classificação	i	j	Normalizado	Classificação	i	j	Normalizado	Classificação
8	5	1.00132	1	63	64	10.13580	1	63	64	11.13673	1
27	28	1.00108	2	63	59	10.13502	2	63	59	11.13594	2
38	37	1.00107	3	8	5	6.08459	3	8	5	7.08590	3
38	65	1.00106	4	3	5	4.98368	4	3	5	5.98457	4
17	31	1.00098	5	30	17	1.85044	5	30	17	2.85142	5
64	65	1.00096	6	17	18	1.56621	6	17	18	2.56710	6
63	64	1.00093	7	38	37	1.45653	7	38	37	2.45760	7
26	30	1.00093	8	69	70	1.15327	8	69	70	2.15419	8
68	69	1.00093	9	15	17	1.10188	9	15	17	2.10277	9
23	32	1.00092	10	11	13	1.09825	10	11	13	2.09913	10
63	59	1.00092	11	38	65	1.03104	11	38	65	2.03210	11
69	70	1.00092	12	76	77	1.01968	12	76	77	2.02058	12
100	103	1.00091	13	34	37	1.00505	13	34	37	2.00593	13
69	75	1.00090	14	75	118	0.99080	14	75	118	1.99168	14
65	68	1.00090	15	66	67	0.95328	15	66	67	1.95416	15
103	110	1.00090	16	62	66	0.95327	16	62	66	1.95415	16
3	5	1.00089	17	62	67	0.95325	17	62	67	1.95413	17
76	77	1.00089	18	1	3	0.88156	18	1	3	1.88244	18
49	69	1.00089	19	69	75	0.88099	19	69	75	1.88190	19
49	66	1.00089	20	55	59	0.85720	20	55	59	1.85808	20
42	49	1.00089	21	74	75	0.85666	21	74	75	1.85754	21
5	6	1.00089	22	70	74	0.85628	22	70	74	1.85716	22
45	49	1.00089	23	5	11	0.84391	23	5	11	1.84478	23
49	51	1.00089	24	60	61	0.84353	24	60	61	1.84442	24
4	5	1.00089	25	4	11	0.83683	25	4	11	1.83770	25
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
...		...		...	...			...	...		
15	33	1.00087	145	32	114	0.82757	145	32	114	1.82844	145
16	17	1.00087	146	80	97	0.82757	146	80	97	1.82843	146
19	34	1.00087	147	80	99	0.82756	147	80	99	1.82843	147
24	72	1.00086	148	7	12	0.82755	148	7	12	1.82842	148
77	82	1.00086	149	19	20	0.82753	149	19	20	1.82840	149
92	100	1.00086	150	94	95	0.82753	150	37	40	1.82840	150
64	61	1.00086	151	37	40	0.82752	151	94	95	1.82839	151
93	94	1.00086	152	23	24	0.82749	152	23	24	1.82836	152
65	66	1.00086	153	106	107	0.82749	153	106	107	1.82836	153
32	113	1.00086	154	105	107	0.82749	154	105	107	1.82835	154
76	118	1.00086	155	99	100	0.82747	155	99	100	1.82833	155
94	95	1.00086	156	77	82	0.82746	156	77	82	1.82832	156
89	90	1.00086	157	18	19	0.82745	157	18	19	1.82832	157
105	107	1.00086	158	37	39	0.82739	158	37	39	1.82828	158
99	100	1.00086	159	100	101	0.82738	159	100	101	1.82824	159
103	105	1.00086	160	64	61	0.82737	160	64	61	1.82823	160
100	101	1.00086	161	94	100	0.82720	161	94	100	1.82806	161
85	88	1.00086	162	17	31	0.82708	162	17	31	1.82795	162
103	104	1.00086	163	14	15	0.82706	163	14	15	1.82792	163
94	96	1.00086	164	17	113	0.82671	164	17	113	1.82758	164
25	27	1.00086	165	12	14	0.82668	165	12	14	1.82755	165
95	96	1.00085	166	3	12	0.82661	166	3	12	1.82748	166
98	100	1.00085	167	12	16	0.82658	167	12	16	1.82745	167
105	106	1.00085	168	1	2	0.82638	168	1	2	1.82725	168
94	100	1.00085	169	4	5	0.82579	169	4	5	1.82667	169
91	90	1.00085	170	2	12	0.82572	170	2	12	1.82660	170
91	92	1.00085	171	11	12	0.82496	171	11	12	1.82583	171
96	97	1.00085	172	104	105	0.66874	172	104	105	1.66961	172
13	15	1.00072	173	103	110	0.51882	173	103	110	1.51972	173

4.8.2.3 Ordenação e classificação das contingências usando índices compostos

Os índices compostos foram obtidos como descrito na secção 4.5, e os valores dos pesos obtidos para cada índice parcial são os apresentados na tabela 4.6 para as linhas de transmissão. Pode-se verificar que o índice composto relativo à disponibilidade da potência activa, assume um valor muito baixo, sendo desprezável.

Tabela 4.6 - Pesos para obtenção do índice composto das contingências nas linhas de transmissão

Pesos para obtenção do índice composto						
$C \eta_v$	$C \eta_p$	$C P_{LV}$	$C P_{L\delta}$	$SPIL$	SI_{Pmax}	SI_{Qmax}
0,476	0,009	0,001	0,010	0,321	$\approx 0,000$	0,182

Nas tabelas 4.7 e 4.8 pode-se visualizar os resultados obtidos para as linhas de transmissão através dos índices compostos (na tabela 4.6 o C antes do índice indica composto).

A tabela 4.7 mostra os resultados relativos aos índices da potência e da tensão e das perdas relativas ao argumento e ao ângulo da tensão.

Na tabela 4.8 pode-se visualizar os resultados obtidos relativamente aos índices compostos para os índices de severidade relativos à Sobrecarga, à disponibilidade da Potência Activa e da Potência Reactiva (eq.4.6 e 4.7). As listas de contingências para classificação no segundo e no terceiro módulo foram obtidas de forma similar às do primeiro módulo.

Tabela 4.7 – Resultados obtidos relativamente aos índices compostos com a saída de serviço das linhas de transmissão.

Valores dos índices compostos para as Linhas de Transmissão											
Saída de Linha		$C\eta_v$	Saída de Linha		$C\eta_p$	Saída de Linha		$C P_{LV}$	Saída de Linha		$C P_{L\delta}$
i	j		i	j		i	j		i	j	
38	37	0.25706	8	5	0.01409	8	5	0.00196	8	5	0.01502
49	50	0.08636	38	37	0.01138	45	46	0.00194	38	37	0.01274
2	12	0.08527	26	30	0.01131	53	54	0.00194	38	65	0.01260
75	118	0.07086	30	17	0.01118	77	78	0.00194	26	30	0.01246
22	23	0.06730	38	65	0.01096	34	37	0.00193	30	17	0.01114
8	5	0.06611	68	69	0.01054	11	13	0.00193	64	65	0.01090
49	51	0.06297	25	27	0.01046	94	95	0.00192	89	92	0.01081
11	13	0.05714	64	65	0.01035	94	100	0.00192	25	27	0.01068
1	3	0.04680	103	110	0.01031	38	37	0.00192	63	64	0.01052
51	52	0.03638	100	103	0.01027	80	97	0.00191	63	59	0.01052
3	5	0.03526	15	17	0.01007	34	43	0.00191	100	103	0.01049
76	77	0.02719	63	64	0.01003	4	5	0.00191	69	70	0.01041
53	54	0.02205	5	6	0.00998	77	82	0.00191	68	69	0.01040
45	46	0.02088	8	30	0.00997	95	96	0.00191	23	25	0.01034
56	57	0.02075	34	37	0.00997	38	65	0.00191	89	90	0.01027
66	67	0.02055	3	5	0.00994	11	12	0.00191	103	110	0.01026
21	22	0.02018	60	61	0.00992	83	85	0.00190	69	75	0.01017
30	17	0.01942	63	59	0.00991	80	96	0.00190	42	49	0.01004
80	97	0.01718	4	5	0.00986	92	93	0.00190	88	89	0.01004
100	101	0.01707	88	89	0.00981	105	106	0.00190	37	39	0.01003
34	43	0.01427	69	70	0.00976	40	41	0.00190	49	66	0.01003
77	78	0.01384	92	94	0.00965	84	85	0.00190	100	106	0.01003
80	98	0.01381	100	106	0.00964	17	18	0.00190	76	77	0.01000
38	65	0.01368	76	77	0.00959	19	20	0.00190	5	6	0.00998
26	30	0.01269	77	78	0.00957	22	23	0.00190	3	5	0.00997
63	59	0.01192	22	23	0.00956	27	28	0.00190	4	5	0.00995
50	57	0.01140	92	100	0.00955	29	31	0.00190	85	89	0.00995
45	49	0.01124	69	75	0.00955	100	101	0.00190	17	18	0.00994
94	100	0.01094	92	102	0.00950	13	15	0.00190	100	104	0.00994
63	64	0.01002	1	3	0.00950	33	37	0.00190	15	17	0.00994
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
...	...		...	...		...	...		...	...	
98	100	0.00018	32	114	0.00913	51	58	0.00187	34	43	0.00966
19	34	0.00017	114	115	0.00912	62	67	0.00187	91	90	0.00966
18	19	0.00017	31	32	0.00912	62	66	0.00186	13	15	0.00966
28	29	0.00016	24	70	0.00912	103	104	0.00186	56	58	0.00966
91	90	0.00016	35	36	0.00912	23	32	0.00186	60	62	0.00966
89	90	0.00015	3	12	0.00912	100	106	0.00186	55	56	0.00966
15	19	0.00015	19	20	0.00912	77	80	0.00186	96	97	0.00966
99	100	0.00015	15	33	0.00912	77	80	0.00186	109	110	0.00966
17	31	0.00014	32	113	0.00912	30	17	0.00186	70	75	0.00966
77	82	0.00014	105	108	0.00911	74	75	0.00186	95	96	0.00966
37	40	0.00014	76	118	0.00911	8	30	0.00186	15	33	0.00966
114	115	0.00010	14	15	0.00911	1	3	0.00186	24	70	0.00965
6	7	0.00010	108	109	0.00910	75	118	0.00186	65	66	0.00965
31	32	0.00010	64	61	0.00910	69	70	0.00185	64	61	0.00965
65	66	0.00010	44	45	0.00910	103	105	0.00185	32	113	0.00965
17	113	0.00009	7	12	0.00910	49	54	0.00185	19	20	0.00965
5	6	0.00009	12	16	0.00909	49	50	0.00185	70	71	0.00965
80	99	0.00008	43	44	0.00909	56	57	0.00184	71	72	0.00964
27	32	0.00008	109	110	0.00909	50	57	0.00184	77	82	0.00964
32	113	0.00008	68	81	0.00909	49	51	0.00184	44	45	0.00963
15	33	0.00008	12	14	0.00907	76	77	0.00182	94	100	0.00963
24	70	0.00008	75	77	0.00906	25	27	0.00182	43	44	0.00960
7	12	0.00008	18	19	0.00906	23	25	0.00180	65	68	0.00959
24	72	0.00008	69	77	0.00901	69	75	0.00178	26	25	0.00956

Tabela 4.8 – Resultados obtidos relativamente aos índices compostos com a saída de serviço das linhas de transmissão.

<i>Valores dos índices compostos para as Linhas de Transmissão</i>								
<i>Saída de Linha</i>		<i>SPIL</i>	<i>Saída de Linha</i>		<i>SI_{Pmax}</i>	<i>Saída de Linha</i>		<i>SI_{Qmax}</i>
<i>i</i>	<i>j</i>		<i>i</i>	<i>j</i>		<i>i</i>	<i>j</i>	
8	5	2.72372	8	5	0.00001	63	64	1.84688
25	27	1.88686	27	28	0.00001	63	59	1.84674
26	30	0.86666	38	37	0.00001	8	5	1.10870
100	103	0.57337	38	65	0.00001	3	5	0.90810
4	5	0.52463	17	31	0.00001	30	17	0.33718
15	17	0.43233	64	65	0.00001	17	18	0.28539
30	17	0.36986	63	64	0.00001	38	37	0.26540
38	37	0.20767	26	30	0.00001	69	70	0.21014
68	69	0.18518	68	69	0.00001	15	17	0.20078
79	80	0.13770	23	32	0.00001	11	13	0.20012
77	78	0.13609	63	59	0.00001	38	65	0.18787
88	89	0.11023	69	70	0.00001	76	77	0.18580
22	23	0.06911	100	103	0.00001	34	37	0.18313
38	65	0.06446	69	75	0.00001	75	118	0.18054
5	6	0.05630	65	68	0.00001	66	67	0.17370
4	11	0.04702	103	110	0.00001	62	66	0.17370
3	5	0.04615	3	5	0.00001	62	67	0.17370
76	77	0.04431	76	77	0.00001	1	3	0.16063
34	37	0.03647	49	69	0.00001	69	75	0.16053
5	11	0.03171	49	66	0.00001	55	59	0.15619
8	30	0.03037	42	49	0.00001	74	75	0.15610
21	22	0.03014	5	6	0.00001	70	74	0.15603
60	61	0.01810	45	49	0.00001	5	11	0.15377
11	12	0.01177	49	51	0.00001	60	61	0.15370
75	118	0.01177	4	5	0.00001	4	11	0.15248
20	21	0.00228	45	46	0.00001	5	6	0.15245
63	64	0.00004	60	61	0.00001	26	30	0.15229
---	---	-----	---	---	-----	---	---	-----
---	---	-----	---	---	-----	---	---	-----
---	---	-----	---	---	-----	---	---	-----
---	---	-----	100	101	0.00001	94	100	0.15073
---	---	-----	85	88	0.00001	17	31	0.15071
---	---	-----	103	104	0.00001	14	15	0.15070
---	---	-----	94	96	0.00001	17	113	0.15064
---	---	-----	25	27	0.00001	12	14	0.15063
---	---	-----	95	96	0.00001	3	12	0.15062
---	---	-----	98	100	0.00001	12	16	0.15061
---	---	-----	105	106	0.00001	1	2	0.15058
---	---	-----	94	100	0.00001	4	5	0.15047
---	---	-----	91	90	0.00001	2	12	0.15046
---	---	-----	91	92	0.00001	11	12	0.15032
---	---	-----	96	97	0.00001	104	105	0.12185
---	---	-----	13	15	0.00001	103	110	0.09454

4.8.2.4 Aplicação da nova metodologia para ordenação e classificação das contingências usando índices compostos.

Tendo em conta a análise N-1 efectuada anteriormente, foi então aplicada a metodologia proposta, no início deste capítulo. Procedeu-se assim a um estudo de trânsito de potências através do Modelo D.C. A classificação e ordenação das contingências foram feitas a partir de índices compostos obtidos através dos índices de severidade. Através do *SecurMining1.0* foram obtidos os resultados da tabela 4.1, onde se pode visualizar a primeira lista de contingências, a simular no algoritmo proposto para a selecção e classificação das contingências, das linhas de transmissão

A lista inicial das contingências é construída para todas as linhas de transmissão da rede teste 118 IEEE. Através desta lista inicial de contingências é activado o primeiro módulo de cálculo, que permite obter duas listas de contingências. A primeira, é uma lista de contingências Não Críticas, ou seja um conjunto de contingências que não provocam qualquer problema para o Sistema Eléctrico de Energia. A segunda lista de contingências obtida é a primeira lista de contingências Críticas. Ambas as listas são obtidas através dos factores de distribuição e do cálculo dos índices de severidade. Os valores em por unidade estão referidos à base de 100 MVA

No primeiro módulo da metodologia proposta, a primeira lista de contingências é então calculada a partir do cálculo dos factores de distribuição e dos índices de severidade compostos para efectuar uma análise da segurança do sistema. A utilização dos factores de distribuição implica o uso do modelo D.C, e da matriz de sensibilidades. Como o Modelo D.C despreza as perdas no sistema, os índices de severidade relativos às perdas não podem ser utilizados no primeiro módulo do *SecurMining1.0*. Assim estes índices de severidade relativos às perdas são só usados no segundo e no terceiro módulo do algoritmo desenvolvido.

No segundo módulo do algoritmo desenvolvido, através da primeira iteração do método de trânsito de potências *Fast Decouple Load Flow* e do cálculo dos índices de severidade, a lista inicial de contingências foi reduzida e obteve-se a segunda lista de contingências críticas para as linhas de transmissão.

No terceiro módulo foi efectuada uma análise pormenorizada da segunda lista de contingências críticas para as linhas de transmissão, usando um programa de trânsito de potências baseado no método de *Newton-Raphson* e no cálculo dos índices de severidade. Foram assim obtidas três listas, para as linhas de transmissão.

- Lista das contingências Definitivamente Críticas (DC)
- Lista das contingências Críticas (C)
- Lista das contingências Potencialmente Críticas (PC)

Através das tabelas 4.7 e 4.8 pode-se concluir que os índices compostos obtidos possuem valores pequenos, para as contingências não críticas e valores mais elevados para as contingências críticas. Verificar no entanto que não existe uma divisão clara entre todas as contingências. Assim, surgiu a necessidade de criar uma faixa intermédia entre as contingências críticas e as não críticas. A faixa intermédia considerada engloba então as contingências provavelmente críticas. A tabela 4.9 mostra-nos as regiões de valores para a classificação dos índices compostos usados para ordenação e classificação das contingências das Linhas de Transmissão

Tabela 4.9 – Faixa de valores para classificação dos índices compostos nas Linhas de Transmissão.

Regiões de Valores para Classificação dos Índices compostos.			
	Não Críticas	Provavelmente Críticas	Críticas
$C\eta_v$	$C\eta_v < 0.00099$	$0.00099 \leq C\eta_v \leq 0.00883$	$C\eta_v > 0.00883$
$C\eta_p$	$C\eta_p < 0.00922$	$0.00922 \leq C\eta_p \leq 0.00948$	$C\eta_p > 0.00948$
CP_{LV}	$CP_{LV} < 0.00189$	$0.00189 \leq CP_{LV} \leq 0.0190$	$CP_{LV} > 0.0190$
$CP_{L\delta}$	$CP_{L\delta} < 0.00970$	$0.00970 \leq CP_{L\delta} \leq 0.00993$	$CP_{L\delta} > 0.00993$
$CSPIL$	$CSPIL < 0.00000$	$0.00000 \leq CSPIL \leq 0.00000$	$CSPIL > 0.00004$
CSP_{max}	$CSP_{max} < 0.00000$	$0.00000 \leq CSP_{max} \leq 0.00000$	$CSP_{max} > 0.00000$
CSP_{Qmax}	$CSP_{Qmax} < 0.15089$	$0.15089 \leq CSP_{Qmax} \leq 0.15199$	$CSP_{Qmax} > 0.15229$

A tabela 4.9 indica-nos que o limite superior para as contingências provavelmente críticas é igual ao menor valor obtido para as contingências críticas corresponde à saída de serviço da linha de transmissão 63 - 64. O limite inferior para as contingências provavelmente críticas é igual ao maior valor obtido para as contingências não críticas e é dado pela saída de serviço da linha de transmissão 92 – 93. Pode-se verificar na Tabela 4.8, relativamente ao índice de severidade relativo à

disponibilidade da Potência Activa CSI_{Pmax} , que este assume um valor muito baixo sendo desprezável. O índice CSI_{Pmax} pode então não ser considerado neste estudo. Estes valores foram escolhidos, tendo em conta a experiência da autora no estudo e análise das contingências na rede de teste 118IEEE. O uso de índices compostos para classificação e ordenação das contingências, permite obter uma classificação mais correcta e eficiente. Para as linhas de transmissão verifica se que a classificação das contingências através dos índices compostos é a seguinte: das 173 contingências que constituem a lista inicial das contingências, 38 foram classificadas como críticas, 61 como provavelmente críticas e 74 contingências como não críticas. Os índices parciais que apresentam os valores de peso mais elevados para as linhas de transmissão são o $C\eta_v$ o $CSPIL$ e o CSI_{Qmax} . Assim os índices compostos propostos podem apresentar um melhor desempenho. Na tabela 4.10, pode-se visualizar as 38 contingências críticas.

Tabela 4.10 – Lista de contingências críticas nas linhas de transmissão

Saída da Linha	Valor do índice composto	Ordenação	Saída da Linha	Valor do índice composto	Ordenação
$i \rightarrow j$			$i \rightarrow j$		
8-5	3.929585	1	76-77	0.278708	20
25-27	2.061821	2	11-13	0.278113	21
63-59	1.880968	3	49-50	0.259347	22
63-64	1.879365	4	2-12	0.25661	23
26-30	1.057289	5	34-37	0.247687	24
3-5	1.011296	6	49-51	0.235224	25
38-37	0.756163	7	69-70	0.234583	26
100-103	0.754609	8	5-6	0.230697	27
30-17	0.750631	9	1-3	0.228572	28
4-5	0.697555	10	21-22	0.222335	29
15-17	0.657908	11	4-11	0.220756	30
68-69	0.359285	12	66-67	0.215134	31
77-78	0.321947	13	8-30	0.209461	32
79-80	0.31767	14	51-52	0.208133	33
22-23	0.308802	15	5-11	0.207064	34
17-18	0.308773	16	62-67	0.199526	35
38-65	0.291477	17	62-66	0.195457	36
88-89	0.291138	18	60-61	0.195009	37
75-118	0.284216	19	53-54	0.193974	38

4.9 Conclusões

Neste capítulo analisou-se o interesse na utilização dos índices de severidade para estudos de segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia. Foram apresentados vários índices de severidade e foi discutido o seu interesse. Os índices apresentados foram usados no estudo e análise de contingências, nomeadamente para avaliar o impacto das potências que circulam nas linhas, das sobrecargas e da violação dos limites de tensão nos diferentes barramentos do sistema.

Foi apresentada a metodologia usada para a ordenação e classificação das contingências, baseada em Índices de Severidade compostos, obtidos através dos índices de severidade.

Foi apresentada uma nova metodologia para análise, selecção, classificação e ordenação das contingências. A técnica de selecção desenvolvida é composta por três módulos de cálculo em cascata, que permitem classificar as contingências em críticas e potencialmente críticas.

Os índices de severidade compostos revelaram ser mais eficientes na análise de problemas de Segurança nos Sistemas Eléctricos de Energia, visto utilizarem um peso de acordo com o seu desempenho.

Capítulo V

PACOTE DE PROGRAMAS DESENVOLVIDO

5.1 Introdução

Foram desenvolvidos dois pacotes de programas computacionais o *SecurMining1.0*, para o estudo e análise da segurança em Sistemas Eléctricos de Energia (SEE), em redes de teste e o *SecurMining2.0*, para estudo e análise da segurança em redes reais. As redes de teste simuladas foram uma rede de 6 barramentos, a rede de teste 118 IEEE [Wood96] [DEE93] e a Rede Eléctrica Nacional.

Houve a necessidade de desenvolver dois programas distintos. Primeiramente foi desenvolvido o pacote de programas *SecurMining1.0*, utilizada para as simulações com as redes de teste. O *SecurMining1.0* foi programado em *Matlab*, usando as rotinas do *MATPOWER* tendo-se posteriormente observado que não possuía todos os recursos necessários quando, são realizados os trânsitos de potência em redes reais, tais como, as tomadas dos transformadores e limites da tensão nos geradores. Por defeito, o *MATPOWER*, quando efectua vários trânsitos de potências, não faz quaisquer mudanças nas tomadas dos transformadores, ou seja resolve as equações de trânsito de Potências

usando os dados fornecidos, mesmo que a solução viole os limites. O *MATPOWER*, converte todos os barramentos PV com violação de potência reactiva nos geradores em barramentos PQ, de modo a ajustar a saída da potência reactiva nos geradores ao seu limite e a desviar a tensão para outro valor, de maneira a satisfazer a equação de compensação do sistema. Este modo de proceder não é viável para redes reais, nomeadamente a Rede Eléctrica Nacional e por isso houve a necessidade de desenvolver outro pacote de programas de modo a que nos barramentos identificados como PV haja a possibilidade de os redefinir como barramentos PQ, caso o barramento não disponha de energia reactiva suficiente para suportar a tensão definida e que entre em consideração com as tomadas dos reguladores.

5.2 SecurMining1.0

Este pacote de programas é modular, sendo constituído por um pré-processador, um processador e um pós-processador como pode ser visualizado na Figura 5.1. O processador é formado por vários módulos sequenciais, que permitem um interface com o software *ROSE*, baseado na teoria dos conjuntos aproximativos que é utilizado para estudo da segurança dos sistemas [ROSE02].

O pacote de programas computacional *SecurMining1.0* foi desenvolvido em Matlab, usando as rotinas disponíveis do *MATPOWER*.

5.2.1 Pré – processador

Antes de se iniciar o estudo da segurança é necessário proceder à preparação dos dados do Sistema Eléctrico de Energia, que se pretende analisar, para o que é necessário criar um modelo numérico discreto, que traduza a topologia e as características da rede a estudar. Esta é a tarefa fundamental da unidade de pré-processamento, que dispõe de um conjunto completo de comandos fáceis de usar e que permitem ao utilizador criar, inspeccionar e modificar uma estrutura de dados referente a um dado Sistema Eléctricos de Energia.

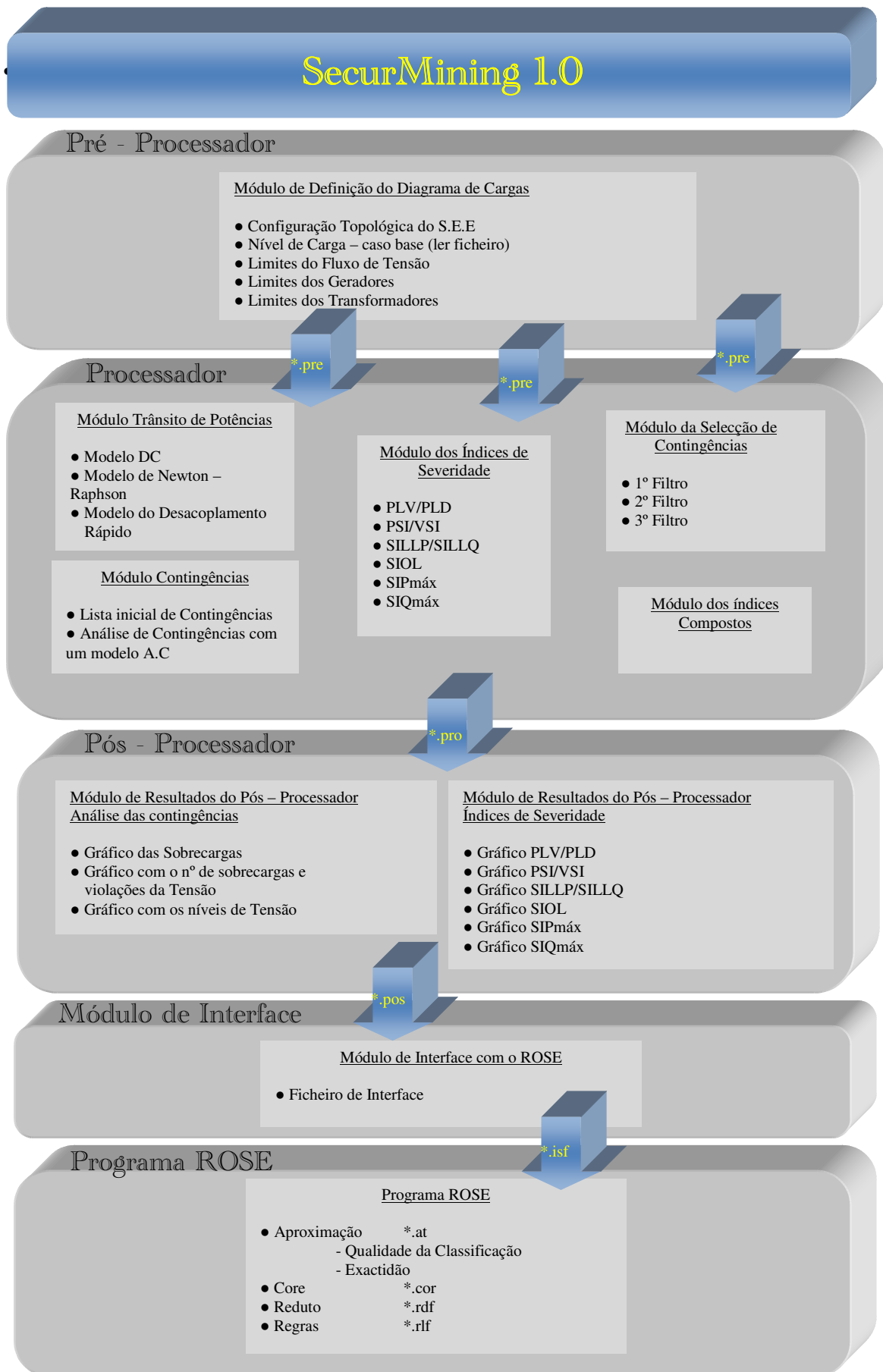


Figura. 5.1 – Módulos do SecurMining 1.0

O pré-processador, que é o módulo de definição do diagrama de cargas, contém informação completa acerca da topologia da rede e das características dos geradores, transformadores, linhas e cargas. A saída do pré-processamento, é constituída por um enorme volume de dados, que para maior facilidade de manipulação, foram sistematizados numa estrutura adequada, definida pelas seguintes tabelas:

- A tabela dos geradores é formada pelos números do barramento onde estão ligados, pelas respectivas impedâncias e potências máximas e mínimas.
- A tabela das linhas é formada pelos números dos barramentos onde estão ligadas, pelas respectivas impedâncias longitudinais e pelas correspondentes admitâncias transversais.
- A tabela dos transformadores é formada pelos números dos barramentos onde estão ligados, pelas respectivas impedâncias e pela informação correspondente às tomadas.
- A tabela dos compensadores é formada pelos números dos barramentos onde estão ligados e reactâncias pelas respectivas potências.
- A tabela das cargas é formada pelos números do barramento onde estão ligadas e pelas respectivas potências.
- A tabela dos barramentos é formada pelos números dos barramentos, bem como pela informação adicional necessária para estudos de trânsito de potências (tipo de barramentos, potências activas e tensões reactivas produzidas e consumidas).

Os ficheiros que saem da unidade de pré – processamento têm uma extensão *.pre e são utilizados pela unidade de processamento para que possa seleccionar e classificar as contingências.

5.2.2 Processador

A base de dados referente a um Sistema Eléctricos de Energia, ou seja o ficheiro “*.pre” é estabelecida na fase de pré-processamento e destina-se a ser manipulada pelas várias unidades de processamento, constituídas por vários módulos. Este módulo cria um ficheiro “*.pro”, que vai ser lido pelo pós - processador que faz uma interface com o ROSE [ROSE02].

O módulo dos Trânsitos de Potências, que permite conhecer o estado do Sistema Eléctricos de Energia antes da ocorrência de uma contingência, efectua um trânsito de potências pelo modelo Newton-Raphson [Stevenson94].

O módulo de Contingências Inicial constrói uma lista de contingências inicial através do modelo DC e faz posteriormente, nos outros módulos, uma análise de contingências com um trânsito de potências AC.

O módulo dos Índices de Severidade, calcula os índices de severidade quer pelo método clássico (eq.4.1 e 4.2) [Wood96], quer pelo método do argumento e do ângulo da tensão (eq.4.3 e 4.4), quer pelos índices da sobrecarga (eq.4.5) e da disponibilidade da potência activa e reactiva nos geradores (eq.4.6 e 4.7) [Çaglar99a], [Çaglar99b], [Agreira03b] [Hazra09].

O módulo de filtragem e selecção das contingências é dos mais importantes para o nosso estudo. Permite, uma interface com o programa computacional, que utiliza a teoria dos conjuntos aproximativos, e funciona da seguinte maneira:

A partir de uma lista inicial de contingências o primeiro módulo, baseado no cálculo de factores de distribuição, produz duas listas, sendo uma correspondente às contingências críticas (C) e potencialmente críticas (PC) e a outra contendo as que não conduzem a qualquer situação anómala para o sistema (NC). O segundo módulo reduz o conjunto das contingências perigosas utilizando os resultados produzidos na primeira iteração por um programa computacional de trânsito de potências, que usa o método rápido baseado no princípio do desacoplamento [Ejebe88]. O terceiro módulo efectua uma análise pormenorizada da última lista de contingências estabelecida, usando um

programa de trânsito de potências baseado numa formulação exacta do método de *Newton-Raphson* [Stevenson94].

Em todos os módulos anteriormente referidos são utilizados índices de severidade, para a avaliação do impacto das sobrecargas nas linhas de transmissão [Stott87], bem como da violação dos limites de tensão nos barramentos do sistema [Mohamed89b], bem como as perdas e a disponibilidade da potência activa e reactiva nos geradores.

No terceiro módulo é ainda utilizado um valor comparativo, para detectar situações de colapso de tensão [Jasmon93].

Quando são detectadas, através da metodologia proposta, situações em que há colapso de tensão, há então necessidade de definir e implementar procedimentos de controlo preventivo. Os dados que se retiram do processador, são enviados para o pós - processador onde podem ser visualizados de uma forma interactiva com o utilizador através de gráficos.

5.2.3 Pós-Processador

A unidade de pós-processamento é uma ferramenta poderosa, que permite visualizar e analisar os resultados obtidos pela unidade de processamento. Nesta unidade são criados ficheiros com uma extensão “*. pos” . Esta unidade permite ao utilizador analisar confortavelmente uma grande quantidade de resultados, transformando-os numa solução de engenharia. Esta análise pode ser feita de um modo gráfico ou de um modo analítico.

Os dados que podem se analisados pelo utilizador são:

- As sobrecargas nas linhas, em %
- O número de sobrecargas nas linhas e o número de violações da tensão
- Os níveis de tensão máximos e mínimos nos barramentos.
- O índice de severidade P_{LV}

- O índice de severidade $P_{L\delta}$
- O índice de severidade η_V
- O índice de severidade η_P
- O índice de severidade relativo às sobrecargas $SPIL$
- O índice de severidade relativo à margem real da potência activa $SI_{P_{m\acute{a}x}}$
- O índice de severidade relativo à margem real da potência reactiva $SI_{Q_{m\acute{a}x}}$
- O índice de severidade global SI

5.2.4 Interface com o ROSE

Este módulo realiza um interface com o programa *ROSE*, tem uma extensão “*.isf”, e permite a entrada dos dados do Pós – Processador do *SecurMining1.0* no programa utilizado.

Esta interface é feita através da transformação dos resultados do Pós-Processador, em números de código de modo a permitir uma equivalência dos valores.

Os números de código são estabelecidos por um Operador de Sistema, de modo a que os resultados sejam os mais fiáveis possíveis [Torres02].

5.2.5 Pós – Processador do ROSE

Esta unidade de pós – processamento, permite obter os resultados relativamente ao programa dos conjuntos aproximativos, onde se podem visualizar vários ficheiros, com os resultados finais do processamento, como o *Core*, o Reduto, as Aproximações, as Classificações e as Regras que são fundamentais neste tipo de estudo.

Estas regras vão permitir estabelecer de uma forma clara e sucinta os resultados definitivos da análise de segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia.

5.3 – SecurMining2.0

Este pacote de programas desenvolvido para estudos de segurança na Rede Eléctrica Nacional, é constituído por três módulos: sendo constituído por um pré-processador, um processador e um pós-processador, conforme pode ser visualizado na Figura 5.2.

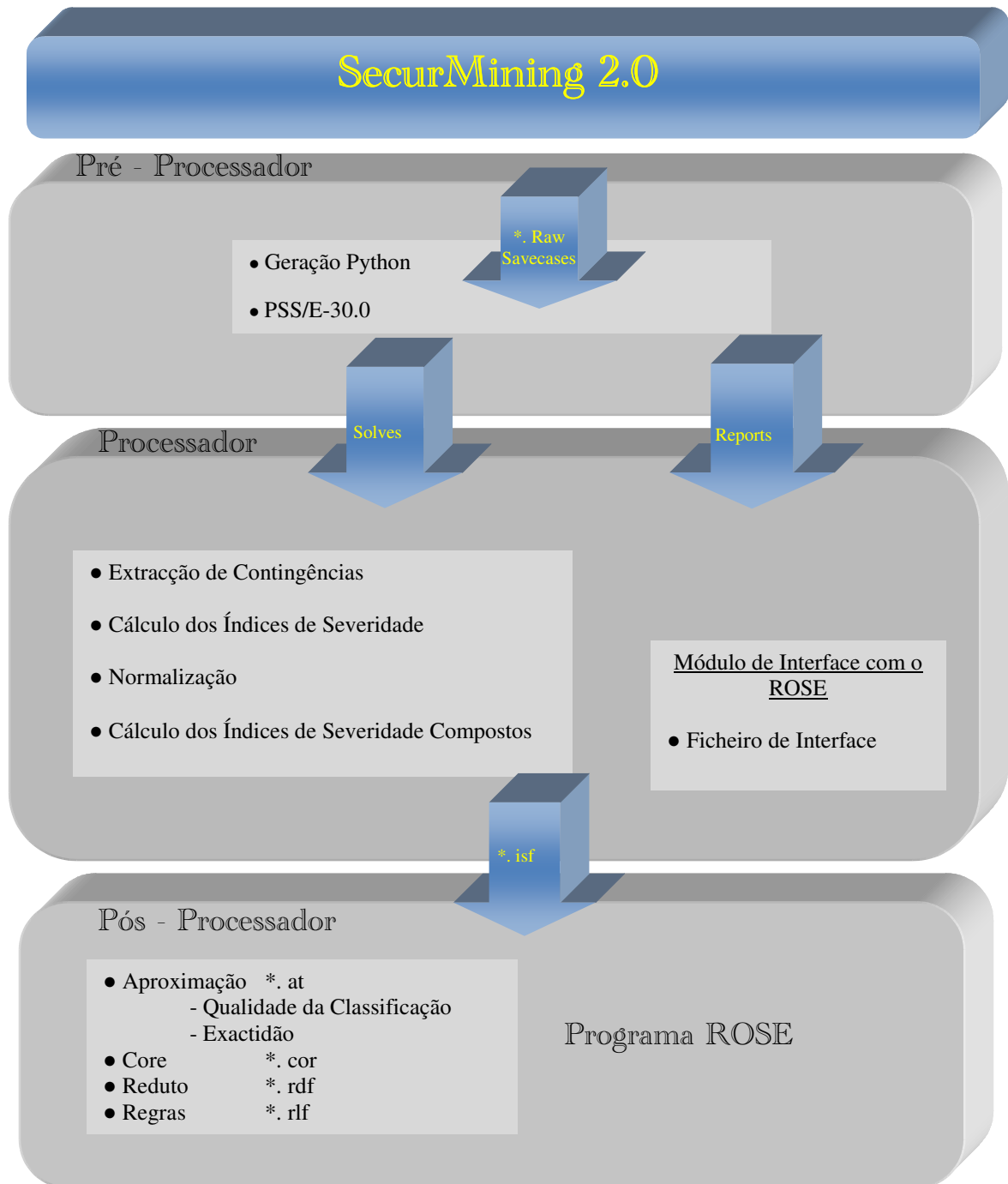


Figura. 5.2 – Módulos do SecurMining2.0

O processador é formado por vários módulos sequenciais, que permitem um interface com o software *ROSE*, baseado na teoria dos conjuntos aproximativos [ROSE02], que vai permitir classificar a segurança do sistema.

O pacote de Programas computacionais *SecurMining2.0* foi desenvolvido em *Delphi*. Na figura 5.3 pode-se visualizar o aspecto do programa desenvolvido.



Figura 5.3 – *SecurMining2.0*.

5.3.1 Pré – processador

Antes de se iniciar o estudo da segurança é necessário proceder à preparação dos dados do Sistema Eléctrico de Energia, que se pretende analisar, para o que é necessário criar um modelo numérico discreto, que traduza a topologia e as características da rede a estudar. Esta é a tarefa fundamental da unidade de pré-processamento, que dispõe de um conjunto completo de comandos fáceis de usar e que permitem ao utilizador criar, inspeccionar e modificar uma estrutura de dados referente a um dado Sistema Eléctricos de Energia. O pré – processador usado foi o *PSS/E_30.0 da Siemens*, que é o programa usado pela Rede Eléctrica Nacional.

Desenvolveu-se um pequeno programa que, através da verificação dos ficheiros de entrada, os *Savecases*, constrói múltiplos scripts em linguagem *Python* usados no *PSS/E*, por forma a automatizar a análise dos trânsitos de potências. Desta forma cada dia do ano é analisado de uma só vez, sequencial e automaticamente de cada um dos *scripts* criados. O número de análises diminui de 17520 casos para 365, correspondendo

cada um a um dia do ano. Os resultados de saída de cada análise do *PSS/E* são guardados em vários ficheiros, que correspondem a 48 *Solves* e um ficheiro que contém uma lista de contingências para o dia em análise. Estes ficheiros são usados para posterior análise pelo processador. Ao directório, que possui os Trânsitos de Potências chama-se *Solve*. A directoria *Reports*, é onde estão os ficheiros de saída de cada uma das 365 análises obtidas através do *PSS/E_30.0 da Siemens*.

Os Trânsitos de Potências, que permitem conhecer o estado do Sistema Eléctricos de Energia, foram obtidos pelo modelo *Newton-Raphson* [Stevenson94].

5.3.2 Processador

A base de dados obtida pelo *PSS/E_30.0 da Siemens* destina-se a ser manipulada pelas várias unidades de processamento, constituídas por vários módulos.

Na figura 5.4 pode-se visualizar o modo o como programa cria um interface com todos os elementos existentes no pré-processador e no pós-processador.

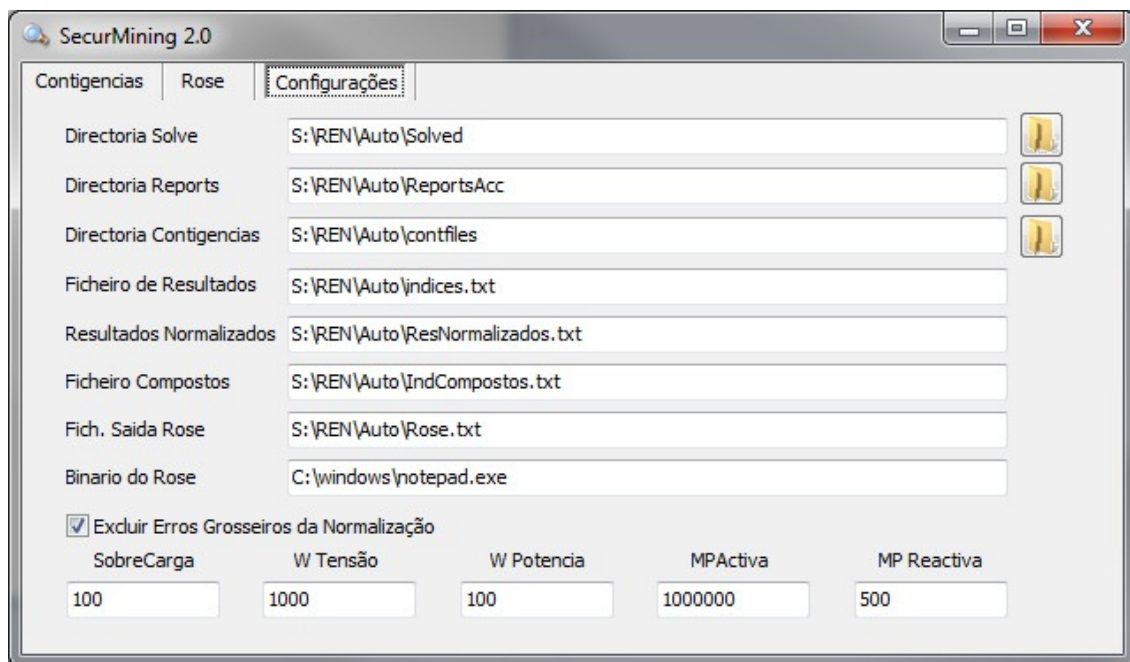


Figura 5.4 – Configurações do Pacote de Programas desenvolvido – *SecurMining2.0*.

Os Índices de Severidade são calculados individualmente. São também calculados os índices de Severidade compostos. Todos os índices são normalizados. [Çaglar99a], [Çaglar99b], [Agreira03b] [Hazra09].

O módulo de filtragem e selecção das contingências, é dos mais importantes para o nosso estudo. Analisa e estuda as contingências, permitindo criar duas listas de contingências. A primeira lista é a das contingências Não Críticas e a segunda lista é a das contingências Potencialmente Críticas e Críticas. A análise de contingências foi obtida através do *PSS/E_30.0 da Siemens*.

Na figura 5.5 pode-se ver o interface com o utilizador. O programa permite verificar as inconsistências, ou seja analisar toda a base de dados e verificar se todos os ficheiros estão correctos e se não falta informação. Para gerar os ficheiros individuais de cada contingência as inconsistências têm que ser obrigatoriamente excluídas. Permite-nos saber quantas contingências existiram nos ficheiros analisados. Permite ainda excluir erros grosseiros de leitura e de cálculo que poderiam viciar a normalização e consequente análise dos resultados obtidos. O tempo de cálculo que o pacote de programas desenvolvido demora para cada *Savecase* é de aproximadamente 60/80ms, para uma máquina Intel (R) core (TM) Duo CPU T7500@ 2.20 GHz.



Figura 5.5 – Cálculo das contingências do Pacote de Programas desenvolvido – *SecurMining 2.0*

A unidade de processamento do *SecurMing2.0* é uma ferramenta poderosa, que permite visualizar e analisar os resultados obtidos. Esta unidade permite ao utilizador analisar de um modo rápido uma grande quantidade de informação, transformando-a numa solução de engenharia. Esta análise pode ser feita de um modo gráfico ou de um modo analítico e é realizada para grandes bases de dados.

Os dados analisados pelo utilizador são:

- As sobrecargas nas linhas em %,
- O número de sobrecargas e o número de violações da tensão,
- Os níveis de tensão máximos e mínimos.
- O índice de severidade relativo à Potência η_P ,
- O índice de severidade relativo à tensão η_V ,
- O índice de severidade relativo às sobrecargas $SPIL$
- O índice de severidade relativo à margem real da potência activa $SI_{Pmáx}$
- O índice de severidade relativo à margem real da potência reactiva $SI_{Qmáx}$
- O índice de severidade global SI

5.3.3 Interface com o ROSE

Este módulo cria um ficheiro, que faz uma interface com o *ROSE* [ROSE02]. Permite transformar toda a informação da base de dados inicial, retirada dos *Savecases* relativos ao ano de 2008, em níveis de severidade. Os códigos usados para o cálculo de cada um dos atributos considerados foram encontrados de duas maneiras distintas. Os atributos relativos aos índices de severidade, foram calculados através de uma distribuição normal, para os restantes atributos foi considerado o que está descrito no manual de procedimentos da REN, e foram ainda ouvidos os Gestores de Sistemas da rede [REN08].

Os códigos dos atributos podem ser alterados, substituindo os valores de defeito calculados pelo programa, inserindo manualmente outros valores. Usando os valores configurados o programa cria uma tabela em forma de ficheiro **.isf* com toda a

informação da rede, pronta para ser processada no pacote de programas computacionais *ROSE* [ROSE02].

Na figura 5.6 pode-se visualizar o interface criado com o software *ROSE*, que permite aplicar a Teoria dos Conjuntos Aproximativos à Rede Eléctrica Nacional.

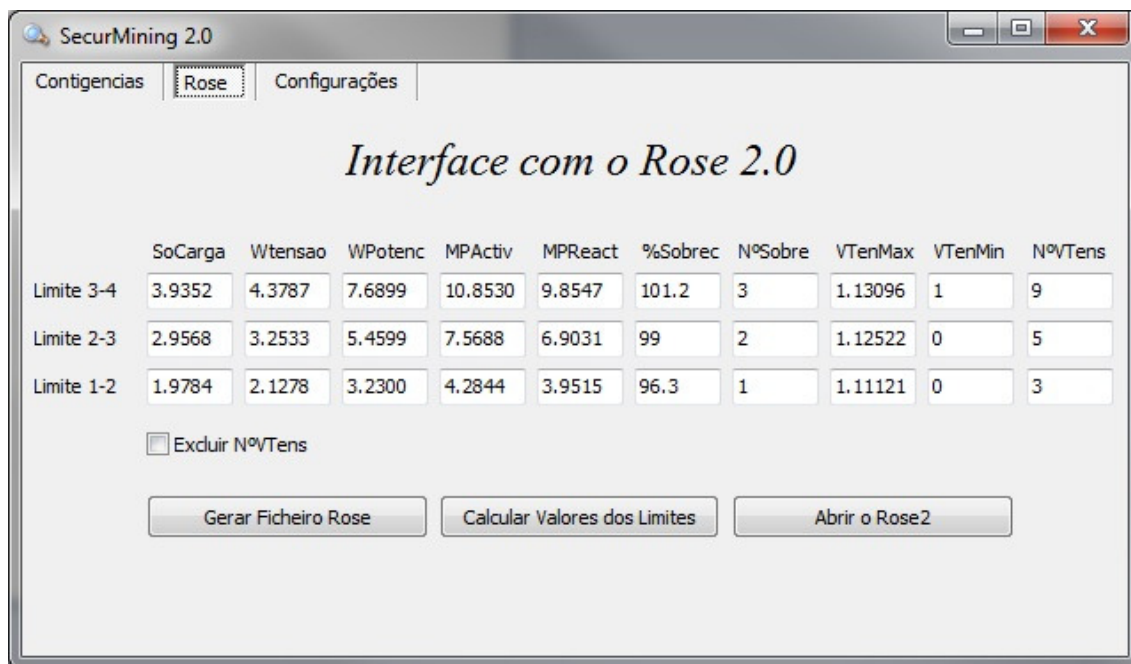


Figura 5.6 – Interface do Pacote de Programas desenvolvido com o *ROSE*

5.3.4 Pós – Processador do ROSE

Através do *Software ROSE* obtêm-se os resultados relativamente à utilização da Teoria dos Conjuntos aproximativos, onde se podem visualizar vários ficheiros, com os resultados finais do processamento, como o *Core*, o Reduto, as Aproximações, as Classificações e as Regras que são fundamentais neste tipo de estudo. Estas regras vão permitir estabelecer de uma forma clara e sucinta os resultados definitivos da análise de segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia, neste caso da Rede Eléctrica Nacional.

5.4 Conclusões

Neste capítulo apresentaram-se os dois pacotes de programas computacionais desenvolvidos para análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia, tendo sido justificado, o porquê do desenvolvimento dos dois programas computacionais.

Apresentou-se o algoritmo do programa desenvolvido em *Matlab*, o *SecurMining1.0* usado para o estudo e análise da segurança das redes de teste dos Sistemas Eléctricos de Energia e o software *SecurMining2.0*, desenvolvido para análise e estudo da segurança da Rede Eléctrica Nacional. Este programa é rápido e eficiente sendo para cada *Savecase* o tempo aproximado de cálculo de 60ms para uma máquina Intel (R) core (TM) Duo CPU T7500@ 2.20 GHz.

Foi analisada, de uma maneira pormenorizada, o funcionamento dos vários módulos que compõem ambos os programas computacionais e apresentada a forma como são introduzidos os dados iniciais e como são obtidos os resultados.

Apresentou-se o módulo de interface com o pacote computacional *ROSE* e a maneira como os resultados finais são obtidos. Este interface permite aplicar, de uma forma eficaz, a Teoria dos Conjuntos Aproximativos aos Sistemas Eléctricos de Energia. Grandes bases de dados são tratadas de uma maneira eficiente e rápida de modo a permitir obter, um conjunto de regras que tornem compreensível toda a informação compreendida em um ano de dados fornecidos pela Rede Eléctrica Nacional.

Estes programas foram usados no estudo e análise da Rede Eléctrica Nacional dos Sistemas Eléctricos de Energia, apresentados nesta Tese, (redes de teste, e redes reais). Os Programas desenvolvidos desde que se mantenha a formatação de dados inicial, podem ser usados em qualquer Sistema Eléctrico de Energia.

Capítulo VI

TÉCNICAS DE *DATA MINING* APLICADAS AO ESTUDO DE SEGURANÇA DE UMA REDE DE TESTE

6.1 Introdução

O critério de segurança N-1, habitualmente usado nas Redes de Transmissão, diz-nos que o sistema deverá poder continuar a funcionar, sem que haja prejuízo para os consumidores após a saída de serviço de qualquer elemento da rede [Paiva05]. O estudo e análise das contingências nos Sistemas Eléctricos de Energia, consiste em determinar as consequências da saída de serviço de um conjunto de linhas de transmissão, transformadores ou alternadores.

Estes estudos podem simplesmente ser efectuados através de um programa de trânsito de potências, utilizado tantas vezes quantos os ramos existentes na rede. No entanto, para redes de grandes dimensões, tal procedimento torna-se demasiado pesado, pelo que é necessário utilizar um método mais expedito [Sucena Paiva]. Quando um componente sai de serviço, existe uma redistribuição da configuração da rede e uma alteração na tensão nos barramentos. Os novos valores da tensão nos barramentos e das correntes podem ser calculados por um programa de análise de contingências. Devido à grande dimensão dos modernos Sistemas Eléctricos de Energia, e às suas enormes bases

de dados, faz com que houvesse necessidade de novas metodologias serem desenvolvidas, no sentido de que toda esta informação seja tratada e dela ser extraída o maior número de dados de modo a que a ordenação e classificação das contingências, seja a mais eficaz possível.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos é uma ferramenta poderosa, para extracção de informação em grandes bases de dados que foi desenvolvida a partir da década de oitenta. Esta Técnica de *Data Mining* foi aplicada pela primeira vez ao estudo da análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia em 1996 por *Torres e al.* [Torres96]

Neste capítulo, a Teoria dos Conjuntos Aproximativos é aplicada à Rede de Teste 118 IEEE. Para que se possa tornar mais compreensível no estudo apresentado serão explicados todos os passos da aplicação desta técnica de *Data Mining* à rede de teste 118 IEEE. O estudo foi realizado para o regime normal de exploração e a selecção e classificação das contingências foi efectuada com o programa o *SecurMining1.0* desenvolvido com base nos índices de severidade, juntamente com a interface criada com o programa ROSE [ROSE02].

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos foi aplicada com o objectivo de tratar o grande conjunto de informação produzida pelo *SecurMining1.0*. As regras obtidas servem para a análise e aplicação de medidas de controlo correctivo e preventivo com o objectivo de afastar as redes eléctricas de possíveis *blackouts*. Os atributos foram escolhidos, tendo sempre em conta a experiência adquirida neste tipo de estudos. Para esta rede o atributo decisão, a que também se chamou *Segurança*, foi classificado nos estados, Normal, Alerta, Emergência I e Emergência II. Cada contingência simulada consistiu na saída de serviço de um dos elementos do sistema.

Os códigos de equivalência usados variam entre três níveis de valores que serviram para uma comparação do estudo realizado, visto a rede 118 IEEE ser uma rede complexa e poder existir algum erro nos valores obtidos. A comparação foi efectuada para dois cenários possíveis baseados na escolha dos valores dados aos atributos escolhidos.

6.2 Estudo da rede de teste do IEEE com 118 barramentos, utilizando a Teoria dos Conjuntos Aproximativos

Para os estudos com redes de teste, optou-se pela rede 118 IEEE, por ser uma rede vocacionada para os estudos e análise da segurança dos Sistemas Eléctricos de Energia. Foram estudados dois cenários para o caso base e, atendendo a que numa rede real o diagrama de cargas varia ao longo do dia, e o seu aumento não é uniforme, estudou-se ainda um aumento de 5% aleatório da carga procurando criar um cenário real, de modo a que o estudo nesta rede de teste fosse aproximado à realidade. Os estudos na rede 118 IEEE caso base, foram efectuados para os índices de severidade individuais e para os índices de severidade compostos. Para um aumento de 5% aleatório da carga, os estudos foram realizados com índices compostos.

Para a aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos, à rede 118 IEEE, procedeu-se ao estudo de vários cenários, com códigos de equivalência diferentes para os atributos, de modo a validar os códigos escolhidos.

6.3 Rede de teste 118 IEEE – Caso Base

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos, descrita no Capítulo III, foi aplicada de modo a analisar o Sistema de Energia Eléctrica quanto aos estados de Segurança: Normal, Alerta, Emergência 1 e Emergência 2. Foi criado um conjunto de Regras para a selecção e classificação das contingências ou seja, conforme o tipo e a severidade das contingências, assim é classificado o estado do Sistema Eléctrico de Energia.

6.3.1 Estudo da segurança usando os índices de severidade Individuais

No primeiro estudo, foram usados os índices individuais, para a análise das contingências. Considera-se que todos os índices têm o mesmo desempenho, pelo que não se consideram pesos.

Os atributos considerados para a análise da segurança da rede 118 IEEE, através da aplicação da teoria dos conjuntos aproximativos foram os seguintes:

- A_1 – Valor da sobrecarga nas linhas de transmissão;
- A_2 – Número de linhas de transmissão em sobrecarga;
- A_3 – Índices de severidade relativos às perdas PL_V ;
- A_4 – Índices de severidade relativos às perdas PL_ϕ ;
- A_5 – Índices de severidade relativos à potência η_P ;
- A_6 – Índices de severidade relativos à tensão η_V ;
- A_7 – Índices de severidade relativos à sobrecarga;
- A_8 – Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência activa;
- A_9 – Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva.

S é o atributo decisão. Este atributo é considerado de maior importância, e é definido pelos gestores do sistema com grande conhecimento no estudo e análise do Sistema de Energia Eléctrica. O atributo decisão foi neste estudo dividido em quatro estados:

- Normal (N);
- Alerta (A);
- Emergência 1 (E_1);
- Emergência 2 (E_2).

Para uma análise mais correcta da segurança e análise do Sistema de Energia Eléctrica em questão foram idealizados três cenários de análise do problema, ou seja, foram realizados três estudos para a rede 118 IEEE, com a mesma base de dados inicial, com os mesmos Atributos, mas com códigos de equivalência diferentes. Esta variação dos códigos de equivalência permite validar a melhor opção no que concerne à tomada de decisão para a classificação do sistema nos quatro estados de segurança considerados.

6.3.1.1 Estudo e Análise da rede 118 IEEE

Na tabela 6.1 estão os códigos utilizados para a equivalência dos atributos, para o primeiro estudo. Os atributos são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja:

- ♦ Código 1 – Baixo,
- ♦ Código 2 – Médio,
- ♦ Código 3 – Alto,
- ♦ Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa ROSE.

O atributo de decisão é classificado em quatro termos qualitativos, tendo em conta o diagrama de T. E DyLiacco em Normal, Alerta, Emergência 1 e Emergência 2 [DyLiacco68].

Tabela 6.1 – Código das equivalências dos atributos para o caso base.

Atrib.	Codigos			
	1	2	3	4
A ₁	95% <	95% < a ₁ < 100%	100 % ≤ a ₁ ≤ 110 %	> 110 %
A ₂	0	2 ≤	3 ≤ a ₂ ≤ 4	> 4
A ₃	0,980 <	0,980 < a ₃ < 0,990	0,990 ≤ a ₃ ≤ 1,00	> 1,00
A ₄	0,980 <	0,980 < a ₄ < 0,990	0,990 ≤ a ₄ ≤ 1,00	> 1,00
A ₅	0,900 <	0,900 < a ₅ < 0,963	0,963 ≤ a ₅ ≤ 0,980	> 0,980
A ₆	0,003 <	0,003 < a ₆ < 0,004	0,004 ≤ a ₆ ≤ 0,980	> 0,100
A ₇	0,00013 <	0,00013 < a ₇ < 0,05647	0,05647 ≤ a ₇ ≤ 1,000	> 1,000
A ₈	1,00088 <	1,00088 < a ₈ < 1,00089	1,00089 ≤ a ₈ ≤ 1,0009	> 1,0009
A ₉	0,828 <	0,828 < a ₉ < 0,829	0,829 ≤ a ₉ ≤ 0,850	> 0,850
S	N	A	E ₁	E ₂

O primeiro passo do algoritmo é redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos quantitativos de equivalência definidos anteriormente. Usando estas redefinições para cada contingência da tabela AI.1, que pode ser visualizada no Anexo I, obtém-se uma tabela equivalente, de modo a que ao 1 corresponde o valor quantitativo Baixo, ao 2 o valor quantitativo Médio, ao 3 o valor quantitativo Alto e ao 4 o valor quantitativo Elevado. O Software ROSE, tratando de uma forma clara e sucinta, um grande conjunto de informação permite a realização automática deste passo. Através da *interface* criado com o programa ROSE foi construída a tabela 6.2 sendo então aplicada a Teoria dos Conjuntos Aproximativos [Pawlak91]. Na tabela 6.2 pode-se ver de modo parcial os valores da base de dados usada, que pode ser visualizada na totalidade no Anexo I como AI.1. Esta tabela apresenta toda a informação relativa ao estado da rede 118 IEEE foi obtido pelo *SecurMining1.0*.

Com o conjunto de valores da tabela 6.2, calculou-se o *Core* do conjunto das contingências. O cálculo pode ser realizado passo a passo eliminando cada atributo, e verificando se a tabela de decisão continua consistente, conforme explicado pormenorizadamente no Capítulo III. Usando o pacote de programas *ROSE* [ROSE02] pode-se verificar que os atributos A_1 , A_3 , A_4 , A_6 , A_7 e A_9 são o *Core* e o Reduto do problema em que A_1 são as sobrecargas nas linhas de transmissão; A_3 o índice de severidade relativos às perdas PLV; A_4 o índice de severidade relativos às perdas PL δ ; A_6 o índice de severidade relativo à tensão η_V ; A_7 o índice de severidade relativo à sobrecarga e A_9 o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva.

Tabela 6.2 – Base de dados obtida através do *SecurMing1.0*.

Cont. Nº	Atributos									
	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	A_9	Dec.
1	1	1	3	3	2	1	1	1	1	N
2	1	1	4	3	2	2	1	2	4	A
3	1	1	4	4	2	2	1	1	1	A
4	3	2	4	3	2	4	3	3	4	E ₁
5	1	1	3	3	2	1	1	1	1	N
6	4	2	4	1	4	4	4	2	1	E ₂
7	3	2	4	1	4	2	3	1	3	E ₁
8	3	2	4	1	4	4	3	2	3	E ₁
9	4	4	4	4	4	4	4	4	4	E ₂
10	3	2	4	1	4	2	3	1	3	E ₁
11	1	1	3	1	4	2	1	1	3	A
12	1	1	3	1	4	1	1	1	1	A
13	3	2	4	3	2	4	3	2	3	E ₁
14	3	2	3	2	4	1	2	1	1	E ₁
15	1	1	3	4	4	2	1	1	4	E ₁
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
160	1	1	3	3	2	1	1	1	4	N
161	3	1	4	3	2	4	1	4	4	E ₁
162	3	1	4	3	2	4	1	4	3	E ₁
163	2	1	3	1	4	1	1	1	1	A
164	2	1	4	1	4	1	1	4	2	E ₁
165	1	1	4	3	2	2	1	1	4	A
166	4	2	4	1	4	4	3	4	2	E ₂
167	1	1	2	3	4	2	1	1	3	N
168	1	1	4	3	2	4	1	4	4	E ₁
169	1	1	4	3	1	4	1	4	4	E ₁
170	1	1	2	1	2	2	1	2	2	N
171	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
172	1	1	4	1	2	2	1	1	4	N
173	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N

Utilizando as equações 3.2 e 3.3 verifica-se que a qualidade da classificação para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,9185 e a precisão da aproximação das classificações é de 0,9076. Utilizando o *ROSE* constrói-se a tabela 6.3 que apresenta para cada nível de decisão os objecto (contingência), as aproximações lata e restrita e as respectivas precisões.

Tabela 6.3 – Aproximações dos objectos.

Nível de decisão	Nº de Objectos	Aproximação Lata	Aproximação Restrita	Precisão da Aproximação das Classificações
Normal	89	90	75	0.8333
Alerta	57	71	56	0.7887
Emergência I	27	27	27	1.0000
Emergência II	11	11	11	1.0000

Na tabela 6.3 e para cada nível de decisão pode-se retirar as seguintes conclusões:

- Existem 38 objectos, (contingências), em que a precisão da aproximação das classificações é de 1.000, ou seja há uma classificação clara das suas aproximações, isto é a precisão é de 100%. Pode-se concluir que 11 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência II e 27 contingências quando ocorrem colocam-no em Emergência I.

- Existem 57 contingências com uma precisão da aproximação das classificações de 0.7887, ou seja há uma certeza de 78,87% relativamente à sua classificação. Pode-se concluir que 57 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Alerta.

- Existem 89 contingências com uma precisão da aproximação das classificações de 0.8333, ou seja há uma certeza de 83,33% de que estas contingências estão bem classificadas. Pode-se concluir que 89 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia no estado Normal.

De acordo com a tabela 6.2, e usando a lógica aritmética, o pacote de programas usado o ROSE constrói um conjunto de regras em que, o conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela inicial AI.1 que pode ser visualizada no Anexo I, e pode ser expresso da seguinte maneira:

As regras foram divididas em quatro conjuntos. O primeiro conjunto contém as regras para o estado Normal, com 12 regras exactas. O segundo conjunto contém as regras para o estado de Alerta, e é constituído por 12 regras exactas.

O terceiro conjunto é constituído por 8 regras exactas, estas regras caracterizam o estado de Emergência I. Finalmente o quarto conjunto é constituído pelas regras do estado de Emergência II, este conjunto contém 2 regras exactas. Neste estudo tem-se também uma regra aproximada.

Para melhor compreender as regras os códigos para a equivalência são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto, Código 4 – Elevado. Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa ROSE.

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 3 e A_9 for 2) então $S = N$
- 2 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 3 e A_4 for 3 e A_8 for 1) então $S = N$
- 3 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 3 e A_7 for 2 e A_9 for 1) então $S = N$
- 4 – Se (A_1 for 1 e A_4 for 1 e A_6 for 2 e A_7 for 2) então $S = N$
- 5 – Se (A_8 for 3 e A_9 for 3) então $S = N$
- 6 – Se (A_1 for 1 e A_6 for 3) então $S = N$
- 7 – Se (A_3 for 3 e A_4 for 2 e A_9 for 1) então $S = N$
- 8 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 2) então $S = N$
- 9 – Se (A_4 for 2 e A_6 for 2) então $S = N$
- 10 – Se (A_1 for 1 e A_6 for 2 e A_9 for 2) então $S = N$
- 11 – Se (A_7 for 1 e A_9 for 3) então $S = N$
- 12 – Se (A_6 for 2 e A_7 for 1 e A_9 for 1) então $S = N$

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 – Se (A_3 for 4 e A_6 for 4 e A_7 for 2 e A_9 for 1) então $S = A$
- 2 – Se (A_1 for 2 e A_8 for 1) então $S = A$
- 3 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 4 e A_7 for 1) então $S = A$
- 4 – Se (A_4 for 4 e A_6 for 2 e A_9 for 1) então $S = A$
- 5 – Se (A_3 for 4 e A_4 for 3 e A_7 for 2 e A_9 for 4) então $S = A$
- 6 – Se (A_3 for 3 e A_6 for 4 e A_7 for 4) então $S = A$
- 7 – Se (A_3 for 4 e A_4 for 3 e A_6 for 2 e A_9 for 1) então $S = A$
- 8 – Se (A_6 for 1 e A_7 for 3) então $S = A$
- 9 – Se (A_6 for 4 e A_7 for 3 e A_8 for 1) então $S = A$
- 10 – Se (A_3 for 4 e A_6 for 2 e A_7 for 4 e A_9 for 1) então $S = A$
- 11 – Se (A_1 for 3 e A_9 for 2) então $S = A$
- 12 – Se (A_3 for 3 e A_7 for 2 e A_9 for 3) então $S = A$

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 4 e A_6 for 4 e A_7 for 4) então $S = E_1$.
- 2 – Se (A_1 for 3 e A_7 for 4) então $S = E_1$.
- 3 – Se (A_9 for 3) então $S = E_1$.
- 4 – Se (A_2 for 1 e A_8 for 4) então $S = E_1$.
- 5 – Se (A_1 for 3 e A_9 for 1) então $S = E_1$.
- 6 – Se (A_7 for 3 e A_9 for 3) então $S = E_1$.
- 7 – Se (A_4 for 4 e A_7 for 2 e A_9 for 4) então $S = E_1$.
- 8 – Se (A_2 for 2 e A_7 for 1) então $S = E_1$.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 – Se (A_1 for 4 e A_8 for 4) então $S = E_2$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_7 for 4 e A_8 for 2) então $S = E_2$.

Regra Aproximada:

- 1 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 3 e A_4 for 1 e A_6 for 4 e A_7 for 1 e A_9 for 1) então $S = N$ ou $S = A$.

As regras podem ser escritas de um modo mais compreensível, tendo em conta o estudo efectuado da seguinte maneira:

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Médio, então o Sistema está no estado Normal.
- 2 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto, o índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for Baixo, então o Sistema está no estado Normal.
- 3 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo, então o Sistema está no estado Normal.
- 4 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Baixo, o índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Médio, então o Sistema está no estado Normal.
- 5 Se o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Alto, então o Sistema está no estado Normal.
- 6 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo e o índice de severidade relativo à tensão η_V for Alto, então o Sistema está no estado Normal.
- 7 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo, então o Sistema está no estado Normal.
- 8 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo e o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Médio, então o Sistema está no estado Normal.

- 9 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Médio e o índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio, então o Sistema está no estado Normal.
- 10 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Médio, então o Sistema está no estado Normal.
- 11 Se o valor do índice de severidade relativo à Sobrecarga for Baixo e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Alto, então o Sistema está no estado Normal.
- 12 Se o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio, o valor do índice de severidade relativo à sobrecarga for Baixo e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo, então o Sistema está no estado Normal.

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado, se o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Elevado, e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo então o Sistema está no estado de Alerta
- 2 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for Baixo, então o Sistema está no estado de Alerta.
- 3 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Baixo, então o Sistema está no estado de Alerta.
- 4 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado, o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo então o Sistema está no estado de Alerta

- 5 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Alto, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Elevado, então o Sistema está no estado de Alerta
- 6 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto, o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Alto e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Elevado, então o Sistema está no estado de Alerta
- 7 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Alto, o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for baixo, então o Sistema está no estado de Alerta
- 8 Se o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Baixo e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Alto, então o Sistema está no estado de Alerta
- 9 Se o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Elevado, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for baixo, então o Sistema está no estado de Alerta
- 10 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Médio, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Elevado e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for baixo, então o Sistema está no estado de Alerta
- 11 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Médio, então o Sistema está no estado de Alerta.
- 12 Se o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Alto, então o Sistema está no estado de Alerta

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Elevado, o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Elevado, e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Elevado, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 2 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Alto e o índice de severidade relativo à sobrecarga for Elevado, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 3 Se o valor do índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Alto, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 4 Se o número de sobrecargas nas linhas for Baixo e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for Elevado, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 5 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 6 Se o número de sobrecargas nas linhas for Alto e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Alto, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 7 Se, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Elevado, o valor do índice de severidade relativo à sobrecarga for Médio e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Elevado, então o Sistema está no estado de Emergência I.
- 8 Se o número de sobrecargas nas linhas for Médio e o índice de severidade relativo à sobrecarga for baixo, então o Sistema está no estado de Emergência I.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Elevado e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for Elevado, então o Sistema está no estado de Emergência II.
- 2 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Elevado, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Elevado e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa for Médio, então o Sistema está no estado de Emergência II.

Regra Aproximada:

- 1 Se o valor das sobrecargas nas linhas for Baixo, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_V for Alto, o valor do índice de severidade relativo às perdas PL_δ for Baixo, o valor do índice de severidade relativo à tensão η_V for Elevado, o índice de severidade relativo à sobrecarga for Baixo e o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva for Baixo, então o Sistema está no estado Normal ou Alerta.

O programa ROSE discrimina o número da contingência que integra cada uma das regras anteriores. Pode-se sempre saber qual a contingência que está num determinado estado.

6.3.2 Estudos de segurança usando os índices de severidade Compostos

Neste estudo, foram usados os índices compostos para o estudo e análise das contingências. Os índices compostos possuem pesos, obtidos conforme o seu desempenho. Os pesos considerados foram os definidos no Capítulo IV, descritos da secção 4.8.3.4.

Os atributos considerados para a análise da segurança da rede 118 IEEE, através da aplicação da teoria dos conjuntos aproximativos foram os seguintes:

- A_1 – Valor da sobrecarga nas linhas de transmissão;
- A_2 – Número de linhas de transmissão em sobrecargas;
- A_3 – Índices de severidade relativos às perdas PLV;
- A_4 – Índices de severidade relativos às perdas PL δ ;
- A_5 – Índices de severidade relativos à tensão η_V ;
- A_6 – Índices de severidade relativos à potência η_P ;
- A_7 – Índices de severidade relativos à sobrecarga;
- A_8 – Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência activa;
- A_9 – Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva.

S continua a ser o atributo decisão. Este atributo como já foi referenciado anteriormente é de grande importância, e é escolhido por um gestor de sistema com um grande conhecimento na área de estudo e análise de Sistemas de Energia Eléctrica. O atributo decisão foi também neste estudo dividido em quatro estados:

- Normal (N);
- Alerta (A);
- Emergência 1 (E_1);
- Emergência 2 (E_2).

Para uma análise mais correcta da segurança e análise do Sistema de Energia Eléctrica em questão foram idealizados três cenários de análise do problema, isto é, foram realizados três estudos para a rede 118 IEEE, com a mesma base de dados inicial, com os mesmos atributos mas com códigos de equivalência diferentes.

A variação dos códigos de equivalência permite validar a melhor opção no que concerne à tomada de decisão para a classificação do sistema nos quatro estados de segurança considerados. Aqui também os atributos são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto e Código 4 – Elevado. Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa ROSE.

O atributo de decisão é classificado em quatro termos qualitativos, tendo em conta o diagrama de T. E DyLiacco em Normal, Alerta, Emergência 1 e Emergência 2 [DyLiacco68].

6.3.2.1 Estudos da segurança variando os códigos de equivalência dos atributos

Variando os códigos de equivalência dos atributos no estudo da segurança da rede 118 IEEE definiu-se dois cenários Cenário I e o Cenário II.

a) Cenário I

A tabela 6.4 mostra a escolha dos códigos para a equivalência dos atributos, para o cenário I.

Tabela 6.4 – Código das equivalências dos atributos para o Cenário I.

Atrib.	Códigos			
	1	2	3	4
A ₁	95% <	95% < a ₁ < 100%	100 % ≤ a ₁ ≤ 110 %	> 110 %
A ₂	0	2 ≤ a ₂	3 ≤ a ₂ ≤ 4	> 4
A ₃	0,00187 <	0,00187 ≤ a ₃ < 0,00189	0,00189 ≤ a ₃ ≤ 0,00190	> 0,00190
A ₄	0,00966 <	0,00966 ≤ a ₄ < 0,00969	0,00969 ≤ a ₄ ≤ 0,00993	> 0,00993
A ₅	0,00024 <	0,00024 ≤ a ₅ < 0,00099	0,00099 ≤ a ₅ ≤ 0,00883	> 0,00883
A ₆	0,00914 <	0,00914 ≤ a ₆ < 0,00922	0,00922 ≤ a ₆ ≤ 0,00948	> 0,00948
A ₇	-----	-----	≤ a ₇ ≤ 0,00004	> 0,00004
A ₈	0,15077 <	0,15077 ≤ a ₈ < 0,15081	0,15081 ≤ a ₈ ≤ 0,15229	> 0,15229
S	N	A	E ₁	E ₂

Para os estudos, com os índices compostos, o atributo A₈ relativo à disponibilidade da Potência activa não foi utilizado, visto o seu peso ter um valor desprezável.

O primeiro passo do algoritmo é redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos quantitativos de equivalência definidos. Usando estas redefinições para cada contingência obtém-se uma tabela equivalente, de modo a que ao 1 corresponde o valor quantitativo Baixo, ao 2 o valor quantitativo Médio, ao 3 o valor quantitativo Alto e ao 4 o valor quantitativo Elevado. Através da *interface* criado com o programa ROSE foi construída a tabela 6.5 sendo então aplicada a Teoria dos Conjuntos Aproximativos à base de dados recentemente criada [Pawlak91].

Na tabela 6.5 pode-se ver de modo parcial os valores da base de dados usada, esta tabela apresenta um conjunto de informação sobre a rede 118 IEEE, a tabela na sua totalidade pode ser consultada no Anexo AI.2. Esta tabela apresenta toda a informação relativa ao estado da rede 118 IEEE foi obtido pelo *SecurMining1.0*.

Tabela 6.5 – Base de dados obtida através do *SecurMing1.0*.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	1	1	1	2	3	2	1	1	N
2	3	1	1	3	4	4	1	4	E1
3	2	1	2	3	4	3	1	1	N
4	3	2	2	4	4	4	4	4	E2
5	1	1	2	2	3	1	1	1	N
6	4	2	4	4	2	4	4	1	E2
7	3	2	3	3	1	3	4	4	E1
8	3	2	3	4	1	4	4	4	E1
9	3	2	3	3	2	3	4	4	E1
10	2	2	3	3	1	2	1	3	A
11	2	1	3	2	1	1	1	2	N
12	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
13	3	2	1	3	3	4	4	3	E1
14	3	2	4	2	3	2	4	1	A
15	2	1	4	3	4	2	1	4	E1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
160	1	1	1	4	3	3	1	3	N
161	1	1	1	4	3	4	1	3	A
162	1	1	3	3	1	3	1	3	N
163	1	1	1	3	3	3	1	3	N
164	1	1	1	3	3	3	1	3	N
165	1	1	2	4	3	4	1	1	A
166	1	1	2	3	3	2	1	1	N
167	1	1	4	2	3	2	1	2	N
168	1	1	2	3	3	3	1	2	N
169	1	1	2	3	3	1	1	3	N
170	1	1	2	3	2	2	1	2	N
171	1	1	2	2	3	1	1	2	N
172	1	1	3	1	1	1	1	2	N
173	1	1	3	2	1	1	1	2	N

Com o conjunto de valores da tabela anterior e usando o pacote de programas *ROSE* [ROS02] verifica-se que os atributos A₁, A₃, A₄, A₅, A₆, A₇ e A₈ que são o *Core* e o Reduto, A₁ é a sobrecarga nas linhas de transmissão; A₃ o índices de severidade relativo às perdas PL_V; A₄ o índices de severidade relativo às perdas PL_δ; A₅ o índice de severidade relativo à tensão η_V ; A₆ o índice de severidade relativo à potência η_P , A₇ o índices de severidade relativos à sobrecarga e A₈ o índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva são do problema.

A qualidade da classificação e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 1,0000 para ambas. Utilizando o *ROSE* constrói-se a tabela 6.6 que apresenta para cada nível de decisão os objecto (contingência), as aproximações lata e restrita e as respectivas precisões.

Tabela 6.6 – Aproximações dos objectos.

Nível de decisão	Nº de Objectos	Aproximação Lata	Aproximação Restrita	Precisão da Aproximação das Classificações
Normal	123	123	123	1.0000
Alerta	22	22	22	1.0000
Emergência I	12	12	12	1.0000
Emergência II	16	16	16	1.0000

Na tabela 6.6, para cada nível de decisão podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- Existem 173 objectos, ou seja contingências, em que a precisão da aproximação das classificações é de 1.000, ou seja há uma classificação clara das suas aproximações, a precisão é de 100%. Pode-se concluir que 16 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência II, e 12 em Emergência I, 22 contingências em Alerta e 123 contingências no estado Normal.

De acordo com a tabela 6.5, e usando lógica aritmética, o pacote de programas *ROSE* constrói um conjunto de regras em que, o conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela inicial.

As regras foram divididas em quatro conjuntos. O primeiro conjunto com 10 regras exactas contém as regras para o estado Normal. O segundo conjunto contém as regras para o estado de Alerta, e é constituído por 9 regras exactas.

O terceiro conjunto constituído por 5 regras exactas, caracterizam o estado de Emergência I. Finalmente o quarto conjunto contém 5 regras exactas e é constituído pelas regras do estado de Emergência II. Neste estudo não se obteve nenhuma regra aproximada, visto a precisão da aproximação das classificações ser de 100%.

Para melhor compreender as regras os códigos para a equivalência são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto, Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa ROSE.

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 – Se (A_1 for 1 e A_4 for 3 e A_6 for 4) então $S = N$
- 2 – Se (A_1 for 1 e A_6 for 1 ou 2 ou 3 e A_8 for 3 ou 4) então $S = N$
- 3 – Se (A_1 for 1 e A_4 for 1) então $S = N$
- 4 – Se (A_3 for 3 e A_5 for 3 e A_8 for 1) então $S = N$
- 5 – Se (A_1 for 1 ou 2 e A_5 for 1 ou 2 e A_8 for 2) então $S = N$
- 6 – Se (A_5 for 1 ou 2 e A_6 for 1) então $S = N$
- 7 – Se (A_4 for 2 ou 1 e A_5 for 3 e A_8 for 3) então $S = N$
- 8 – Se (A_1 for 1 e A_3 for 1 ou 2 ou 3 e A_5 for 3 e A_6 for 1 ou 2 ou 3) então $S = N$
- 9 – Se (A_1 for 2 e A_3 for 2 e A_5 for 3 ou 4) então $S = N$
- 10 – Se (A_3 for 2 e A_6 for 2 e A_7 for 4) então $S = N$

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 – Se (A_1 for 2 ou 3 e A_4 for 1 e A_5 for 3 e A_6 for 1) então $S = A$
- 2 – Se (A_1 for 2 ou 3 e A_4 for 4 e A_8 for 1 ou 2 ou 3) então $S = A$
- 3 – Se (A_1 for 2 ou 3 e A_4 for 2 ou 3 e A_5 for 1 e A_8 for 1 ou 3) então $S = A$
- 4 – Se (A_1 for 2 ou 3 e A_3 for 3 e A_4 for 3 e A_8 for 1 ou 2 ou 3) então $S = A$
- 5 – Se (A_1 for 2 ou 3 e A_4 for 2 ou 3 e A_6 for 3 e A_8 for 3) então $S = A$
- 6 – Se (A_1 for 1 e A_4 for 4 e A_6 for 4) então $S = A$
- 7 – Se (A_1 for 3 e A_5 for 3 e A_8 for 1 ou 2) então $S = A$
- 8 – Se (A_3 for 3 e A_4 for 2 ou 3 e A_5 for 3 ou 4 e A_6 for 2 ou 3 e A_8 for 1 ou 2) então $S = A$
- 9 – Se (A_3 for 4 e A_4 for 2 e A_5 for 4 e A_6 for 2) então $S = A$

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 – Se (A_1 for 3 ou 4 e A_5 for 1) então $S = E_1$.
- 2 – Se (A_1 for 3 ou 4 e A_3 for 1 ou 2 ou 3 e A_4 for 3 A_6 for 4) então $S = E_1$.
- 3 – Se (A_1 for 2 ou 3 ou 4 e A_5 for 2 e A_8 for 2 ou 4) então $S = E_1$.
- 4 – Se (A_1 for 2 ou 3 ou 4 e A_7 for 1 e A_8 for 4) então $S = E_1$.
- 5 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 1 e 2 e A_4 for 4 e A_5 for 3) então $S = E_1$.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 – Se (A_1 for 3 e A_3 for 1 ou 2 e A_4 for 4 e A_7 for 4) então $S = E_2$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 4) então $S = E_2$.
- 3 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 3 e A_4 for 4) então $S = E_2$.
- 4 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 1 ou 2 e A_5 for 4) então $S = E_2$.
- 5 – Se (A_1 for 4 e A_6 for 3) então $S = E_2$.

As regras como descrito anteriormente podem ser escritas de um modo mais compreensível, tendo em conta o estudo efectuado, no entanto não serão escritas desse modo devido ao grande volume de dados.

b) Cenário II

A tabela 6.7 mostra a escolha dos códigos para a equivalência dos atributos, para o cenário II.

Tabela 6.7 – Código das equivalências dos atributos para o Cenário II.

Atrib.	Códigos			
	1	2	3	4
A ₁	95% <	95% < a ₁ < 100%	100 % ≤ a ₁ ≤ 110 %	> 110 %
A ₂	0	2 ≤ a ₂	3 ≤ a ₂ ≤ 4	> 4
A ₃	0,00187 <	0,00187 ≤ a ₃ < 0,00188	0,00188 ≤ a ₃ ≤ 0,00189	> 0,00189
A ₄	0,00966 <	0,00966 ≤ a ₄ < 0,00968	0,00968 ≤ a ₄ ≤ 0,00985	> 0,00985
A ₅	0,00018 <	0,00018 ≤ a ₅ < 0,00090	0,00090 ≤ a ₅ ≤ 0,00685	> 0,00685
A ₆	0,00913 <	0,00913 ≤ a ₆ < 0,00920	0,00920 ≤ a ₆ ≤ 0,00939	> 0,00939
A ₇	-----	-----	≤ a ₇ ≤ 0,00004	> 0,00004
A ₈	0,15078 <	0,15078 ≤ a ₈ < 0,15083	0,15083 ≤ a ₈ ≤ 0,15119	> 0,15119
S	N	A	E ₁	E ₂

Para o estudo do cenário II o atributo A₈ relativo à disponibilidade da Potência activa não foi utilizado, visto o seu peso ter um valor desprezável. O atributo A₇ relativo ao índice de sobrecarga nas linhas de transmissão, como só é calculado para as linhas em sobrecarga, manteve-se inalterado.

O primeiro passo do algoritmo é redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos quantitativos de equivalência definidos. Usando estas redefinições para cada contingência obtém-se uma tabela equivalente, de modo a que ao 1 corresponde o valor quantitativo Baixo, ao 2 o valor quantitativo Médio, ao 3 o valor quantitativo Alto e ao 4 o valor quantitativo Elevado. Através da *interface* criado com o programa ROSE foi construída a tabela 6.8 sendo então aplicada a Teoria dos Conjuntos Aproximativos à base de dados recentemente criada [Pawlak91].

Na tabela 6.8 pode-se ver de modo parcial os valores da base de dados usada, esta tabela apresenta um conjunto de informação sobre a rede 118 IEEE, a tabela na sua totalidade pode ser consultada no Anexo I em AI.3. Esta tabela apresenta toda a informação relativa ao estado da rede 118 IEEE foi obtido pelo *SecurMining1.0*.

Com o conjunto de valores da tabela 6.8 e usando o pacote de programas *ROSE* [ROSE2] verifica-se que os atributos A_1 , A_5 , A_6 e A_7 que são o *Core* e o Reduto, A_1 a Sobrecarga nas linhas de transmissão; A_5 o índice de severidade relativo à tensão η_V ; A_6 o índice de severidade relativo à potência η_P e A_7 o índice de severidade relativo à sobrecarga.

Tabela 6.8 – Base de dados obtida através do *SecurMing1.0*.

Cont. Nº	Atributos								
	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	Dec.
1	1	1	1	2	4	2	1	1	N
2	3	1	1	3	4	4	1	4	A
3	2	1	2	3	4	3	1	1	N
4	3	2	2	4	4	4	4	4	E2
5	1	1	3	2	3	1	1	1	N
6	4	2	4	4	2	4	4	1	E2
7	3	2	4	3	2	4	4	4	E1
8	3	2	4	4	1	4	4	4	E2
9	4	4	4	3	2	4	4	4	E2
10	3	2	4	3	1	2	1	4	A
11	2	1	4	2	1	1	1	2	N
12	2	1	4	4	4	4	4	4	E2
13	3	2	1	4	3	4	4	4	E1
14	3	2	4	2	3	2	4	1	A
15	2	1	4	3	4	2	1	4	A
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
160	1	1	1	4	3	3	1	3	N
161	1	1	1	4	4	4	1	3	A
162	1	1	4	3	2	4	1	3	N
163	1	1	1	3	3	3	1	2	N
164	1	1	1	3	3	4	1	2	N
165	1	1	2	4	3	4	1	1	N
166	1	1	3	3	3	3	1	1	N
167	1	1	4	2	4	3	1	2	N
168	1	1	3	3	3	3	1	1	N
169	1	1	3	3	3	1	1	2	N
170	4	2	3	3	2	2	1	2	N
171	1	1	3	3	3	1	1	2	N
172	1	1	4	1	2	1	1	2	N
173	1	1	4	2	1	1	1	2	N

A qualidade da classificação é de 0,9884 e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,7341. Utilizando o *ROSE* constrói-se a tabela 6.9 que apresenta para cada nível de decisão os objecto (contingência), as aproximações lata e restrita e as respectivas precisões.

Tabela 6.9 – Aproximações dos objectos

Nível de decisão	Nº de Objectos	Aproximação Lata	Aproximação Restrita	Precisão da Aproximação das Classificações
Normal	127	126	128	0.9844
Alerta	23	22	24	0.9167
Emergência I	7	7	7	1.0000
Emergência II	16	16	16	1.0000

Na tabela 6.9, para cada nível de decisão podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- Existem 173 objectos, isto é contingências, em que a precisão da aproximação das classificações é de 0.7341, isto é há uma classificação clara das suas aproximações. Pode-se concluir que para o cenário considerado, 16 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência II, 7 contingências em Emergência I, 23 contingências em Alerta e 127 contingências no estado Normal.

De acordo com a tabela 6.8, e usando lógica aritmética, o pacote de programas *ROSE* constrói um conjunto de regras em que, o conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela inicial.

As regras também foram divididas em quatro conjuntos. O primeiro conjunto contém 8 regras exactas para o estado Normal. O segundo conjunto contém as regras para o estado de Alerta, e é constituído por 10 regras exactas.

O terceiro conjunto é constituído por 4 regras exactas, que caracterizam o estado de Emergência I. Finalmente o quarto conjunto é constituído pelas regras do estado de Emergência II, este conjunto contém 2 regras exactas. Neste estudo obteve-se uma regra aproximada, visto a precisão da aproximação das classificações não ser de 100%, mas sim de 73,41%.

Para melhor compreender as regras, os códigos para a equivalência são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto, Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa *ROSE*.

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 – Se (A_1 for 1 e A_5 for 2 e A_7 for 1) então $S = N$
- 2 – Se (A_1 for 1 e A_4 for 1, 2 ou 3 e A_7 for 1 e A_8 for 4) então $S = N$
- 3 – Se (A_4 for 1) então $S = N$
- 4 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 1) então $S = N$
- 5 – Se (A_1 for 4 e A_6 for 4 e A_7 for 1) então $S = N$
- 6 – Se (A_1 for 1 ou 2 e A_5 for 3 e A_7 for 1 e A_8 for 1, 2 ou 3) então $S = N$
- 7 – Se (A_1 for 1 ou 2 e A_5 for 1, 2 ou 4 e A_6 for 1 ou 2 ou 3 e A_8 for 1, 2 ou 3) então $S = N$
- 8 – Se (A_3 for 1 e A_5 for 3 e A_8 for 2) então $S = N$

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 – Se (A_3 for 1 e A_5 for 4 e A_6 for 4 e A_7 for 1) então $S = A$
- 2 – Se (A_6 for 3 e A_7 for 4) então $S = A$
- 3 – Se (A_3 for 4 e A_6 for 3 e A_8 for 4) então $S = A$
- 4 – Se (A_1 for 1 e A_4 for 3 e A_5 for 4 e A_6 for 4) então $S = A$
- 5 – Se (A_1 for e A_3 for 1 e A_5 for 3 e A_6 for 2 ou 4) então $S = A$
- 6 – Se (A_1 for 3 ou 4 e A_6 for 3) então $S = A$
- 7 – Se (A_1 for 3 ou 4 e A_4 for 2) então $S = A$
- 8 – Se (A_1 for 3 e A_4 for 3 ou 4 e A_7 for 1) então $S = A$
- 9 – Se (A_2 for 3) então $S = A$
- 10 – Se (A_1 for 2 e A_4 for 3 e A_8 for 4) então $S = A$

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 – Se (A_1 for 1 ou 3 e A_5 for 2 ou 3 e A_6 for 4 e A_7 for 4) então $S = E_1$.
- 2 – Se (A_4 for 2 e A_6 for 4) então $S = E_1$.
- 3 – Se (A_3 for 2 e A_5 for 4 e A_8 for 2) então $S = E_1$.
- 4 – Se (A_3 for 2 e A_4 for 4 e A_5 for 4 e A_7 for 1) então $S = E_1$.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 – Se (A_4 for 4 e A_5 for 1 ou 4 e A_7 for 4) então $S = E_2$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_7 for 4) então $S = E_2$.

Regra Aproximada:

- 1 – Se (A_1 for 4 e A_5 for 2 e A_6 for 2) então $S = N$ ou $S = A$.

As regras como descrito anteriormente podem ser escritas de um modo mais compreensível, tendo em conta o estudo efectuado, no entanto não serão escritas desse modo devido ao grande volume de dados.

6.3.2.2 Conclusões dos dois Cenários para o caso base

Estes estudos de segurança da rede 118 barramentos do IEEE, caso base, foram realizados tendo em conta vários cenários de códigos de equivalência, no entanto só foram apresentados dois cenários para análise das contingências.

Tendo em conta os resultados apresentados, conclui-se que o Cenário I, apresenta melhores resultados visto a qualidade das classificações ser de 100%, e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 1,0000. Estas contingências estão classificadas, e divididas nos respectivos estados de segurança com uma certeza de 100%. Todas as regras são exactas e não existem regras aproximadas, isto é não existem contingências em zona de fronteira de classificação. O tempo de cálculo do SecurMining1.0, para os cenários apresentados é

de cerca de 60 segundos. O cenário II apresenta, uma qualidade de classificação de 0,9884 ou seja de 98,84% e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,7341. Estas contingências estão classificadas, e divididas nos respectivos estados de segurança com uma certeza de 98,84%. Existe uma regra aproximada, ou seja uma contingências em zona de fronteira de classificação.

6.3.3 Estudos da segurança da rede 118 IEEE com um aumento de carga aleatório de 5%

Efectuou-se um estudo da análise de sensibilidade da segurança da rede 118 IEEE à carga, pelo que se procedeu a um aumento aleatório de 5% da carga. Foram efectuados os mesmos estudos referidos anteriormente, ou seja foram simulados dois cenários diferentes de códigos de equivalência.

6.3.3.1 Estudos da segurança da rede variando os códigos de equivalência dos atributos

a) Cenário I

A tabela 6.10 mostra a escolha dos códigos para a equivalência dos atributos, para o cenário I, considerando um aumento de carga aleatório de 5%.

Tabela 6.10 – Código das equivalências dos atributos para o Cenário I – 5%.

<i>Atrib.</i>	<i>Códigos</i>			
	1	2	3	4
A ₁	96,1% <	96,1% < a ₁ < 96,9%	96,9 % ≤ a ₁ ≤ 107,5 %	> 107,5 %
A ₂	0	2 ≤ a ₂	3 ≤ a ₂ ≤ 4	> 4
A ₃	0,00217 <	0,00217 ≤ a ₃ < 0,00218	0,00218 ≤ a ₃ ≤ 0,00219	> 0,00219
A ₄	0,01073 <	0,01073 ≤ a ₄ < 0,01079	0,01079 ≤ a ₄ ≤ 0,01101	> 0,01101
A ₅	0,00029 <	0,00029 ≤ a ₅ < 0,00105	0,00105 ≤ a ₅ ≤ 0,01305	> 0,01305
A ₆	0,01288 <	0,01288 ≤ a ₆ < 0,01293	0,01293 ≤ a ₆ ≤ 0,01329	> 0,01329
A ₇	-----	-----	≤ a ₇ ≤ 0,00287	> 0,00287
A ₈	0,15575 <	0,15575 ≤ a ₈ < 0,15585	0,15585 ≤ a ₈ ≤ 0,17890	> 0,17890
S	N	A	E ₁	E ₂

Para o estudo do cenário I o atributo relativo à disponibilidade da Potência activa não foi utilizado, visto o seu peso ter aqui também um valor muito baixo, praticamente desprezível.

O primeiro passo do algoritmo é redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos quantitativos de equivalência definidos anteriormente.

Usando estas redefinições para cada contingência obtém-se uma tabela equivalente, de modo a que ao 1 corresponde o valor quantitativo Baixo, ao 2 o valor quantitativo Médio, ao 3 o valor quantitativo Alto e ao 4 o valor quantitativo Elevado. Através da “interface” criado com o programa *ROSE* foi construída a tabela 6.11 sendo então aplicada a Teoria dos Conjuntos Aproximativos à base de dados recente [Pawlak91].

Na tabela 6.11 pode-se ver de modo parcial os valores da base de dados usada, esta tabela apresenta um conjunto de informação sobre a rede 118 IEEE, a tabela na sua totalidade pode ser consultada no Anexo I em AI.4. Esta tabela apresenta toda a informação relativa ao estado da rede 118 IEEE foi obtido pelo *SecurMining1.0*.

Com o conjunto de valores da tabela 6.10 e usando o pacote de programas *ROSE* [ROS02] verifica-se que os atributos A_1 , A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6 e A_8 o *Core* e o Reduto e que A_1 é a sobrecargas nas linhas de transmissão; A_2 é o número de sobrecargas nas linhas de transmissão, A_3 é o índice de severidade relativo às perdas PLV, A_4 é o índice de severidade relativo às perdas PL δ , A_5 é o índice de severidade relativo à tensão η_V ; A_6 é o índice de severidade relativo à potência η_P e A_8 é o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva.

A qualidade da classificação e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,9711. Utilizando o *ROSE* constrói-se a tabela 6.12 que apresenta para cada nível de decisão os objecto (contingência), as aproximações lata e restrita e as respectivas precisões.

Tabela 6.11 – Base de dados obtida através do *SecurMing1.0*.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	2	1	4	4	3	2	1	1	N
2	3	2	4	4	4	4	4	4	E2
3	4	2	4	4	4	3	4	1	E2
4	4	3	4	4	4	4	4	4	E2
5	2	1	4	4	3	1	1	1	N
6	4	2	4	4	3	4	4	1	E2
7	4	2	4	4	2	3	4	4	E2
8	4	4	4	4	1	4	4	3	E2
9	4	2	4	4	2	4	4	4	E2
10	3	2	4	4	1	3	4	4	E1
11	2	1	4	4	1	1	1	1	N
12	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
13	4	2	4	3	3	4	4	3	E1
14	4	1	4	4	3	3	4	1	E1
15	2	1	4	4	4	3	1	4	A
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
160	3	1	1	1	3	2	1	3	A
161	3	1	1	1	3	4	1	3	A
162	2	1	1	1	1	3	1	3	N
163	2	1	1	1	3	1	1	2	N
164	2	1	1	1	3	3	1	3	N
165	4	3	1	1	3	4	4	4	E2
166	3	1	1	1	3	2	1	1	N
167	2	1	1	1	3	1	1	2	N
168	2	1	1	1	3	3	1	1	N
169	4	1	1	1	3	3	4	4	E1
170	2	1	1	1	2	3	1	2	N
171	4	1	1	1	3	3	4	4	E1
172	1	1	1	1	3	1	1	2	N
173	2	1	1	1	1	2	1	2	N

Tabela 6.12 – Aproximações dos objectos.

Nível de decisão	Nº de Objectos	Aproximação Lata	Aproximação Restrita	Precisão da Aproximação das Classificações
Normal	114	111	116	0.9569
Alerta	17	15	20	0.7500
Emergência I	13	13	13	1.0000
Emergência II	29	29	29	1.0000

Na tabela 6.12, para cada nível de decisão podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- Existem 173 objectos, isto é contingências, em que a precisão da aproximação das classificações é de 0.9711, ou seja há uma classificação clara das suas aproximações. Pode-se concluir que para o cenário considerado, 29 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência II, 13 colocam-no em Emergência I, 17 contingências colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Alerta e 114 contingências colocam o Sistema Eléctrico de Energia no estado Normal.

De acordo com a tabela 6.11, como já foi referido anteriormente e usando a lógica aritmética, o pacote de programas usado, o *ROSE*, constrói um conjunto de regras em que o conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela inicial.

As regras foram divididas em quatro conjuntos. O primeiro conjunto contém as regras para o estado Normal, este conjunto contém 6 regras exactas. O segundo conjunto contém as regras para o estado de Alerta, e é constituído por 8 regras exactas.

O terceiro conjunto é constituído por 6 regras exactas, estas regras caracterizam o estado de Emergência I. Finalmente o quarto conjunto é constituído pelas regras do estado de Emergência II, este conjunto contém 6 regras exactas. Neste estudo obteve-se duas regra aproximada, visto a precisão da aproximação das classificações não ser de 100%, mas sim de 97,11%.

Para melhor compreender as regras os códigos para a equivalência são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto, Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa *ROSE*.

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 – Se (A_4 for 2 ou 3 e A_7 for 1) então $S = N$
- 2 – Se (A_5 for 1 ou 3 e A_7 for 1 e A_8 for 1) então $S = N$
- 3 – Se (A_3 for 1 e A_6 for 1 ou 3 e A_7 for 1) então $S = N$
- 4 – Se (A_1 for 1 ou 2 e A_5 for 1 ou 3) então $S = N$
- 5 – Se (A_1 for 2 e A_6 for 2) então $S = N$
- 6 – Se (A_1 for 32 e A_4 for 1 e A_6 for 3) então $S = N$

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 – Se (A_1 for 3 e A_3 for 1 e A_6 for 2 ou 4 e A_8 for 3) então $S = A$
- 2 – Se (A_4 for 4 e A_5 for 4 e A_7 for 1) então $S = A$
- 3 – Se (A_1 for 4 e A_5 for 1 e A_6 for 1 ou 2) então $S = A$
- 4 – Se (A_1 for 2 ou 3 e A_6 for 1 ou 2 e A_7 for 4) então $S = A$
- 5 – Se (A_1 for 1 e A_7 for 4) então $S = A$
- 6 – Se (A_1 for 3 e A_4 for 2 ou 3 e A_6 for 3 e A_7 for 4) então $S = A$
- 7 – Se (A_2 for 2 e A_3 for 3 e A_6 for 4) então $S = A$
- 8 – Se (A_1 for 4 e A_2 for 1 e A_3 for 3 e A_5 for 3 e A_6 for 4) então $S = A$

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 – Se (A_5 for 3 e A_6 for 3 e A_7 for 4) então $S = E_1$.
- 2 – Se (A_1 for 3 e A_2 for 2 ou 3 e A_6 for 3) então $S = E_1$.
- 3 – Se (A_1 for 3 ou 4 e A_3 for 3 e A_6 for 3 e A_8 for 2 ou 4) então $S = E_1$.
- 4 – Se (A_3 for 1 e A_6 for 3 e A_8 for 4) então $S = E_1$.
- 5 – Se (A_1 for 3 e A_3 for 3 ou 4 e A_6 for 4 e A_8 for 3) então $S = E_1$.
- 6 – Se (A_2 for 2 e A_4 for 3 e A_5 for 3) então $S = E_1$.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 – Se (A_6 for 4 e A_8 for 1 ou 4) então $S = E_2$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_2 for 1 e A_3 for 2 ou 4 e A_6 for 4) então $S = E_2$.
- 3 – Se (A_2 for 4) então $S = E_2$.
- 4 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 4 e A_5 for 1, 2 ou 4) então $S = E_2$.
- 5 – Se (A_1 for 4 e A_5 for 1 ou 4 e A_8 for 3) então $S = E_2$.
- 6 – Se (A_5 for 4 e A_6 for 4) então $S = E_2$.

Regras Aproximadas:

- 1 – Se (A_1 for 4 e A_4 for 2 e A_5 for 2 e A_6 for 1 ou 3) então $S = N$ ou $S = A$.
- 2 – Se (A_3 for 2 e A_4 for 1 e A_5 for 2 e A_6 for 3) então $S = N$ ou $S = A$.

As regras como já foi referenciado anteriormente, podem ser escritas de um modo mais compreensível, tendo em conta o estudo efectuado, no entanto não serão escritas desse modo devido ao grande volume de dados.

a) Cenário II

A tabela 6.13 mostra a escolha dos códigos para a equivalência dos atributos, para o cenário II, considerando um aumento de carga aleatório de 5%.

Tabela 6.13 – Código das equivalências dos atributos para o Cenário II – 5%.

Atrib.	Códigos			
	1	2	3	4
A_1	$96,1\% <$	$96,1\% < a_1 < 96,9\%$	$96,9\% \leq a_1 \leq 107,5\%$	$> 107,5\%$
A_2	0	$2 \leq a_2$	$3 \leq a_2 \leq 4$	> 4
A_3	$0,00216 <$	$0,00216 \leq a_3 < 0,00217$	$0,00217 \leq a_3 \leq 0,00219$	$> 0,00219$
A_4	$0,01071 <$	$0,01071 \leq a_4 < 0,01073$	$0,01073 \leq a_4 \leq 0,01101$	$> 0,01101$
A_5	$0,00019 <$	$0,00019 \leq a_5 < 0,00029$	$0,00029 \leq a_5 \leq 0,01305$	$> 0,01305$
A_6	$0,01285 <$	$0,01285 \leq a_6 < 0,01288$	$0,01288 \leq a_6 \leq 0,01329$	$> 0,01329$
A_7	-----	-----	$\leq a_7 \leq 0,00287$	$> 0,00287$
A_8	$0,15569 <$	$0,15569 \leq a_8 < 0,15575$	$0,15575 \leq a_8 \leq 0,17890$	$> 0,17890$
S	N	A	E_1	E_2

Para o estudo do cenário II o atributo relativo à disponibilidade da Potência activa também não foi utilizado, visto o seu peso ter aqui também um valor muito baixo, praticamente desprezável. Tendo em conta os resultados obtidos no cenário I, os códigos para o estado de segurança Emergência I e II não foram alterados.

Como já descrito anteriormente o primeiro passo do algoritmo é então redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos quantitativos de equivalência definidos anteriormente.

Usando estas redefinições para cada contingência obtém-se uma tabela equivalente, de modo a que ao 1 corresponde o valor quantitativo Baixo, ao 2 o valor quantitativo Médio, ao 3 o valor quantitativo Alto e ao 4 o valor quantitativo Elevado. Através da “interface” criado com o programa *ROSE* foi construída a tabela 6.14 sendo então aplicada a Teoria dos Conjuntos Aproximativos à base de dados recente [Pawlak91].

Na tabela 6.14 pode-se ver de modo parcial os valores da base de dados usada, esta tabela apresenta um conjunto de informação sobre a rede 118 IEEE, a tabela na sua totalidade pode ser consultada no Anexo I em AI.5. Esta tabela apresenta toda a informação relativa ao estado da rede 118 IEEE foi obtido pelo *SecurMining1.0*.

Com o conjunto de valores da tabela 6.13 e usando o pacote de programas *ROSE* [ROSE02] verifica-se que os atributos A_1 , A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6 , A_7 e A_8 são o *Core* e o Reduto do problema, ou seja neste estudo não houve uma redução dos Atributos, todos foram considerados importantes para este cenário

A qualidade da classificação e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,9480. No estudo considerados para este cenário quer a qualidade da classificação, quer a precisão da aproximação diminuíram. Utilizando o *ROSE* constrói-se a tabela 6.15 que apresenta para cada nível de decisão os objecto (contingência), as aproximações lata e restrita e as respectivas precisões.

Tabela 6.14 – Base de dados obtida através do *SecurMing1.0*.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	2	1	4	4	3	3	1	1	N
2	3	2	4	4	4	4	4	4	E2
3	4	2	4	4	4	3	4	1	E2
4	4	3	4	4	4	4	4	4	E2
5	2	1	4	4	3	2	1	1	N
6	4	2	4	4	3	4	4	1	E2
7	4	2	4	4	3	3	4	4	E2
8	4	4	4	4	1	4	4	3	E2
9	4	2	4	4	3	4	4	4	E2
10	3	2	4	4	1	3	4	4	E1
11	2	1	4	4	1	1	1	1	N
12	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
13	4	2	4	4	3	4	4	3	E1
14	4	1	4	4	3	3	4	1	E1
15	2	1	4	4	4	3	1	4	A
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
160	3	1	1	2	3	3	1	3	A
161	3	1	1	2	3	4	1	3	A
162	2	1	1	2	1	3	1	3	N
163	2	1	1	2	3	2	1	3	N
164	2	1	1	2	3	3	1	3	N
165	4	3	1	4	3	4	4	4	E2
166	3	1	1	2	3	3	1	1	N
167	2	1	1	2	3	2	1	3	N
168	2	1	1	4	3	3	1	2	N
169	4	1	1	4	3	3	4	4	E1
170	2	1	1	4	3	3	1	3	N
171	4	1	1	4	3	3	4	4	E1
172	1	1	1	4	3	2	1	3	N
173	2	1	1	4	1	3	1	3	N

Tabela 6.15 – Aproximações dos objectos.

Nível de decisão	Nº de Objectos	Aproximação Lata	Aproximação Restrita	Precisão da Aproximação das Classificações
Normal	114	109	116	0.9397
Alerta	17	14	23	0.6087
Emergência I	13	13	13	1.0000
Emergência II	29	28	30	0.9333

Na tabela 6.15, para cada nível de decisão podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- Existem 173 objectos, isto é contingências, em que a precisão da aproximação das classificações é de 0.9480, isto é há uma classificação clara das suas aproximações. Pode-se concluir que para o cenário considerado, 29 contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência II, 13 contingências ao ocorrerem colocam-no em Emergência I, 17 colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Alerta e 114 contingências colocam o Sistema Eléctrico de Energia no estado Normal.

De acordo com a tabela 6.14, como já foi referido anteriormente e usando a lógica aritmética, o pacote de programas usado o *ROSE* constrói um conjunto de regras em que, o conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela inicial.

As regras foram divididas em quatro conjuntos. O primeiro conjunto contém 9 regras exactas para o estado Normal. O segundo conjunto contém as regras para o estado de Alerta, e é constituído por 6 regras exactas.

O terceiro conjunto é constituído por 7 regras exactas, estas regras caracterizam o estado de Emergência I. Finalmente o quarto conjunto é constituído pelas regras do estado de Emergência II, este conjunto contém 6 regras exactas. Neste estudo obteve-se três regras aproximadas, visto a precisão da aproximação das classificações não ser de 100%, mas sim de 94,80%.

Para melhor compreender as regras os códigos para a equivalência são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto, Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa *ROSE*.

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 – Se (A_7 for 1 e A_8 for 2) então $S = N$
- 2 – Se (A_1 for 1 ou 2 e A_4 for 4 e A_5 for 1 ou 3 e A_7 for 1) então $S = N$
- 3 – Se (A_3 for 1, 2 ou 3 e A_4 for 4 e A_7 for 1) então $S = N$
- 4 – Se (A_5 for 1 e A_8 for 1) então $S = N$
- 5 – Se (A_3 for 2) então $S = N$
- 6 – Se (A_4 for 2 e A_5 for 1) então $S = N$
- 7 – (A_4 for 2 e A_8 for 1) então $S = N$
- 8 – (A_1 for 2 e A_3 for 1) então $S = N$
- 9 – Se (A_1 for 3 e A_3 for 3 e A_4 for 2) então $S = N$

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 – Se (A_3 for 1 ou 4 e A_5 for 4 e A_7 for 1 e A_8 for 1 ou 4) então $S = A$
- 2 – Se (A_1 for 3 e A_3 for 1 e A_4 for 2 e A_8 for 3) então $S = A$
- 3 – Se (A_2 for 2 e A_3 for 3 e A_6 for 4) então $S = A$
- 4 – Se (A_5 for 2 e A_6 for 1) então $S = A$
- 5 – Se (A_1 for 1, 2 ou 3 e A_6 for 1, 2 ou 3 e A_7 for 4 e A_8 for 2 ou 3) então $S = A$
- 6 – Se (A_1 for 2 e A_6 for 1 ou 2 e A_7 for 4) então $S = A$

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 – Se (A_1 for 3 e A_6 for 3 e A_8 for 4) então $S = E_1$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_2 for 1 e A_3 for 4 e A_6 for 3 e A_8 for 1 ou 3) então $S = E_1$.
- 3 – Se (A_2 for 2 e A_5 for 2 e A_6 for 3) então $S = E_1$.
- 4 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 1 e A_6 for 3) então $S = E_1$.
- 5 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 3 e A_5 for 3 ou 4 e A_6 for 3) então $S = E_1$.
- 6 – Se (A_1 for 3 e A_3 for 3 ou 4 e A_6 for 4 e A_8 for 3) então $S = E_1$.
- 7 – Se (A_1 for 4 e A_2 for 2 e A_3 for 4 e A_8 for 3) então $S = E_1$.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 – Se (A_5 for 1 ou 4 e A_6 for 4) então $S = E_2$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_3 for 4 e A_8 for 4) então $S = E_2$.
- 3 – Se (A_2 for 4) então $S = E_2$.
- 4 – Se (A_2 for 2 e A_8 for 1) então $S = E_2$.
- 5 – Se (A_2 for 1 ou 3 e A_3 for 1 ou 4 e A_6 for 4 e A_7 for 4) então $S = E_2$.
- 6 – Se (A_1 for 4 e A_2 for 1 e A_5 for 2 e A_6 for 3) então $S = E_2$.

Regras Aproximadas:

- 1 – Se (A_1 for 4 e A_2 for 1 e A_3 for 3 e A_5 for 3 e A_6 for 4) então $S = A$ ou $S = E_2$.
- 2 – Se (A_1 for 4 e A_5 for 3 e A_6 for 1) então $S = N$ ou $S = A$.
- 3 – Se (A_1 for 2 e A_3 for 3 e A_4 for 2 e A_5 for 3) então $S = N$ ou $S = A$.

As regras como já foi referenciado anteriormente, podem ser escritas de um modo mais compreensível, tendo em conta o estudo efectuado, no entanto não serão escritas desse modo devido ao grande volume de dados.

6.3.3.2 Conclusões do estudo para o aumento de carga de 5%

Este estudo, foi realizado para um aumento de carga aleatório, em relação ao caso base de 5%. Foram tidos em conta vários cenários de códigos de equivalência, no entanto só foram apresentados dois cenários para análise das contingências, por serem os cenários que neste caso dão melhores resultados, no sentido de demonstrar a importância da escolha dos códigos de equivalência.

Tendo em conta os resultados anteriores o Cenário I, apresenta melhores resultados visto a qualidade das classificações ser de 97,11%, e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,9711.

Estas contingências estão classificadas, e divididas nos respectivos estados de segurança com uma certeza de 100% para o estado de Emergência I e II. No entanto para os outros dois estados há uma certeza de 95,69% para o estado normal e 75% de certeza para o estado de Alerta.

Para além das regras que são exactas existem ainda duas regras aproximadas, ou seja contingências em zona de fronteira de classificação. Quanto aos atributos considerados fundamentais para o estudo, que são o *Core*, verificou-se que o Atributo A_7 , ou seja o índice da sobrecarga não é fundamental para o estudo. No entanto os resultados obtidos no cenário I são melhores em comparação com os obtidos para o cenário II.

O cenário II apresenta, uma qualidade de classificação de 0,9480 e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é também de 94,80%.

Estas contingências estão classificadas, e divididas nos respectivos estados de segurança com uma certeza de 93,33% para o estado de Emergência II e uma certeza de 100% para o estado de segurança de Emergência I. No entanto, para os outros dois estados há uma certeza de 93,97% para o estado normal e 60,87% de certeza para o estado de Alerta.

Para além das regras que são exactas existem também três regras aproximadas, ou seja contingências em zona de fronteira de classificação. Quanto aos atributos considerados fundamentais para o estudo, que são o *Core*, verificou-se que todos os atributos são fundamentais para o estudo. Verifica-se mais uma vez que os resultados obtidos no cenário I são melhores em comparação com os obtidos para o cenário II.

6.4 Conclusões

Neste capítulo estudou-se e analisou-se a segurança da teste 118 IEEE. Aplicou-se a teoria dos conjuntos aproximativos a dois tipos de estudos diferentes. Primeiro foi feito um estudo através da utilização dos índices de severidade individuais e posteriormente, com a utilização dos índices de severidade compostos.

Foram efectuados estudos para um determinado nível de carga, e aplicou-se a teoria dos conjuntos aproximativos a dois cenários diferentes de códigos de atributos. Posteriormente a rede sofreu um aumento de carga aleatório de 5% e foram estudados mais dois cenários diferentes.

Mostrou-se assim o quanto é importante conhecer o comportamento do SEE, de modo a analisar, classificar e ordenar as contingências. Construiu-se uma base de dados relativamente às contingências, de modo a aplicar a teoria dos conjuntos aproximativos. As contingências são classificadas tendo em conta quatro estados de segurança; Normal (N), Alerta (A), Emergência I (E_1) e Emergência II (E_2).

Com o objectivo de actuar de uma forma mais eficaz de modo a evitar possíveis *blackouts*, foi analisada de forma sucinta a escolha dos valores dos códigos dos atributos, de modo a permitir conhecer correctamente os possíveis cenários de contingência para que se possam implementar medidas correctivas nos Sistemas Eléctricos de Energia. Dos resultados obtidos pode-se concluir que para o cenário I do estudo da rede 118 IEEE, obteve-se uma certeza de 100% da classificação das contingências, em cada um dos estados de segurança.

A rede eléctrica de 118 IEEE, é explorada perto dos seus limites, encontrando-se consequente exposta ao fenómeno de insegurança, no caso de ocorrer uma contingência. Foram estudados vários cenários, permitindo fazer uma análise pormenorizada dos quatro estados possíveis da segurança relativos ao Sistema Eléctrico de Energia estudado, com o objectivo de prevenir incidentes após a ocorrência de contingências.

Capítulo VII

TÉCNICAS DE *DATA MINING* APLICADAS À REDE ELÉCTRICA NACIONAL

7.1 Introdução

Quando uma linha sai de serviço, ocorre uma alteração topológica da configuração da rede, uma redistribuição do trânsito de potências nos ramos e uma variação das tensões nos barramentos. Os novos valores das tensões nos barramentos e das correntes nos ramos do sistema são, preferencialmente, obtidos por um programa de análise de contingências, dado que permitem obter uma resposta rapidamente. A grande dimensão dos modernos SEE e as enormes bases de dados que lhes estão associadas, faz com que novas metodologias estejam a ser desenvolvidas no sentido de processar este imenso volume de informação. O tratamento adequado de toda esta informação permitirá um conhecimento mais profundo do comportamento da rede, nomeadamente face à ocorrência de perturbações severas. A extracção de conhecimento possibilitará, igualmente, um aumento da eficiência computacional na selecção, ordenação e classificação das contingências.

Depois dos estudos realizados na rede de teste 118 IEEE, que serviram de base para os estudos realizados na Rede Eléctrica Nacional, a teoria dos conjuntos aproximativos foi então aplicada à Rede Eléctrica Nacional. Para realizar este estudo foi

desenvolvido um novo programa o *SecurMining2.0* visto que a versão desenvolvida para o estudo das redes de teste não permitia trabalhar com redes reais, devido às especificidades destas.

O *SecurMining2.0* permite calcular os índices de Severidade quer individuais quer compostos. O interface criado com o programa *ROSE*, permite no final recolher informação sobre os *Savecases* analisado. Esta informação é traduzida em regras, para que a informação obtida seja compreensível.

Os *Savecases* analisados foram obtidos através do *SCADA/EMS*, correspondem a um ano e foram retirados de meia em meia hora. Foram assim analisados 17 520 casos. A análise de contingências foi obtida através do pacote de programas *PSS/E 30.2* da *Siemens*. Esta versão era a usada pela Rede eléctrica Nacional em 2008.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos, como foi demonstrado nos capítulos anteriores é uma ferramenta poderosa, para extracção de informação em grandes bases de dados.

Neste capítulo, a Teoria dos Conjuntos Aproximativos foi aplicada à Rede Eléctrica Nacional. Os *Savecases* correspondem ao ano de 2008 e foram fornecidos pela REN. A Teoria dos Conjuntos Aproximativos foi aplicada com o objectivo de tratar um grande conjunto de informação produzida pelo *SecurMining2.0*. As regras obtidas servem para a análise e aplicação de medidas de controlo correctivo e preventivo com o objectivo de afastar as redes eléctricas de possíveis *blackouts*. Este estudo relativo ao ano de 2008, permite extrair informação importante, de modo a ser usada para uma melhor percepção da Rede Eléctrica Nacional permitindo aperfeiçoar o futuro desempenho da rede eléctrica.

Os atributos foram escolhidos, tendo sempre em conta a experiência da autora neste tipo de estudos e dos Operadores de sistema da REN. Para esta rede o atributo decisão a que também se chamou Segurança, foi classificado nos estados, Normal, Alerta, Emergência I e Emergência II. Cada contingência simulada consistiu na saída de serviço de uma linha de transmissão do sistema. Os códigos de equivalência foram considerados tendo em conta as recomendações da REN.

7.2 A Rede Eléctrica Nacional

7.2.1 Caracterização da Rede

A Rede Eléctrica Nacional em 2008, a RNT tinha em serviço 59 subestações, 8 postos de corte e 2 de seccionamento e um conjunto de linhas de transporte [REN09]. Os comprimentos totais das linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências totais de transformação e auto transformação instaladas podem se visualizadas na tabela 7.1 [REN09].

Os *Savecases* obtidos através da REN para além dos dados resultantes da Rede Nacional de Transporte possuem também uma parte da Rede de Transporte Espanhola. São constituídos por 513 barramentos, 636 linhas de transmissão, 197 alternadores e 684 transformadores. A figura 7.1 representa a rede considerada neste estudo, ou seja a Rede Eléctrica Nacional de 2008.

Tabela 7.1 – Quadro do equipamento da Rede Nacional de Transporte

2008-12-31	
Comprimento de linhas em serviço	7 513 Km
400 kV	1 589 Km
220 kV	3 257 Km
150 kV*	2 667 Km
Potência de Transformação de Serviço	26 194 MVA
Autotransformação	9 921 MVA
Transformação	16 273 MVA
* Inclui 9,0 Km do troço português da linha de interligação internacional de 132 KV Lindoso - Conchas	

As interligações entre os diferentes níveis de tensão na Muito Alta Tensão (400, 220 e 150 kV) são efectuadas por autotransformadores. A entrega da energia eléctrica ao Distribuidor é efectuada a 63 kV, sendo o abaixamento do nível de tensão efectuado por transformadores.

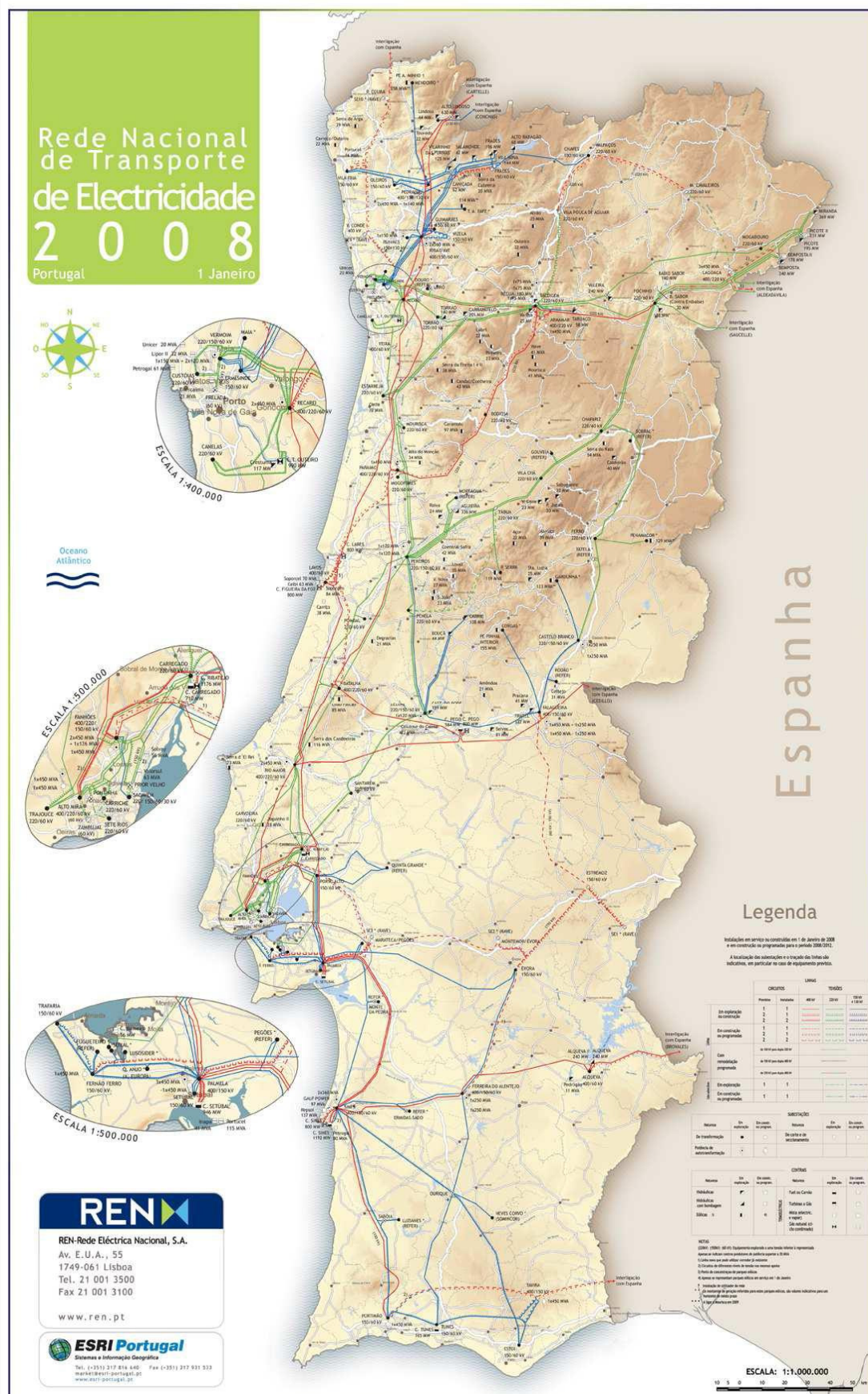


Figura 7.1 – Rede eléctrica Nacional em 2008 [REN09]

7.2.2 Estudos de segurança da Rede Eléctrica Nacional usando o *SecurMining2.0*

7.2.2.1 Introdução

De modo a que se possa realizar o estudo e análise de segurança da rede, foi necessário conhecer o estado pré – contingência do sistema. Procedeu-se então a um estudo de trânsito de potências através do pacote computacional *PSS/E 30.2* da *Siemens*. Através deste trânsito de potências foi construída a primeira lista de contingências, a simular no algoritmo desenvolvido para a selecção e classificação das contingências.

A lista inicial das contingências foi construída para todas as linhas de transmissão da rede, e foram obtidos os resultados da filtragem e ordenação de contingências proposta, relativos a situações de sobrecargas nas linhas de transmissão, e às violações da tensão quando uma linha de transmissão sai de serviço. A análise (N-1) é efectuada para todas as linhas da lista inicial de contingências. No total foram simulados 17 520 *Savecases*, o que equivale a *Savecases* de 30 em 30 minutos ao longo de doze meses do ano de 2008, fornecidos pela Rede Eléctrica Nacional. Dos 17 520 *Savecases* apenas aqueles que apresentavam uma potência a circular na linha acima de 90% e violações da tensão foram considerados. De seguida foram calculados os índices de severidade individuais e compostos considerados para este estudo.

Tendo em conta o enorme volume de dados fornecidos e o grande conjunto de situações estudadas, será apresentado um caso demonstrativo, de modo a ser perceptível o estudo realizado na Rede Nacional de Transporte. O caso escolhido é relativo ao mês de Janeiro 2008.

7.2.2.2 Cálculo dos índices de severidade

a) Índices Individuais

A tabela 7.2 mostra os índices de severidade individuais relativos ao dia 1 de Janeiro de 2008. Dos 48 casos possíveis, só foram considerados aqueles que apresentam qualquer tipo de violação do sistema, isto é 28. Considerou-se que os índices individuais não têm pesos definidos conforme o seu desempenho.

Tabela 7.2 – Índices de Severidade individuais

Ficheiro_Origem	$SPIL$	η_V	η_P	SI_{Pmax}	SI_{Qmax}
080101_0301.TXT	0.00000	0.21044	0.00000	0.01831	0.54140
080101_0331.TXT	0.00000	0.38088	0.00000	0.00941	0.52834
080101_0401.TXT	0.00000	0.41286	0.00000	0.00981	0.52117
080101_0431.TXT	0.00000	1.06380	0.00000	0.00956	0.51310
080101_0501.TXT	0.00000	1.96340	0.00000	0.00917	0.51352
080101_0531.TXT	0.00000	1.01350	0.00000	0.00911	0.52419
080101_0601.TXT	0.00000	0.56439	0.00000	0.00919	0.55108
080101_0631.TXT	0.00000	0.46702	0.00000	0.00964	0.56323
080101_0701.TXT	0.00000	0.31784	0.00000	0.00917	0.57671
080101_0731.TXT	0.00000	0.32619	0.00000	7.48300	0.56632
080101_0801.TXT	0.00000	0.35420	0.00000	0.52591	0.55417
080101_0831.TXT	0.00000	5.85050	0.00000	0.00983	0.57088
080101_0901.TXT	0.00000	12.8630	0.00000	0.00915	0.55972
080101_0931.TXT	0.00000	4.56640	0.00000	0.01027	0.58907
080101_1001.TXT	0.00000	1.56230	0.00000	0.01050	0.58654
080101_1031.TXT	0.00000	0.90312	0.00000	0.01025	0.59363
080101_1101.TXT	0.00000	0.15241	0.00000	0.01130	0.64032
080101_1201.TXT	2.96400	0.00000	0.48075	0.01042	0.83109
080101_1231.TXT	2.26930	0.00000	0.49098	0.00997	0.59721
080101_1301.TXT	0.00000	0.00078	0.00000	0.00969	0.60255
080101_1331.TXT	0.00000	0.04738	0.00000	0.00970	0.56878
080101_1401.TXT	0.00000	0.02372	0.00000	0.18893	0.55235
080101_1431.TXT	0.00000	0.42898	0.00000	0.00962	0.55783
080101_1501.TXT	0.00000	0.56338	0.00000	0.00958	0.58682
080101_1531.TXT	0.00000	0.71239	0.00000	0.01011	0.57608
080101_1601.TXT	0.00000	0.70331	0.00000	0.01143	0.57355
080101_1631.TXT	0.00000	0.29508	0.00000	0.01457	0.58128
080101_1701.TXT	0.00000	0.00427	0.00000	0.02459	0.67775

$SPIL$ - Índices de severidade relativos à sobrecarga;
 η_V - Índices de severidade relativos à tensão;
 η_P - Índices de severidade relativos à potência;
 SI_{Pmax} - Índice de severidade relativos à disponibilidade da potência activa;
 SI_{Qmax} - Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva

b) Índices Compostos

A tabela 7.3 mostra os índices de severidade compostos relativos ao dia 1 de Janeiro de 2008 e os pesos ponderados para cada um dos índices de Severidade. Neste estudo, foram usados os índices compostos para o estudo e análise das contingências da Rede Eléctrica Nacional. Os índices compostos possuem pesos, definidos conforme o seu desempenho. Os pesos considerados foram definidos, como descrito na secção 4.8.3.4 do Capítulo IV. No estudo final os índices considerados são os compostos.

Tabela 7.3 – Índices de Severidade Compostos

	$SPIL$	η_V	η_P	SI_{Pmax}	SI_{Qmax}
Soma	387.000	1233.99	416.000	1450.00	1449.94
Total Linhas	387	1231	416	1450	1450
Médias	1	1.00242	1	1	0.99995
SQ Desvios	1478.03	6231.53	8254.80	62523.6	50494.9
Variância	3.82909	5.06628	19.8910	43.1494	34.8481
D Padrão	1.95680	2.25083	4.45993	6.56882	5.90322
Q Variação	195.68	224.539	445.993	656.882	590.351
Pesos	0.09258	0.10624	0.21102	0.31081	0.27933

Ficheiro_Origem	$SPIL$	η_V	η_P	SI_{Pmax}	SI_{Qmax}	%Sob	NºSob	VT _{max}	VT _{min}	NºVT
080101_0301.TXT	0.00000	0.02236	0.00000	0.00569	0.15123	0	0	1.05278	0.00000	2
080101_0331.TXT	0.00000	0.04046	0.00000	0.00292	0.14757	0	0	1.05374	0.00000	2
080101_0401.TXT	0.00000	0.04386	0.00000	0.00305	0.14556	0	0	1.12331	0.00000	4
080101_0431.TXT	0.00000	0.11302	0.00000	0.00297	0.14332	0	0	1.12593	0.00000	5
080101_0501.TXT	0.00000	0.20859	0.00000	0.00285	0.14344	0	0	1.12935	0.00000	10
080101_0531.TXT	0.00000	0.10767	0.00000	0.00283	0.14640	0	0	1.12763	0.00000	10
080101_0601.TXT	0.00000	0.05996	0.00000	0.00286	0.15391	0	0	1.12197	0.00000	5
080101_0631.TXT	0.00000	0.04962	0.00000	0.00300	0.15732	0	0	1.05393	0.00000	3
080101_0701.TXT	0.00000	0.03377	0.00000	0.00285	0.16109	0	0	1.05313	0.00000	3
080101_0731.TXT	0.00000	0.03465	0.00000	2.32580	0.15818	0	0	1.12264	0.00000	4
080101_0801.TXT	0.00000	0.03763	0.00000	0.16346	0.15478	0	0	1.12284	0.00000	4
080101_0831.TXT	0.00000	0.62156	0.00000	0.00306	0.15944	0	0	1.13208	0.00000	18
080101_0901.TXT	0.00000	1.36660	0.00000	0.00284	0.15634	0	0	1.13714	0.00000	20
080101_0931.TXT	0.00000	0.48513	0.00000	0.00319	0.16453	0	0	1.13126	0.00000	12
080101_1001.TXT	0.00000	0.16598	0.00000	0.00326	0.16383	0	0	1.12726	0.00000	11
080101_1031.TXT	0.00000	0.09595	0.00000	0.00319	0.16581	0	0	1.12733	0.00000	10
080101_1101.TXT	0.00000	0.01619	0.00000	0.00351	0.17885	0	0	1.12310	0.00000	3
080101_1201.TXT	0.27441	0.00000	0.10145	0.00324	0.23212	93.0	1	0.00000	0.00000	0
080101_1231.TXT	0.21009	0.00000	0.10361	0.00310	0.16682	90.8	1	0.00000	0.00000	0
080101_1301.TXT	0.00000	0.00008	0.00000	0.00301	0.16830	0	0	1.12038	0.00000	1
080101_1331.TXT	0.00000	0.00503	0.00000	0.00301	0.15885	0	0	1.12227	0.00000	2
080101_1401.TXT	0.00000	0.00252	0.00000	0.05872	0.15427	0	0	1.12166	0.00000	2
080101_1431.TXT	0.00000	0.04557	0.00000	0.00299	0.15581	0	0	1.12543	0.00000	8
080101_1501.TXT	0.00000	0.05985	0.00000	0.00298	0.16391	0	0	1.12342	0.00000	5
080101_1531.TXT	0.00000	0.07568	0.00000	0.00314	0.16089	0	0	1.12530	0.00000	5
080101_1601.TXT	0.00000	0.07472	0.00000	0.00355	0.16020	0	0	1.12509	0.00000	5
080101_1631.TXT	0.00000	0.03135	0.00000	0.00453	0.16235	0	0	1.12346	0.00000	4
080101_1701.TXT	0.00000	0.00045	0.00000	0.00764	0.18930	0	0	1.05056	0.00000	1

$SPIL$ - Índices de severidade relativos à sobrecarga;

η_V - Índices de severidade relativos à tensão;

η_P - Índices de severidade relativos à potência;

SI_{Pmax} - Índice de severidade relativos à disponibilidade da potência activa;

SI_{Qmax} - Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva;

% Sob - Valor da Sobrecarga nas linhas de transmissão;

Nº Sob - Número de linhas de transmissão em sobrecarga;

VT_{max} - Valor máximo da tensão nos barramentos;

VT_{min} - Valor mínimo da tensão nos barramentos;

NºVT - Número de violações nos barramentos.

7.3 Estudos da aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos à Rede Eléctrica Nacional.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos, descrita no Capítulo III, foi aplicada à Rede Eléctrica Nacional através do programa computacional *SecurMining2.0*, desenvolvido de modo a caracterizar a Rede Eléctrica Nacional em quatro estados de Segurança: Normal (N), Alerta (A), Emergência I (E_1) e Emergência II (E_2). Foi criado um conjunto de Regras para a selecção e classificação das contingências ou seja, conforme o tipo e a severidade das contingências, assim foi classificado o Sistema Eléctrico de Energia após a ocorrência das contingências. Os atributos considerados para a análise da segurança da rede Eléctrica Nacional, através da aplicação da teoria dos conjuntos aproximativos foram os seguintes:

- A_1 - Índices de severidade relativos à sobrecarga;
- A_2 - Índices de severidade relativos à tensão η_V ;
- A_3 - Índices de severidade relativos à potência η_P ;
- A_4 - Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência activa;
- A_5 - Índices de severidade relativos à disponibilidade da potência reactiva.
- A_6 - Sobrecargas nas linhas de transmissão;
- A_7 - Número de linhas de transmissão em sobrecargas;
- A_8 - Violação dos limites de tensão no máximo
- A_9 - Violação dos limites de tensão no mínimo
- A_{10} - Número de violações dos limites de tensão

S é o atributo “*decisão*”. Este atributo é considerado de maior importância, e é escolhido por um operador de sistema com um grande conhecimento na área de estudo e análise de Sistemas de Energia Eléctrica. Segundo o operador de Sistemas da Rede Eléctrica Nacional o atributo considerado como a decisão foi a sobrecarga na linha de transmissão. O atributo “*decisão*” foi então dividido nos quatro estados de segurança considerados:

- Normal (N);
- Alerta (A);
- Emergência 1 (E_1);
- Emergência 2 (E_2).

A figura 7.2 retirada do pacote computacional *SecurMining2.0* mostra a escolha dos códigos para a equivalência dos atributos. A escolha dos códigos dos atributos A_1 , A_2 , A_3 , A_4 e A_5 foi obtida através de uma distribuição normal ou de *Gauss* dos valores obtidos aquando do cálculo dos índices de severidade. Para os outros atributos, a escolha foi feita por consulta a um operador de sistema da Rede Eléctrica Nacional.

	SoCarga	Wtensao	WPotenc	MPActiv	MPReact	%Sobrec	N°Sobre	VTenMax	VTenMin	N°VTens
Limite 3-4	4.0176	3.9061	6.0439	12.3490	10.0700	149	8	1.15	0.8	12
Limite 2-3	3.0122	2.9384	4.3626	8.5659	7.0465	131	4	1.1	0.85	7
Limite 1-2	2.0068	1.9708	2.6813	4.7830	4.0232	114	2	1.05	0.9	4

☐ Excluir N°VTens

Gerar Ficheiro Rose Calcular Valores dos Limites Abrir o Rose2

Figura 7.2 – Códigos de Equivalência para a REN

Os atributos são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja:

- ♦ Código 1 – Baixo,
- ♦ Código 2 – Médio,
- ♦ Código 3 – Alto,
- ♦ Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa *ROSE* [ROSE02]. O atributo de decisão é classificado em quatro termos qualitativos, tendo em conta o diagrama de T. E DyLiacco em Normal, Alerta, Emergência 1 e Emergência 2 [DyLiacco68]. O primeiro passo do algoritmo é redefinir os valores de cada atributo de acordo com os códigos quantitativos de equivalência definidos anteriormente. Usando estas redefinições para cada contingência da tabela, obtém-se uma tabela equivalente, de modo a que ao 1 corresponde o valor quantitativo Baixo, ao 2 o valor quantitativo

Médio, ao 3 o valor quantitativo Alto e ao 4 o valor quantitativo Elevado. O uso do Software *ROSE* permite a realização automática deste passo, e dos seguintes, tratando de uma forma clara e sucinta, um grande conjunto de informação.

Através da *interface* criado com o programa *ROSE* foi construída a tabela 7.4 sendo então aplicada a Teoria dos Conjuntos Aproximativos à base de dados recentemente criada [Pawlak91].

Na tabela 7.4 que contém 6777 casos pode ser visto de modo parcial os valores da base de dados usada. Na tabela 7.4 pode-se ver de modo parcial os valores da base de dados usada. Esta tabela apresenta toda a informação relativa ao estado da Rede Eléctrica Nacional e foi obtida pelo *SecurMining2.0*.

Com o conjunto de valores da tabela anterior, calculou-se o *Core* do conjunto das contingências. O cálculo pode ser realizado passo a passo eliminando cada atributo, e verificando se a tabela de decisão continua consistente.

Verifica-se que os atributos A_3 , A_4 , A_5 , A_6 , A_7 e A_8 são o *Core* e o Reduto do problema, em que A_3 é o índice de severidade relativo à potência η_P , A_4 é o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência activa, A_5 é o índice de severidade relativo à disponibilidade da potência reactiva, A_6 é a sobrecarga nas linhas de transmissão, A_7 é o número de linhas de transmissão em sobrecarga e A_8 a violação dos limites de tensão no máximo

Utilizando as equações 3.2 e 3.3 verifica-se que a qualidade da classificação e a precisão da aproximação das classificações para todas as condições e atributos no *Core* é de 0,9824. Utilizando o *ROSE* constrói-se a tabela 7.5 que apresenta para cada nível de decisão os objecto (contingência), as aproximações lata e restrita e as respectivas precisões.

Tabela 7.4 – Base de dados obtida através do *SecurMing2.0*.

Cont. Nº	Atributos									
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	Dec.
1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
3	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
4	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
5	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
6	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
7	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
8	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
9	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
10	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
11	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
12	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
13	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
14	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
15	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
16	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
17	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	N
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	N
20	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
21	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
22	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
23	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
6760	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6761	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6762	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6763	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6764	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6765	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6766	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6767	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6768	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6769	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6770	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6771	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6772	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6773	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6774	1	1	1	1	1	1	1	3	1	N
6775	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6776	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N
6777	1	1	1	1	1	1	1	2	1	N

Tabela 7.5 – Aproximações dos objectos.

Nível de decisão	Nº de Objectos	Aproximação Lata	Aproximação Restrita	Precisão da Aproximação das Classificações
Normal	6547	6537	6656	0.9821
Alerta	118	14	133	0.1053
Emergência I	84	79	176	0.4489
Emergência II	28	28	28	1.0000

Da tabela 7.5 e para cada nível de decisão pode-se retirar as seguintes conclusões:

- Existem 28 objectos, isto é contingências, em que a precisão da aproximação das classificações é de 1.000, ou seja há uma classificação clara das suas aproximações. Pode-se concluir que estas contingências ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência II.

Existem ainda 118 contingências com uma precisão da aproximação das classificações de 0.1053, relativamente à sua classificação. Pode-se concluir que ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Alerta.

- Existem ainda 84 contingências com uma precisão da aproximação das classificações de 0.4489, relativamente à sua classificação. Pode-se concluir que ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em Emergência I.

- Existem 6547 contingências com uma precisão da aproximação das classificações de 0.9821, relativamente à sua classificação. Pode-se concluir que ao acontecerem colocam o Sistema Eléctrico de Energia em estado Normal.

A partir da tabela 7.4, e usando lógica aritmética, o pacote de programas *ROSE* constrói um conjunto de regras em que, o conjunto final das regras exactas e das regras aproximadas contém todo o conhecimento da tabela inicial. As regras foram divididas em quatro conjuntos. O primeiro conjunto contém as regras para o estado Normal, este conjunto contém 2 regras exactas. O segundo conjunto contém as regras para o estado de Alerta, e é constituído por 7 regras exactas. O terceiro conjunto é constituído por 2

regras exactas, estas regras caracterizam o estado de Emergência I. Finalmente o quarto conjunto é constituído pelas regras do estado de Emergência II, este conjunto contém 4 regras exactas. Existem também 5 regras aproximadas.

Para melhor compreender as regras os códigos para a equivalência são classificados em quatro termos qualitativos diferentes: Baixo, Médio, Alto e Elevado, ou seja: Código 1 – Baixo, Código 2 – Médio, Código 3 – Alto, Código 4 – Elevado.

Estes termos quantitativos são importantes no sentido em que permitem quantificar os resultados obtidos através das regras construídas pelo programa *ROSE* [ROSE02].

Regras Exactas para o Estado Normal:

- 1 – Se (A_6 for 1) então $S = N$
- 2 – Se (A_4 for 1 e A_6 for 2 e A_7 for 2 e A_8 for 2) então $S = N$

Regras Exactas para o Estado Alerta:

- 1 – Se (A_3 for 4 e A_6 for 2) então $S = A$
- 2 – Se (A_3 for 3 e A_6 for 2) então $S = A$
- 3 – Se (A_4 for 2 e A_6 for 2) então $S = A$
- 4 – Se (A_6 for 2 e A_7 for 3) então $S = A$
- 5 – Se (A_3 for 2 e A_6 for 2 e A_8 for 1) então $S = A$
- 6 – Se (A_5 for 4 e A_6 for 2) então $S = A$
- 7 – Se (A_3 for 3 e A_7 for 2) então $S = A$

Regras Exactas para o Estado Emergência I:

- 1 – Se (A_6 for 3) então $S = E_1$.
- 2 – Se (A_6 for 4 e A_7 for 1 e A_8 for 2) então $S = E_1$.

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 – Se (A_6 for 4 e A_8 for 1) então $S = E_2$.
- 2 – Se (A_6 for 4 e A_8 for 3) então $S = E_2$.
- 3 – Se (A_6 for 4 e A_7 for 2) então $S = E_2$.
- 4 – Se (A_6 for 4 e A_7 for 3) então $S = E_2$.

Regra Aproximada:

- 1 – Se (A_3 for 1 e A_4 for 1 e A_6 for 2 e A_7 for 2 e A_8 for 1) então $S = N$ ou $S = A$.
- 2 – Se (A_4 for 1 e A_6 for 2 e A_7 for 2 e A_8 for 3) então $S = N$ ou $S = A$.
- 3 – Se (A_3 for 2 e A_8 for 3) então $S = N$ ou $S = A$.
- 4 – Se (A_5 for 2 e A_6 for 2) então $S = N$ ou $S = A$.
- 5 – Se (A_3 for 1 e A_5 for 1 e A_6 for 2 e A_7 for 1) então $S = N$ ou $S = A$ ou $S = E_1$.

As regras podem ser escritas de um modo mais compreensível, tendo em conta o estudo efectuado. Pode-se concluir através dos resultados apresentados relativos ao ano de 2008, foram encontradas quatro regras exactas que colocam 28 casos em situação de contingência. As regras exactas relativas ao estado de Emergência II podem ser escritas da seguinte maneira:

Regras Exactas para o Estado Emergência II:

- 1 Se o valor das sobrecargas nas linhas de transmissão for Elevado e a violação dos limites de tensão no máximo for Baixo, então o Sistema está no estado de Emergência II.
- 2 Se o valor das sobrecargas nas linhas de transmissão for Elevado e a violação dos limites de tensão no máximo for Alto, então o Sistema está no estado de Emergência II.
- 3 Se o valor das sobrecargas nas linhas de transmissão for Elevado e o número de linhas de transmissão em sobrecargas for Médio, então o Sistema está no estado de Emergência II.
- 4 Se o valor das sobrecargas nas linhas de transmissão for Elevado e o número de linhas de transmissão em sobrecargas for Alto, então o Sistema está no estado de Emergência II.

7.4 Análise das Contingências Críticas da Rede Eléctrica Nacional

O programa *ROSE* descreve o número da contingência que integra cada uma das regras anteriores. Pode-se sempre saber qual a contingência que está num determinado estado. As 28 contingências contabilizadas anteriormente, correspondem respectivamente aos *savecases* indicados na tabela 7.6.

Tabela 7.6 – Correspondência aos *Savecases*.

<i>Contingência n°</i>	<i>Savecase</i>
3831	080610_1031
3832	080610_1101
4546	080708_1631
5153	080802_1831
5154	080802_1931
5155	080802_2001
5158	080802_2201
5175	080803_2031
5209	080805_0531
5234	080806_0631
5235	080806_0701
5926	080828_1301
5927	080828_1331
5929	080828_1431
5930	080828_1501
6314	080912_2031
6346	080916_0231
6347	080916_0301
6348	080916_0331
6349	080916_0401
6350	080916_0431
6376	080916_1931
6415	080918_0901
6416	080918_0931
6417	080918_1001
6418	080918_1031
6419	080918_1101
6566	080924_1431

Por análise da tabela 7.6, conclui-se que entre os meses de Junho e Setembro de 2008, ocorreram 28 casos que requerem um estudo mais detalhado. No entanto devido ao grande volume de dados, serão apresentados apenas os casos relativos a estas 28 contingências por serem as mais críticas.

a) Contingências ocorridas no dia 10 de Junho de 2008

Com os resultados obtidos através do *SecurMining2.0*, no dia 10 de Junho de 2008 ocorreram as contingências 3831 e 3832, entre as 10h31m e as 11h01m. Estas contingências ocorreram a norte do País na zona do grande Porto, tendo a Sobrecarga nas linhas de 60kV atingido os 66,8%.

b) Contingência ocorrida no dia 8 de Julho de 2008

No dia 8 de Julho de 2008 por volta das 16h31m ocorreu a contingência 4546. Esta contingência provocou uma sobrecarga numa linha de 60kV na zona do grande Porto que atingiu os 66,8%, e provocou ainda uma sobrecarga de 10,7% numa linha de 150kV no Distrito de Braga.

c) Contingências ocorridas no dia 2 de Agosto de 2008

Segundo os resultados obtidos através do *SecurMining2.0*, as contingências 5153, 5154, 5155 e 5158 ocorreram no dia 2 de Agosto de 2008. Entre as 18h01m e as 20h01m e depois por volta das 22h01m, ocorreram uma série de perturbações na Rede Eléctrica Nacional com alguma gravidade. Estas contingências ocorreram todas a norte do País, no Distrito de Vila Real, tendo a Sobrecarga nas linhas de 150kV atingido os 65% e nas linhas de 60kV atingido os 345%. Dentro deste período de tempo ocorreram 9 perturbações em linhas de transmissão. Na figura 7.3 pode-se visualizar o diagrama de cargas do dia 2 de Agosto de 2008.

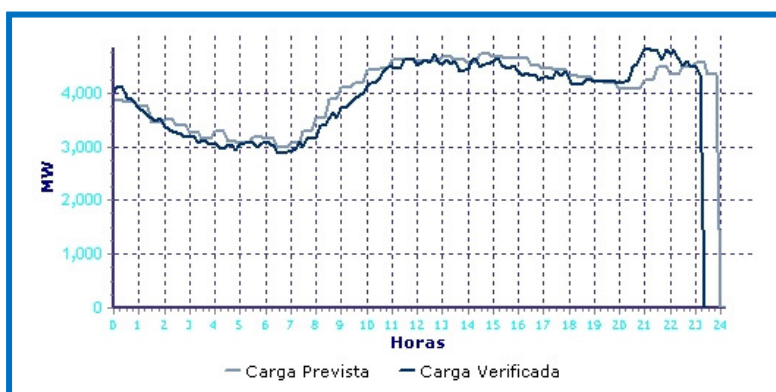


Figura 7.3 – Diagrama de cargas do dia 2/08/08

d) Contingência ocorrida no dia 3 de Agosto de 2008

No dia 2 de Agosto de 2008 às 20h31m e depois ocorreu numa subestação a Norte, no Distrito de Vila Real, uma perturbação na Rede Eléctrica Nacional com alguma gravidade. Segundos os resultados obtidos através do *SecurMining2.0*, ocorreu a contingência 5175, tendo provocado uma Sobrecarga na interligação das linhas de 150kV e de 60kV de 54,8% e nas outras de linhas de 150kV de 15,9%.

e) Contingência ocorrida no dia 5 de Agosto de 2008

No dia 5 de Agosto de 2008 por volta das 05h31m ocorreu a contingência 5209, provocando uma sobrecarga de 86,1% numa linha de 150kV no Distrito de Vila Real, provocou ainda outra sobrecarga na mesma Zona de 10,4% também numa linha de 150kV. Provocou ainda duas violações no limite máximo da tensão na zona da Bemposta.

f) Contingências ocorridas no dia 6 de Agosto de 2008

No dia 6 de Agosto de 2008 entre as 06h31m e as 07h01m, ocorreram as contingências 5234 e 5235, provocando na zona de Chaves três sobrecargas em linhas de 150kV, a sobrecarga com o valor mais alto, foi de 109,2%.

g) Contingências ocorridas no dia 28 de Agosto de 2008

Segundo os resultados obtidos através do *SecurMining2.0*, as contingências 5926, 5927, 5929 e 5930 ocorreram no dia 28 de Agosto de 2008. Entre as 13h01m e as 15h01m, ocorreram uma série de perturbações na Rede Eléctrica Nacional com alguma gravidade.

Estas contingências ocorreram todas a norte do País, no Distrito de Vila Real e de Braga, tendo a Sobrecarga nas linhas de 150kV atingido os 126,6%. Dentro deste período tempo ocorreram 10 perturbações em linhas de transmissão, e 24 violações da tensão nos seus limites máximos, na zona do Pego, Alqueva e Felgueiras entre outras.

Na figura 7.4 pode-se visualizar o diagrama de cargas do dia 28 de Agosto de 2008.

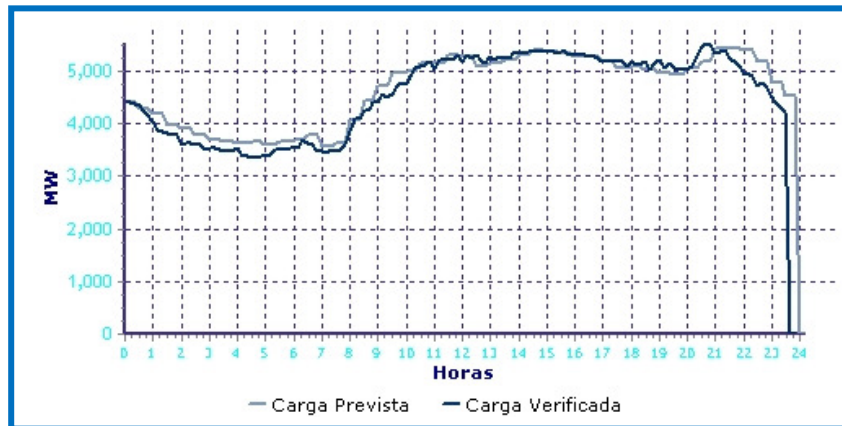


Figura 7.4 – Diagrama de cargas do dia 28/08/08

h) Contingência ocorrida no dia 12 de Setembro de 2008

No dia 12 de Setembro de 2008 por volta das 20h31m ocorreu a contingência 6314, provocando três sobrecargas, em que a mais alta foi de 61,6% numa linha de 60kV na zona do grande Porto. Provocou ainda três violações no limite máximo da tensão em Parques Eólicos.

i) Contingências ocorridas no dia 16 de Setembro de 2008

Segundo os resultados obtidos através do *SecurMining2.0*, ocorreram uma série de perturbações na Rede Eléctrica Nacional com alguma gravidade no dia 16 de Setembro de 2008. Ocorreram as seguintes contingências: 6346, 6347, 6348, 6349 e 6350, entre as 02h31m e as 04h31m, e a 6376 às 19h31m.

Estas contingências ocorreram todas a sul do País, na zona do Alqueva, tendo a Sobrecarga na subestação de 400/60kV atingido os 159,3%. Dentro deste período tempo ocorreram 6 perturbações em subestações, e 21 violações da tensão nos seus limites máximos, na zona do Picote, Miranda e Bemposta entre outras. Na figura 7.5 pode-se visualizar o diagrama de cargas do dia 16 de Setembro de 2008.

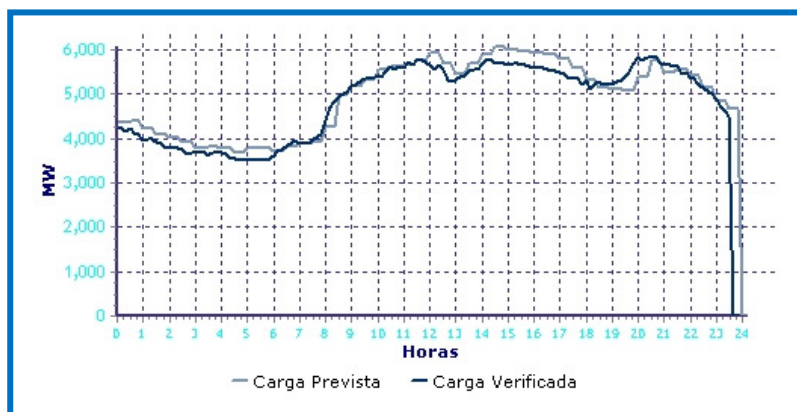


Figura 7.5 – Diagrama de cargas do dia 16/09/08

j) Contingências ocorridas no dia 18 de Setembro de 2008

As contingências 6415, 6416, 6417, 6418 e 6419 ocorreram no dia 18 de Setembro de 2008. Entre as 09h01m e as 11h01m, ocorreram várias de perturbações na Rede Eléctrica Nacional com alguma gravidade. Estas contingências ocorreram algumas a norte do País, no Distrito do Porto e outras na zona de Sines, tendo a Sobrecarga nas linhas de 150kV atingido os 159,8% e nas subestações atingido os 179,6%.

Dentro deste período tempo ocorreram 13 perturbações em linhas de transmissão, e 4 violações da tensão nos seus limites máximos e 4 violações de tensão nos limites mínimos, na zona de Crestuma, Alqueva e Sines entre outras. Na figura 7.6 pode-se visualizar o diagrama de cargas do dia 18 de Setembro de 2008.

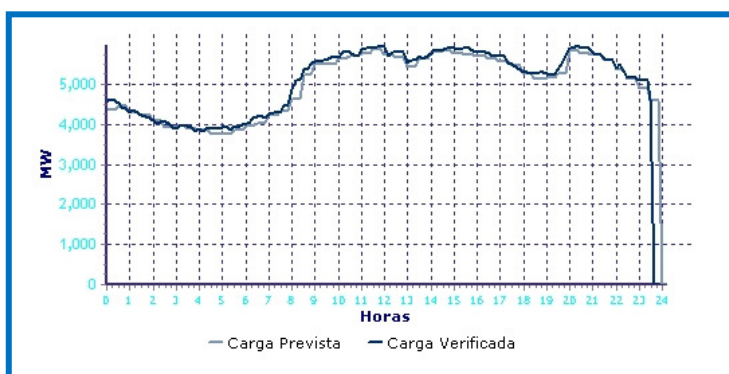


Figura 7.6 – Diagrama de cargas do dia 18/09/08

k) Contingências ocorridas no dia 24 de Setembro de 2008

No dia 24 de Setembro de 2008 por volta das 14h31m ocorreu a contingência 6566, provocando duas sobrecargas, em que a mais alta foi de 89,7% numa subestação 400/60kV na zona do grande Porto.

7.5 Conclusões

Neste capítulo estudou-se e analisou-se a segurança da Rede Eléctrica Nacional durante o ano de 2008, tendo sido processados 17520 *Savecases*. Primeiro foram calculados os índices de severidade individuais e de seguida os índices compostos, usados no estudo de segurança efectuado.

Obtiveram-se duas listas de contingências, as não severas e aquelas que poderão ser classificadas como potencialmente críticas ou críticas. Foi aplicada a metodologia apresentada no Capítulo II, na secção 4.7.

Aplicou-se a teoria dos conjuntos aproximativos, a um grande volume de informação, e o conjunto de regras obtido, permitiu identificar as contingências e classificar o estado do Sistema, em quatro estados de segurança: Normal (N), Alerta (A), Emergência I (E_1) e Emergência II (E_2).

Os códigos para os atributos foram obtidos de duas maneiras distintas. Para os índices de Severidade A_1 , A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , foi usada uma Distribuição Normal ou de *Gauss* dos valores obtidos aquando do cálculo dos índices de severidade, visto que estes índices nunca tinham sido utilizados na Rede Eléctrica Nacional. Para os atributos A_6 , A_7 , A_8 , A_9 , A_{10} os códigos foram fornecidos pelo Gestor de Sistema da Rede Eléctrica Nacional.

Foram identificadas 28 contingências críticas, que ocorreram durante o ano de 2008, estas contingências ocorreram durante a época de Verão, entre o mês de Junho e Setembro. A zona do País onde ocorreram as perturbações mais críticas, foi na zona Norte, nomeadamente no Distrito de Vila Real e de Bragança.

Mostrou-se assim o quanto é importante conhecer o comportamento da Rede Eléctrica Nacional ao longo do ano de 2008, de modo a poder analisar, classificar e ordenar as contingências, em estados de Segurança. Este estudo permitiu construir uma base de dados relativamente grande para analisar as contingências e permitiu aplicar a teoria dos conjuntos aproximativos à Rede Eléctrica Nacional. As contingências são classificadas por um conjunto de regras, obtido de modo a permitir conhecer em pouco tempo o Sistema Eléctrico de Energia, de maneira a poder melhorá-lo e a torná-lo mais seguro.

Com o objectivo de actuar de uma forma mais eficaz de modo a evitar possíveis *blackouts*, foi analisada de uma forma sucinta a escolha dos valores dos códigos dos atributos, de modo a permitir conhecer correctamente os possíveis cenários de contingência, para que se possam implementar medidas correctivas na Rede Eléctrica Nacional. Dos resultados obtidos pode-se concluir que as contingências críticas foram identificadas e classificadas com uma certeza de 0.1000. As contingências Não Críticas, foram identificadas com uma certeza de 0.9821. No entanto, para o estudo apresentado, a certeza e qualidade das classificações de um modo global, foi de 0.9824.

A Rede Eléctrica Nacional, encontra-se por várias razões exposta ao fenómeno de insegurança, no caso de ocorrer uma contingência. Foi realizado um estudo para o ano de 2008, de modo a permitir conhecer de uma maneira mais pormenorizada os acontecimentos nos quatro estados possíveis, com o objectivo de antecipar uma situação de insegurança.

Capítulo VIII

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

8.1 Conclusões

Nas últimas décadas, têm-se vindo a assistir a um aumento significativo do consumo de energia eléctrica, o que conduziu a uma rápida expansão das redes de transporte e de distribuição, tornando-as cada vez mais complexas e de maiores dimensões. Por outro lado, face aos cenários de reestruturação e desregulamentação do sector eléctrico, os problemas da quantificação do grau de segurança dos SEE assumem, presentemente, uma grande importância. As empresas do sector devem ser exploradas em consonância com as práticas comerciais correntes, mas com uma obrigatoriedade de serviço público, designadamente ao nível da segurança, da qualidade e da continuidade de serviço.

A importância da avaliação da segurança na condução de um SEE é actualmente um dado adquirido. Presentemente, existe uma tendência para explorar os sistemas eléctricos próximo dos seus limites de funcionamento. A introdução de novos conceitos e estratégias económicas no sector eléctrico, aliados às restrições impostas pelas políticas ambientais, têm inviabilizado a expansão das redes eléctricas. Os SEE encontram-se, previsivelmente, muito mais vulneráveis, estando expostos a um maior

risco de insegurança. Quando uma rede eléctrica funciona próximo dos seus limites, não se consegue garantir que possa atingir um novo ponto de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação, ou mesmo, de uma acção de controlo.

Esta tese foi realizada com o intuito de contribuir de uma forma positiva para o estudo e análise dos SEE, de forma a que a informação contida nas grandes bases de dados, associadas às redes, possa ser extraída e aplicada de uma maneira simples e objectiva. No trabalho de investigação desenvolvido utilizaram-se técnicas de *Data Mining*, para avaliação da segurança dos sistemas eléctricos, tendo a pesquisa sido conduzida maioritariamente com base na Teoria dos Conjuntos Aproximativos. A opção por esta técnica revelou-se acertada, atendendo a que foi possível manipular, facilmente, a grande quantidade de informação associada à Rede Eléctrica Nacional, que foi objecto de estudo.

Os contributos mais relevantes do trabalho de investigação realizado no estudo e análise da segurança nos Sistemas Eléctricos de Energia, através da aplicação de técnicas de *Data Mining*, mais concretamente da Teoria dos Conjuntos Aproximativos podem ser sintetizados nos seguintes pontos:

- apresentou-se o estado da arte relativo aos estudos da segurança em redes eléctricas, tanto a nível da UCTE como a nível nacional;
- foi desenvolvida uma ferramenta de selecção, ordenação e classificação de contingências com base em índices de severidade simples e compostos, constituída por três filtros em cascata;
- apresentou-se a Teoria dos Conjuntos Aproximativos e mostrou-se como a mesma pode ser aplicada no estudo de um SEE;
- definiram-se os valores a atribuir aos códigos de equivalência, necessários representar os diferentes atributos na tabela de decisão;
- desenvolveu-se uma rotina para o processamento de dados, que permite igualmente a interligação dos programas desenvolvidos com outros pacotes de programas computacionais, nomeadamente com o PSS/E da Siemens, utilizado no Despacho Nacional pela REN;
- implementou-se uma rotina que permite interligar os pacotes de programas computacionais desenvolvidos com o programa *ROSE*;

- aplicou-se, com sucesso, os pacotes de programas computacionais desenvolvidos, *SecurMining1.0*, para avaliar a segurança de redes de teste, e o *SecurMining2.0*, para estudo da Rede Eléctrica Nacional;
- analisou-se a segurança de duas redes de teste 6 e 118 barramentos, considerando um cenário de exploração normal e um aumento de carga aleatório;
- aplicou-se a metodologia desenvolvida ao estudo e análise da segurança da Rede Eléctrica Nacional;
- efectuou-se um estudo pormenorizado das soluções obtidas através da metodologia proposta, designadamente do conjunto de regras produzidas pelo programa *ROSE*, relativas à segurança das redes eléctricas analisadas;
- mostrou-se que as metodologias propostas são factíveis e produzem resultados credíveis, podendo ser utilizadas nos estudos da segurança dos modernos centros de supervisão e controlo das redes eléctricas.

8.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros

A presente tese abre perspectivas de investigação e desenvolvimento, quer de alguns assuntos nela abordados, quer em temas com ela relacionados. Nos pontos seguintes apresentam-se alguns tópicos considerados relevantes para trabalhos futuros.

A análise da segurança da Rede Eléctrica Nacional foi realizada com base na Teoria dos Conjuntos Aproximativos, considerando os dados referentes a um ano. No entanto, será importante estender o período em estudo por 5 a 10 anos, de forma a aumentar a base de dados inicial e incluir nesta informação relacionada com situações mais complexas, tais como eventos raros, mas extremamente gravosos para o sistema, que acontecem esporadicamente. Apesar das técnicas de *Data Mining* permitirem, a partir do conjunto de dados, descobrir informação que está escondida e não é evidente à primeira vista, coloca-se a questão da validação dos atributos nestas situações extremamente anómalas. O aumento da dimensão da base de dados inicial implicará um acréscimo do esforço de cálculo, com a consequente diminuição da eficiência computacional. Poder-se-á ultrapassar este problema através da aplicação de técnicas de processamento paralelo.

A Teoria dos Conjuntos Aproximativos foi aplicada com sucesso à avaliação da segurança de um SEE, conduzindo a soluções correctas, que satisfazem as condições necessárias para a sua aplicação prática. Assim, será interessante explorar a aplicação de outras técnicas de *Data Mining*, tais como árvores de decisão, redes de *Bayes* entre outras, de modo efectuar uma análise comparativa dos resultados produzidos e, possivelmente, introduzir estratégias inovadoras no projecto, no planeamento e na condução dos Sistemas Eléctricos de Energia.

Na metodologia de selecção e classificação de contingências proposta, verificou-se que a mesma apresenta um carácter pessimista em relação às contingências consideradas potencialmente críticas. Isto traduz-se pelo aumento do tempo de computação, donde será necessário desenvolver um método mais robusto para identificar e classificar com maior precisão este tipo de perturbações.

Prevê-se introduzir no pacote de programas computacionais desenvolvido um conjunto de rotinas que permitam estender a aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos à análise da segurança dinâmica de uma rede eléctrica, nomeadamente ao nível da avaliação da estabilidade transitória. O estudo e a análise da estabilidade transitória possibilitam conhecer o comportamento dinâmico de um SEE, após a ocorrência de uma perturbação. Da solução obtida podem ser retiradas conclusões, que permitem, por exemplo, especificar os tempos de eliminação do defeito, os limites máximos de produção ou um conjunto de acções de controlo preventivo, de forma a evitar a perda de sincronismo do sistema. A aplicação da metodologia proposta possibilitará a criação de uma base de conhecimento, que poderá ser usada em tempo real, a partir da informação extraída de uma base de dados ou através de um conjunto significativo de simulações efectuadas em tempo diferido.

A natureza probabilística do comportamento estático e dinâmico dos SEE é uma característica há muito reconhecida. Contudo, a avaliação da segurança das redes eléctricas é normalmente efectuada com base em modelos determinísticos. No entanto, à evolução temporal dos diagramas de cargas, às contingências e ao estado das redes adjacentes estão associados factores de incerteza. É ainda de salientar que poderão existir erros introduzidos pelos sistemas de medida, pelos modelos matemáticos utilizados, bem como pelo desconhecimento de alguns dos parâmetros da rede. Por outro lado, o conhecimento com precisão do valor de uma carga ligada a um

determinado barramento é uma tarefa complexa, dado que os consumos domésticos e industriais apresentam características muito diferentes. Desta forma, torna-se necessário introduzir uma componente associada a estas incertezas no estudo da segurança das redes eléctricas.

Finalmente, prevê-se a possibilidade de integrar a metodologia desenvolvida noutros pacotes de programas computacionais, tanto de carácter académico, como de nível comercial. Numa primeira fase, será desenvolvida uma interligação do *SecurMining2.0* com o programa *PowerWorld* (versão de ensino) e, posteriormente, uma associação ao *EUROSTAG*. O objectivo principal desta última interligação é a aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximativos à análise dinâmica das redes eléctricas.

REFERÊNCIAS

- [Agrawal94] Rakesh Agrawal and Ramakrishnan Srikant, “*Fast Algorithms for Mining Association Rules*”, in VLDB-94, pages 487 - 499, 1994
- [Agreira02] Agreira Faustino C. I., Ferreira Machado C. M., Pinto Dias J. A. and Barbosa Maciel F. P., “*Steady-state Security Analysis of an Electric Power System Using a New Contingency Filtering and Ranking Technique*”, Nordic and Baltic Workshop on Power Systems, Tampere, Finland, February, 2002 [Online]. Available: <http://butler.cc.tut.fi/~repo/workshop.html>
- [Agreira03a] Agreira Faustino I. C., Ferreira Machado C. M., Pinto Dias J. A. e Barbosa Maciel F. P., “*Contingency Screening and Ranking Assessment of an Electric Power System using Different Security Performance Indices*” in Proc. of the 8º Congresso Luso-Espanhol de Engenharia Electrotécnica, CLEEE, Vilamoura, July, 2003.
- [Agreira03b] Agreira Faustino I. C., Ferreira Machado C. M., Pinto Dias J. A. e Barbosa Maciel F. P., “*Contingency Screening and Ranking Algorithm using Two Different Sets of Security Performance Indices*” in Proc. 2003 IEEE International Conference on Electric Power Engineering, Power Tech’03, CD-ROM, Bologna, Italy, June, 2003
- [Agreira03c] C. I. Faustino Agreira, C.M. Machado Ferreira, J. A Dias Pinto. e F. P Maciel Barbosa, “*Steady-state Contingency Classification using the Rough Set Theory*” in Proc. 2003, in Proc. 38th International Universities Power Engineering Conference, UPEC’2003, September, Thessaloniki, Greece, CD – ROM.
- [Almeida05] S. A. B. de Almeida, Análise de Grandes Perturbações na Rede Eléctrica Nacional, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - Universidade do Porto, 2005.

- [Bayes1764] Bayes T. “*An Essay Toward Solving a Problem in the Doctrine of Chances*”, Philosophical Transactions of the Royal Society of London 53, pages 370-418, 1764. [Fascimile available online: the original essay with an introduction by his friend Richard Price]
- [Balu92] Balu N., Bertram T., Bose A., et al., “*On-line Power System Security Analysis*”, Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 2, 1992.
- [Bao06] Yidan Bao, Min Huang, Zheyang Zhu, Yong He and Xiaoli Li, “*Application of Combination Forecasting Based on Rough Sets Theory on Electric Power System*” in Proceedings of 6th World Congress on Intelligent Control and Automation, pages 1745- 1748, 21-23 June, Dalian, China, 2006.
- [Barbosa06] F. Maciel Barbosa – Exploração de Sistemas Eléctricos de Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Março de 2006.
- [Berry97] Berry M. e Linoff G., “*Data Mining Techniques, for Marketing, Sales and Customer Support*”, John Wiley and Sons, 1997.
- [Çaglar99a] Çaglar R., Özdemir A., Mekiç F., “*Contingency Selection Based on Real Power Transmission Losses*”, IEEE International Conference on Electric Power Engineering, PowerTech’99, CD-ROM, Budapest, Hungary, 29 August – 2 September 1999.
- [Çaglar99b] Çaglar R., Ozdemir A., “*Composite Electric Power System Adequacy Evaluation Via Transmission Losses Based Contingency selection Algorithm*”, in Proc. 1999 IEEE International Conference on Electric Power Engineering, Power Tech’99, CD – ROM, 29 August - 2 September, Budapest, Hungary.
- [Central05] Energy Central, “*Shutting Off Power Line Cited In Chile Blackout*”, [Online] Available: <http://www.energycentral.com>

- [Cerchiari06] S. C. Cerchiari, A. Teurya, J. O. P. Pinto, G. Lambert-Torres, L. Sauer and E. H. Zorzate, “*Data Mining in Distribution Consumer Database using Rough Sets and Self-Organizing Maps*”, PSCE - Power System Conference and Exposition, pages 38-43, 2006, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [CIGRE97] CIGRE Task Force 38.03.12, “*Power System Security Assessment: A Position Paper*”, CIGRE Publication, June 1997.
- [Cios98] Cios, Krzysztof J., Pedrycz Witold, Swiniarski Roman W., “*Data Mining Methods for Knowledge Discovery*”, USA, 1998.
- [Chen96] Ming-Syan Chen , Jiawei Han , Philip S. Yu, “*Data Mining: An Overview from a Database Perspective*”, IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering, Vol. 8, pages 866-883, 1996.
- [Ching02] Ching-Lai Hor, Peter Crossley, Franck Dunand, “*Knowledge Extraction within Distribution Substation using Rough Set Approach*”, in Power Engineering Society Winter Meeting, 2002, IEEE Vol. 1, pages 21 – 31 January, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Ching07] Ching-Lai Hor, Peter Crossley and Simon J. Watson, “*Building Knowledge for Substation-Based Decision Support Using Rough Sets*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22 N°. 3, July, 2007 [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Chubais05] Anatoly Chubais, RAO – UES, “*RAO – UES Reform – The Final Stage*”, disponível em: <http://www.rao-ees.ru>

- [Coutinho07a] Maurílio Pereira Coutinho, Germano Lambert – Torres, Luiz Eduardo Borges da Silva, Jonas Guedes Borges da Silva, José Cabral Neto, Edson da Conta Bortoni e Horst Lazarek, “*Attack and Fault Identification in Electric Power Control System: An Approach to Improve the Security*”, in Proc. 2007 IEEE International Conference on Electric Power Engineering, Power Tech’07, CD – ROM, 1 - 5 July, Lausanne, Switzerland, 1997.
- [Coutinho07b] Maurílio Pereira Coutinho, Germano Lambert – Torres, Luiz Eduardo Borges da Silva, Edison F. Fonseca e Horst Lazarek, “*A Methodology to Extract Rules to Identify Attacks in Power System Critical Infrastructures*” in Proc. 2007 IEEE International Conference on Electric Power Engineering, Power Tech’07, CD – ROM, 1 - 5 July, Lausanne, Switzerland, 1997.
- [Coutinho08a] Maurílio Pereira Coutinho, Germano Lambert – Torres, Luiz Eduardo Borges da Silva, Jonas Guedes Borges da Silva, José Cabral Neto e Horst Lazarek, “*Improving a Methodology to Extract Rules to Identify Attacks in Power System Critical Infrastructures: New Results*”, in Transmission and Distribution Conference and Exposition 2008, pages 1 – 6, 2008. T&D. IEEE/PES.
- [Coutinho08b] Coutinho, M. P., Lambert – Torres, G., da Silva, L. E. B., e Lazarek, H. “*Improving Attacks Detection in Power System Control Center Critical Infrastructures Using Rough Classification Algorithm*”, VIII Jornada Nacional de Seguridad Informática, Bogotá, Colombia, Junho 2008.
- [Cutsem00] Cutsem Van, T.: “*Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures and Analysis Methods*” Proceedings of the IEEE special issue on the Technology of Power System Competition, Vol. 88, No. 2, February 2000.
- [DEE93] Department of Electrical Engineering, University of Washington, “*Power Systems Test Case Archive: 118 Bus Power Flow Test Case*”, 1993 [Online]. Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>

- [Dempster67] Dempster, A. P. "*Upper and lower probabilities induced by a multivalued mapping*". The Annals of Mathematical Statistics 38 vol.2, pages 325–339, 1967
- [Dias98] DIAS, M.M. e al. "*Data Warehouse – presente e futuro*", Revista Tecnológica, Maringá, Brasil n. 7, páginas 59-73, 1998.
- [Dong02] Haiying Dong., Yubo Zhang and Junyi Xue., "*Hierarchical Fault Diagnosis For Substation Based on Rough Set*", Power System Technology, Proceedings. PowerCon 2002, International Conference on Vol. 4, pages 2318– 2321, 13-17 October, 2002.
- [DyLiacco67] DyLiacco T. E., "*The Adaptative Reability Control System*" IEEE Transactions on Power Applications and Systems, Vol. PAS-86, No. 5, pages 517 – 531, May 1967.
- [DyLiacco68] DyLiacco T. E., "*Control of Power System via the Multi – Level Concept*" Case Western Reserve University, Systems research Center, Report SRC – 68-19, June 1968.
- [DyLiacco74] DyLiacco T. E., "*Real – Time Computer Control of Power Systems*" Proceedings of the IEEE, Vol. 62, pages 884 – 891, July 1974.
- [DyLiacco78] DyLiacco T. E., "*System Security: the computer's role*", IEEE Spectrum, Vol. 15, pages 43 – 50, June 1978.
- [Ejebe88] Ejebe C. G., Meeteren Van H. P., Wollenberg B. F., "*Fast Contingency Screening and Evaluation for Voltage Security Analysis*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 4, 1988.
- [Fayyad96] Fayyad Usama M., Piatetsky – Shapiro Gregory, Smith Padhraic; Uthurusamy Ramasamy, "*Advances in Knowledge Discovery and Data Mining*", AAAI Press/MIT Press, USA, 1996.

- [Freitas00] Freitas, A.A.; Lavington, S.H. “Data Mining very large databases with parallel processing”, ACM SIGKDD Explorations, Vol.2, No.1, pages 65-69, 2000.
- [Goebel99] Goebel, Michael; Gruenwald, Le; “A Survey of Data Mining and Knowledge Discovery Software Tools; ACM SIGKDD Explorations Vol. 1 Issue 1 pages 20-33, June 1999.
- [Groth98] Groth, Robert, “*Data Mining, A Hands-on Approach for Business Professionals*”, Prentice-Hall PTR, 1998.
- [Harrison98] Harrison, T.H. “*Intranet data warehouse*”, Editora Berkeley, São Paulo, 1998.
- [Hazra09] Jagabondhu Hazra, and Avinash K. Sinha, “*Identification of Catastrophic Failures in Power System Using Pattern Recognition and Fuzzy Estimation*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 1, pages 378-387 February 2009.
- [Hipp02] Jochen Hipp and Ulrich Güntzer and Gholamreza Nakhaeizadeh, “*Algorithms for Association Rule Mining -- A General Survey and Comparison*”, SIGKDD Explorations, pages 58-64, 2000.
- [Holsheimer96] Holsheimer M., Kersten M. And Siebes A., “*Advances in Knowledge Discovery and Data Mining*”, AAAI Press, Menlo Park, CA, pages 447-467, 1996.
- [Inmon97] Inmon, W. H., Welch and K. Glassey “*Managing the Data Warehouse Toolkit*”, John Wiley & Sons, 1997.
- [Jasmon93] Jasmon G. B., Lee L H., “*New Contingency Ranking Technique Incorporating a Voltage Stability Criterion*”, IEE Proceedings-C, Vol. 140, No. 2, 1993.

- [Jinying08] Jinying Li, Yuzhi Zhao, Jinchao Li, “*Power Grid Safety Evaluation Based on Rough Set Neural Network*”, The 2008 International Conference on Risk Management & Engineering Management, IEEE Computer Society 2008, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Kommersant05] Kommersant, “*Investigation Starts With a Volt*”, [Online]. Available: <http://www.kommersant.com>
- [Lee05] Jeong-Kyu Lee, Jong – Bae Park, Joong-Rin Shin and Kwang Y. Lee, “*A System Marginal Price Forecasting Based on an Artificial Neural Network Adapted with Rough Set Theory*”, in Power Engineering Society General Meeting, 2005, IEEE Vol. 1 pages 528-533, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Lin08a] Zhihong Lin, Hong Qiao, Xuechen Dong, “*Electric Power Enterprise Financial Risk Evaluation Based On Rough Set and BP network*”, in IEEE International Conference on Service Operations and Logistics, and informatics, 2008, Vol. 1 pages 954-958, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Lin08b] Zhihong Lin, Hong Qiao, Xuechen Dong, “*Financing Risk Credit Evaluation Model of the Electric Power Enterprises Based on Rough Set and Entropy*”, in IEEE International Conference on Service Operations and Logistics, and informatics, 2008, Vol. 2 pages 2565-2569, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Mateus97] Mateus Magalhães Conde João Guilherme, “*A Teoria dos Conjuntos Aproximativos para Apoio à Decisão Aplicação a um Problema de Recursos Humanos*”, Dissertação de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa – Instituto Superior Técnico, Lisboa, Janeiro de 1997.
- [Matos00] Matos M. A., Hatziargyriou, D. N. and Lopes Peças, J. A., “*Multicontingency Steady State Security Evaluation Using Fuzzy Clustering Techniques*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, February 2000.

- [Mobasher00] B. Mobasher, H. Dai, T. Luo, Y. Sun and J. Wiltshire. “*Discovery of aggregate usage profiles for Web personalization*”, in Proceedings of the WebKDD Workshop at the ACM SIGKDD, Boston, August 2000.
- [Mohamed89a] Mohamed A., Jasmon C. B., “*Voltage Contingency Selection Technique for Security Assessment*”, IEE Proceedings-C, Vol. 136, No. 1, January 1989.
- [Mohamed89b] Mohamed A., Jasmon C. B., “*New Techniques for Secure Power System Operation*”, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 11, No 4, October 1989.
- [NERC04] North American Electric Reliability Council (NERC), “*Blackout Investigation - Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*,” U.S.-Canada Power System Outage Task Force, April 5, 2004. Available: www.nerc.com.
- [Oliveira03] Oliveira E. N., Padilha A., Minussi C. R., “*Utilização de Índices de Estabilidade Transitória para a Avaliação de Segurança Dinâmica*”, Revista, IEEE, América Latina, Energy 03, Vol. 1, October, 2003, [Online]. Available: www.ewh.ieee.org/reg/9/etrans/
- [ONSE09] Operador Nacional do Sistema Eléctrico, Perturbação no Sistema Interligado Nacional no dia 10/11/2009 às 22h13 (audiência pública), Brasil, 16 de Dezembro de 2009.
- [Paiva05] Paiva José P. S., “*Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica*”, IST Press, Abril 2005.
- [Pawlak82] Pawlak, Z., “*Rough Sets*”, Internacional Journal of Information and Computer Sciences Vol. 11, pages 341 – 356, 1982.
- [Pawlak91] Pawlak, Z., “*Rough Sets – Theoretical Aspects of Reasoning about Data*”, Kluwer, 1991

- [Pawlak95] Pawlak, Z., “*Rough Sets Approach to Knowledge-based Decision Support*”; 14th European Conference on Operational Research, Israel, 3-6 July, 1995.
- [Pavella99] Pavella M., Dy-Liacco T. E., Coullon J. L., “*Power System Operation and Control: a New Beginning*”, Montefiore/CCLab Seminar, Institut d’Electricité Montefiore, Université de Liège, Belgium, March 22-25, 1999.
- [Peng04] J. T. Peng, C. F. Chien and T. L. B. Tseng, “*Rough Set Theory for Data Mining for fault diagnosis on distribution feeder*”, in IEE Proc.-Transmission. Distribution, Vol. 151 No. 6, November, 2004, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Pestana06] Rui Pestana, Incidente na Rede UCTE a 04.11.2006 - Consequências em Portugal, Divisão do Gestor de Sistema, Rede Eléctrica Nacional, 2006.
- [Pourbeik06] P. Pourbeik, P.S. Kundur, and C. W. Taylor, *The anatomy of a power grid blackout - root causes and dynamics of recent major blackouts*, IEEE Power and Energy Magazine, pp. 22-29, April 2006.
- [REN03] Rede Eléctrica Nacional; “*Relatório da Qualidade de Serviço 2003*”. [Online]. Available: www.ren.pt
- [REN07] Rede Eléctrica Nacional, “*Manual de Procedimento do Gestor do Sistema*”, Junho de 2007 [Online]. Available: www.ren.pt.
- [REN08] Rede Eléctrica Nacional, “*Manual de Procedimento do Gestor do Sistema*”, Junho de 2008 [Online]. Available: www.ren.pt.
- [REN09] Rede Eléctrica Nacional; “*Caracterização da Rede Nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2008*”, Março de 2009, [Online]. Available: www.ren.pt

- [Repo99] Repo S. and Järventausta, P., “*Contingency Analysis for a Large Number of Voltage Stability Studies*” Proceedings of the IEEE International Conference on Electric Power Engineering, PowerTech, Budapest, Hungary, CD-ROM, August-September 1999.
- [ROSE02] ROSE2 - Rough Sets Data Explorer. Laboratory of Intelligent Decision Support Systems of the Institute of Computing Science, Poznan, 2002, [Online] Available: <http://www.idss.cs.put.poznan.pl/software/rose/>
- [Shafer96] John C. Shafer, Rakesh Agrawal, Manish Mehta", “*Scalable Parallel Classifier for Data Mining*”, in Proc. 22nd International Conference Very Large Databases, pages 544-555", Bombay, India, 1996.
- [Shanti02] Shanti Swarup K., Corthis Britto P., “*Ann Approach Assesses system Security*”, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 15, No. 3, pages 32 - 38 July 2002.
- [Samuelsson05] Olof Samuelsson, “Electric Power System 2005”, [Online]. Available: <http://www.iea.lth.se/eks>
- [Santos05] M. Filipe Santos, Carla Azevedo, *Data Mining – Descoberta de conhecimento em bases de dados*, FCA – Editora de Informática, Portugal, 2005.
- [Stevenson94] Stevenson W. D., Grainger J. J., *Power System Analysis*, McGraw-Hill International Editions, Singapore, 1994.
- [Stott87] Stott B., Alsac O., Monticelli A. J., “*Security Analysis and Optimization*”, Proceedings of the IEEE, Vol. 75, No. 12, 1987.
- [Sun06] Q. Y. Sun, H. G. and Zang, “*Power Distribution Diagnosis with Uncertainty information Based on Improved Rough Sets*”, PSCE - Power System Conference and Exposition, 2006, pages 1234-1239, [Online]. Available: www.ieee.org.

- [Torres96a] Torres-Lambert G., Quintana Victor Hugo, Alves da Silva Alexandre P., Borges da Silva Luiz Eduardo., “*Classification of Power System Operation Point Using Rough Sets Techniques*”, IEEE International. Conference. on Systems, Man and Cybernetics, 14-17 October, Beijing, 1996
- [Torres96b] Torres-Lambert G., Quintana Victor Hugo, Alves da Silva Alexandre P., Borges da Silva Luiz Eduardo., “*Knowledge – Base Reduction Based on Rough Set Techniques*”, Electrical and Computer Engineering, 1996, Canadian Conference on, Vol. 1, pages 278 – 281, 26-29 May 1996.
- [Torres02] Torres-Lambert G., “*Application of Rough Sets in Power System Control Center Data Mining*”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pages 627–631, 27 – 31, January de 2002.
- [Toyama08] Hirofumi Toyama, Tomonobu Senjyu, Shantanu Chakraborty, Atsushi Yona, Toshihisa Funabashi and Ahmed Yousuf Saber, “*Next-Day Peak Electricity Price Forecasting Using NN Based on Rough Sets Theory*”, 2nd IEEE International Conference on Power System and Energy (PECon08), 1-3 December, 2008, Johor Baharu, Malaysia.
- [UCAR00] University Corporation for Atmospheric Research (University of Michigan), “3 Major Problems in Restoring Power After a Black Out”, [Online]. Available: http://www.windows.ucar.edu/spaceweather/cold_start.html
- [UCTE08] UCTE - Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Handbook, [Online]. Available: www.ucte.org/2008
- [Vega00] Vega Ruiz D., Ernst D., Ferreira Machado M. C., e al., “*A contingency filtering, ranking and assessment technique for on – line transient stability studies*”, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT’2000, pages 459 – 464, London, UK, 5 – 7 April 2000.

- [Wang08a] Wen-chuan Wang, Chun-tian Cheng and Lin Qiu, “*Genetic Programming with Rough Sets Theory for modelling Short-term Load Forecasting*” in Proceedings of ICNC’08 - Fourth international Conference on Natural Computation, Vol.6, pages 306- 310, 18-20 October, China, 2008, [Online]. Available: www.ieee.org
- [Wang08b] Xin Wang, Xiaoli Wang, “*Electricity Consumption Prediction model Based on Fuzzy Clustering and Rough Set*” in Proceedings of 7th Wold Congress on Intelligent Control and Automation, pages 1081- 1084, 25-27 June, Chongqing, China, 2008.
- [Walczak98] Walczak B., Massart D. L., “*Rough Sets Theory*”, Elsevier Science, Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems 47, December 1998.
- [Wenqing07] Wenqing Zhao, Yongli Zhu, “*Power Transformer Fault Diagnosis Based on Rough Set Theory and Support Vector Machine*”, Four International Conference on Fuzzy System and Knowledge Discovery, FSKD 2007, Haikou, China IEEE Computer Society, [Online]. Available: www.ieee.org.
- [Wood96] Wood A. J., Wollenberg B. F., “*Power Generation operation and Control*”, 2nd Edition, John Wiley & Sons, New York, 1996.
- [Zadeh65] Lotfi Asker Zadeh. “Fuzzy Sets and Systems Theory”, in: Ferreira J, editor, Brooklyn, NY: Polytechnic Press: pages 29-39, 1965.

ANEXO I

TABELAS DOS ATRIBUTOS REPRESENTADOS POR CONJUNTO DE VALORES PARA A REDE 118IEEE

AI.1 Tabela Usada para o Estudo e Análise da rede 118IEEE

Resultados usando os índices de severidade Individuais

Tabela AI.1 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

Cont. Nº	Atributos									
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	Dec.
1	1	1	3	3	2	1	1	1	1	N
2	1	1	4	3	2	2	1	2	4	A
3	1	1	4	4	2	2	1	1	1	A
4	3	2	4	3	2	4	3	3	4	E ₁
5	1	1	3	3	2	1	1	1	1	N
6	4	2	4	1	4	4	4	2	1	E ₂
7	3	2	4	1	4	2	3	1	3	E ₁
8	3	2	4	1	4	4	3	2	3	E ₁
9	4	4	4	4	4	4	4	4	4	E ₂
10	3	2	4	1	4	2	3	1	3	E ₁
11	1	1	3	1	4	2	1	1	3	A
12	1	1	3	1	4	1	1	1	1	A
13	3	2	4	3	2	4	3	2	3	E ₁
14	3	2	3	2	4	1	2	1	1	E ₁
15	1	1	3	4	4	2	1	1	4	E ₁
16	2	1	2	3	4	2	1	1	1	E ₁
17	2	1	3	3	4	1	1	1	1	E ₁
18	1	1	3	1	4	1	1	1	2	E ₁
19	1	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
20	4	2	4	3	2	4	4	2	4	A
21	1	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
22	1	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
23	2	1	3	1	4	2	1	1	3	E ₁
24	1	1	4	3	4	4	1	2	4	E ₁
25	4	3	4	3	2	4	4	4	4	E ₁
26	2	1	3	1	3	2	1	1	1	A
27	2	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
28	1	1	2	1	4	2	1	1	1	A
29	2	1	3	3	4	1	1	1	1	E ₁
30	2	1	3	1	3	1	1	1	1	A
31	3	2	3	3	4	2	2	1	1	E ₁
32	3	2	4	3	4	2	3	1	2	E ₂
33	4	2	4	4	4	4	3	2	2	E ₁
34	3	1	3	1	4	2	1	1	1	A
35	2	1	4	3	1	4	1	4	2	E ₁
36	1	1	3	1	2	2	1	1	2	N
37	1	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
38	2	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
39	2	1	3	1	4	1	1	1	2	A
40	4	2	4	1	1	4	4	4	1	E ₁
41	4	2	4	3	2	4	4	4	3	E ₁
42	1	1	4	3	4	2	1	1	1	E ₁
43	2	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
44	2	1	3	3	4	1	1	1	1	A
45	1	1	3	1	4	1	1	1	1	E ₁
46	2	1	3	3	4	1	1	1	1	E ₁

Tabela AI.1 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos									
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	Dec.
47	3	1	4	3	4	2	1	1	3	A
48	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
49	1	1	3	1	2	1	1	1	1	N
50	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
51	2	1	3	3	4	2	1	1	3	A
52	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
53	4	2	4	3	4	3	3	2	4	E1
54	1	1	3	3	4	1	1	1	1	A
55	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
56	1	1	4	1	4	2	1	1	2	N
57	4	2	4	4	4	4	3	4	4	E2
58	1	1	3	3	4	4	1	2	1	A
59	1	1	4	1	3	3	1	1	1	N
60	4	2	4	3	4	4	3	4	4	E1
61	1	1	3	1	4	2	1	1	2	N
62	1	1	3	3	4	2	1	1	2	A
63	1	1	4	1	4	1	1	1	2	N
64	1	1	4	2	4	1	1	2	2	N
65	1	1	4	1	4	4	1	3	2	N
66	1	1	4	1	4	4	1	3	2	N
67	1	1	4	1	4	4	1	3	2	N
68	1	1	3	3	4	1	1	1	2	A
69	1	1	3	3	3	1	1	1	2	A
70	1	1	3	3	4	2	1	2	2	A
71	1	1	4	3	4	2	1	2	2	A
72	1	1	3	1	3	2	1	2	2	N
73	1	1	3	1	4	2	1	1	2	N
74	1	1	3	3	4	1	1	1	1	A
75	2	1	4	1	4	2	1	1	2	E1
76	1	1	4	3	4	2	1	2	2	E1
77	1	1	4	4	2	2	1	2	3	E1
78	1	1	4	4	1	3	1	2	3	E1
79	1	1	3	1	2	2	1	2	1	N
80	1	1	3	1	2	2	1	2	1	N
81	1	1	3	1	2	2	1	2	1	N
82	1	1	3	1	2	4	1	3	3	N
83	1	1	3	1	2	4	1	3	3	N
84	1	1	3	1	2	4	1	3	3	N
85	1	1	3	1	4	1	1	3	3	N
86	1	1	3	3	1	2	1	1	2	A
87	1	1	4	3	2	2	1	1	2	A
88	1	1	3	3	2	1	1	1	2	A
89	1	1	3	3	2	1	1	1	2	A
90	1	1	4	3	4	2	1	2	2	A
91	1	1	4	1	4	1	1	1	2	N
92	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N

Tabela AI.1 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos									
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	Dec.
93	1	1	3	1	2	2	1	1	2	N
94	1	1	3	1	4	1	1	1	3	N
95	1	1	4	1	2	2	1	1	4	N
96	1	1	3	3	1	2	1	1	2	N
97	1	1	3	3	2	1	1	1	2	N
98	1	1	3	1	2	2	1	1	2	N
99	1	1	3	1	2	2	1	1	2	N
100	1	1	3	1	2	2	1	1	2	N
101	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
102	1	1	3	1	4	2	1	1	2	N
103	3	1	4	3	2	4	1	4	4	E2
104	3	2	4	2	4	2	1	2	3	A
105	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
106	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
107	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
108	1	1	4	1	2	2	1	1	4	N
109	1	1	3	3	2	1	1	1	4	N
110	3	1	4	3	2	4	1	4	4	E1
111	3	1	4	3	2	4	1	4	3	A
112	2	1	3	1	4	1	1	1	1	N
113	2	1	4	1	4	1	1	4	2	A
114	1	1	4	3	2	2	1	1	4	N
115	4	2	4	1	4	4	3	4	2	E2
116	1	1	2	3	4	2	1	1	3	N
117	1	1	4	3	2	4	1	4	4	E1
118	1	1	4	3	1	4	1	4	4	E1
119	1	1	2	1	2	2	1	2	2	A
120	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
121	1	1	4	1	2	2	1	1	4	N
122	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
123	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
124	1	1	3	3	2	2	1	1	4	N
125	2	1	2	1	2	2	1	1	3	N
126	4	2	4	4	2	2	2	2	4	E2
127	3	2	4	3	1	4	3	3	4	E1
128	2	1	3	3	2	1	1	1	2	N
129	4	2	4	3	4	1	3	1	1	N
130	1	1	3	1	2	2	1	1	1	N
131	1	1	3	1	2	2	1	1	1	N
132	1	1	3	1	2	2	1	1	1	N
133	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
134	1	1	3	3	2	2	1	1	1	N
135	4	2	4	3	2	2	3	1	1	A
136	1	1	4	3	4	2	1	1	3	N
137	1	1	3	2	4	1	1	1	1	N
138	1	1	3	3	4	1	1	1	1	N

Tabela AI.1 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos									
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	Dec.
139	1	1	3	3	4	2	1	1	2	A
140	1	1	3	1	2	2	1	1	1	N
141	1	1	4	3	4	3	1	1	1	N
142	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
143	1	1	3	1	4	2	1	1	1	N
144	1	1	4	1	4	4	1	1	1	E1
145	1	1	3	1	4	2	1	1	1	N
146	1	1	4	1	4	2	1	1	1	A
147	1	1	4	1	4	4	1	1	1	N
148	4	2	4	3	4	4	3	1	3	E1
149	1	2	3	1	3	4	1	1	1	N
150	1	2	3	1	3	4	1	1	1	N
151	1	2	3	1	3	4	1	1	1	N
152	1	1	3	1	4	2	1	1	1	N
153	1	1	3	1	4	4	1	1	1	N
154	1	1	3	1	4	4	1	1	1	N
155	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
156	1	1	3	1	4	1	1	1	1	N
157	1	1	4	1	4	2	1	1	1	N
158	2	1	4	1	4	2	1	1	1	N
159	1	1	4	1	4	2	1	1	1	N
160	1	1	3	3	2	1	1	1	4	N
161	3	1	4	3	2	4	1	4	4	E ₁
162	3	1	4	3	2	4	1	4	3	E ₁
163	2	1	3	1	4	1	1	1	1	A
164	2	1	4	1	4	1	1	4	2	E ₁
165	1	1	4	3	2	2	1	1	4	A
166	4	2	4	1	4	4	3	4	2	E ₂
167	1	1	2	3	4	2	1	1	3	N
168	1	1	4	3	2	4	1	4	4	E ₁
169	1	1	4	3	1	4	1	4	4	E ₁
170	1	1	2	1	2	2	1	2	2	N
171	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N
172	1	1	4	1	2	2	1	1	4	N
173	1	1	3	1	4	1	1	1	2	N

AI.2 Tabela Usada para o Estudo e Análise da rede 118IEEE
Resultados usando os índices de severidade Compostos – Cenário I

Tabela AI.2 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	1	1	1	2	3	2	1	1	N
2	3	1	1	3	4	4	1	4	E1
3	2	1	2	3	4	3	1	1	N
4	3	2	2	4	4	4	4	4	E2
5	1	1	2	2	3	1	1	1	N
6	4	2	4	4	2	4	4	1	E2
7	3	2	3	3	1	3	4	4	E1
8	3	2	3	4	1	4	4	4	E1
9	3	2	3	3	2	3	4	4	E1
10	2	2	3	3	1	2	1	3	A
11	2	1	3	2	1	1	1	2	N
12	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
13	3	2	1	3	3	4	4	3	E1
14	3	2	4	2	3	2	4	1	A
15	2	1	4	3	4	2	1	4	E1
16	2	1	2	2	3	1	1	1	N
17	2	1	3	2	3	1	1	1	N
18	1	1	3	1	1	1	1	3	N
19	1	1	2	2	1	1	1	1	N
20	4	2	2	4	3	4	4	4	E1
21	1	1	2	2	1	2	1	3	N
22	1	1	3	1	1	1	1	3	N
23	2	1	3	2	2	3	1	3	A
24	1	1	3	4	3	3	1	4	N
25	2	1	2	3	1	2	1	1	A
26	2	1	3	2	1	2	1	1	A
27	1	1	2	2	1	1	1	2	N
28	2	1	3	1	3	1	1	2	A
29	2	1	2	2	1	2	1	3	A
30	3	2	2	3	3	2	4	3	N
31	3	2	2	3	4	3	4	3	A
32	4	2	3	3	4	4	4	3	E1
33	3	1	2	3	2	2	1	2	E1
34	2	1	1	4	3	3	1	3	A
35	1	1	1	3	2	2	1	3	N
36	1	1	3	1	1	1	1	3	N
37	2	1	2	2	1	1	1	2	N
38	4	2	1	4	3	4	4	3	E1
39	2	1	3	1	2	1	1	3	N
40	4	2	2	4	4	4	4	3	E2
41	1	1	3	3	3	3	1	2	A
42	2	1	2	2	1	2	1	2	N
43	2	1	3	2	3	2	1	3	N
44	1	1	3	2	1	2	1	2	N
45	2	1	3	2	3	2	1	2	A
46	4	3	1	4	4	4	4	4	E2

Tabela AI.2 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
47	3	1	2	3	3	3	1	3	A
48	1	1	3	2	1	1	1	2	N
49	1	1	2	1	1	1	1	2	N
50	1	1	3	2	2	1	1	2	N
51	2	1	3	3	3	2	1	3	A
52	1	1	2	2	2	3	1	3	N
53	4	2	4	3	3	4	4	4	E2
54	1	1	4	1	4	2	1	2	N
55	1	1	3	1	2	1	1	2	N
56	1	1	3	3	2	3	1	3	N
57	1	1	2	4	3	3	1	1	N
58	1	1	2	3	1	3	1	2	N
59	4	2	4	4	4	4	4	4	E2
60	4	2	4	4	4	4	4	4	E2
61	1	1	2	3	2	2	1	3	N
62	1	1	4	3	3	2	1	3	N
63	1	1	2	1	2	3	1	3	N
64	1	1	3	2	3	3	1	3	N
65	1	1	2	4	2	3	1	3	N
66	1	1	2	1	3	1	1	3	N
67	1	1	2	1	3	1	1	3	N
68	1	1	4	3	4	2	1	3	N
69	1	1	3	3	4	3	1	3	N
70	1	1	2	3	3	3	1	3	N
71	1	1	2	2	3	2	1	3	N
72	1	1	3	2	3	2	1	3	N
73	1	1	2	3	2	3	1	3	N
74	1	1	2	3	3	3	1	3	N
75	2	1	1	3	4	3	1	3	A
76	1	1	1	3	4	3	1	3	N
77	1	1	1	3	2	3	1	3	N
78	1	1	2	4	2	2	1	3	N
79	1	1	2	2	2	3	1	3	N
80	1	1	1	3	4	3	1	3	N
81	1	1	2	3	4	3	1	3	N
82	1	1	1	2	3	3	1	3	N
83	1	1	2	2	3	2	1	3	N
84	1	1	4	2	4	3	1	3	N
85	1	1	3	2	2	3	1	3	N
86	1	1	3	2	2	3	1	3	N
87	1	1	2	3	2	2	1	3	N
88	1	1	2	1	2	2	1	3	N
89	1	1	2	3	2	3	1	4	N
90	1	1	1	2	4	2	1	3	N
91	1	1	2	1	3	2	1	3	N
92	1	1	2	3	2	3	1	3	N

Tabela AI.2 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
93	1	1	2	3	2	3	1	3	N
94	1	1	3	2	2	2	1	3	N
95	1	1	3	3	2	3	1	3	N
96	3	2	3	3	3	4	4	4	E1
97	1	1	3	1	2	2	1	3	N
98	1	1	2	2	2	3	1	3	N
99	1	1	1	3	2	3	1	4	N
100	1	1	1	2	3	2	1	4	N
101	3	1	2	4	4	4	1	4	E1
102	3	1	2	4	4	4	4	4	E2
103	1	1	2	1	2	1	1	1	N
104	3	1	2	4	3	4	1	3	A
105	2	1	3	1	1	1	1	3	N
106	2	1	3	1	3	3	1	3	N
107	1	1	1	3	4	3	1	4	N
108	4	2	3	4	2	4	4	3	E2
109	1	1	2	3	3	1	1	3	N
110	1	1	1	4	3	4	1	4	A
111	1	1	1	4	3	4	1	4	A
112	1	1	1	3	3	1	1	3	N
113	1	1	3	1	2	2	1	3	N
114	1	1	2	3	3	3	1	4	N
115	1	1	3	1	3	2	1	3	N
116	1	1	3	1	2	2	1	3	N
117	1	1	1	3	3	3	1	4	N
118	2	1	2	3	2	1	1	3	N
119	4	2	1	3	4	3	4	4	E2
120	3	2	1	4	4	4	4	4	E2
121	2	1	1	2	3	1	1	3	N
122	4	2	4	2	4	4	4	3	E2
123	1	1	1	3	3	3	1	2	N
124	1	1	1	3	3	3	1	2	N
125	1	1	1	1	1	1	1	2	N
126	1	1	1	3	3	1	1	2	N
127	4	2	2	3	3	3	4	3	E2
128	1	1	4	2	3	2	1	2	N
129	1	1	4	2	4	2	1	2	A
130	1	1	3	3	4	1	1	3	N
131	1	1	2	2	1	2	1	2	N
132	1	1	3	3	3	3	1	3	N
133	1	1	2	3	3	3	1	3	N
134	1	1	3	2	2	2	1	3	N
135	1	1	2	3	3	1	1	2	N
136	1	1	4	3	2	3	1	2	N
137	1	1	3	3	2	2	1	2	N
138	1	1	2	3	1	3	1	3	N

Tabela AI.2 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
139	1	1	3	4	2	3	1	3	N
140	4	2	3	4	3	4	4	3	E2
141	1	2	2	4	1	3	1	3	N
142	1	1	2	4	2	3	1	3	N
143	1	1	2	3	2	3	1	3	N
144	1	1	2	1	1	2	1	2	N
145	1	1	2	2	2	2	1	2	N
146	1	1	4	3	3	3	1	3	N
147	2	1	3	3	2	4	1	3	A
148	1	1	2	3	2	4	1	3	N
149	1	1	3	3	2	4	1	3	N
150	1	1	2	3	2	3	1	2	N
151	1	1	4	3	3	3	1	2	N
152	1	1	3	2	2	3	1	3	N
153	1	1	4	1	4	2	1	1	N
154	1	1	4	1	3	3	1	3	N
155	1	1	3	1	3	2	1	2	N
156	1	1	2	2	1	3	1	3	N
157	1	1	3	3	1	3	1	2	N
158	1	1	3	3	4	3	1	1	A
159	4	2	3	4	3	4	4	3	E2
160	1	1	1	4	3	3	1	3	N
161	1	1	1	4	3	4	1	3	A
162	1	1	3	3	1	3	1	3	N
163	1	1	1	3	3	3	1	3	N
164	1	1	1	3	3	3	1	3	N
165	1	1	2	4	3	4	1	1	A
166	1	1	2	3	3	2	1	1	N
167	1	1	4	2	3	2	1	2	N
168	1	1	2	3	3	3	1	2	N
169	1	1	2	3	3	1	1	3	N
170	1	1	2	3	2	2	1	2	N
171	1	1	2	2	3	1	1	2	N
172	1	1	3	1	1	1	1	2	N
173	1	1	3	2	1	1	1	2	N

AI.3 Tabela Usada para o Estudo e Análise da rede 118IEEE
Resultados usando os índices de severidade Compostos – Cenário II

Tabela AI.3 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	1	1	1	2	4	2	1	1	N
2	3	1	1	3	4	4	1	4	A
3	2	1	2	3	4	3	1	1	N
4	3	2	2	4	4	4	4	4	E2
5	1	1	3	2	3	1	1	1	N
6	4	2	4	4	2	4	4	1	E2
7	3	2	4	3	2	4	4	4	E1
8	3	2	4	4	1	4	4	4	E2
9	4	4	4	3	2	4	4	4	E2
10	3	2	4	3	1	2	1	4	A
11	2	1	4	2	1	1	1	2	N
12	2	1	4	4	4	4	4	4	E2
13	3	2	1	4	3	4	4	4	E1
14	3	2	4	2	3	2	4	1	A
15	2	1	4	3	4	2	1	4	A
16	2	1	3	3	3	1	1	1	N
17	2	1	4	2	3	1	1	1	N
18	1	1	4	1	2	2	1	3	N
19	1	1	3	2	2	1	1	1	N
20	4	2	2	4	3	4	4	4	E2
21	1	1	3	2	1	2	1	3	N
22	1	1	4	1	1	1	1	2	N
23	2	1	4	3	2	3	1	4	A
24	1	1	4	4	3	3	1	4	A
25	4	3	3	3	1	2	1	1	A
26	2	1	4	2	1	2	1	1	N
27	2	1	3	3	1	1	1	1	N
28	1	1	4	1	3	1	1	2	N
29	2	1	3	2	1	2	1	3	N
30	2	1	3	3	3	3	4	3	A
31	3	2	3	3	4	3	4	3	A
32	3	2	4	4	4	4	4	3	E2
33	4	2	3	3	2	2	1	2	A
34	3	1	1	4	4	3	1	3	A
35	2	1	1	3	2	2	1	3	N
36	1	1	4	1	1	1	1	3	N
37	1	1	3	2	1	2	1	2	N
38	2	1	1	4	3	4	4	3	A
39	2	1	4	1	3	2	1	3	N
40	4	2	3	4	4	4	4	4	E2
41	4	2	4	3	3	3	1	2	A
42	1	1	3	2	1	2	1	2	N
43	2	1	4	2	3	3	1	2	N
44	1	1	1	2	4	2	1	1	N
45	3	1	1	3	4	4	1	4	A
46	2	1	2	3	4	3	1	1	N

Tabela AI.3 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
47	2	1	4	2	1	2	1	2	N
48	1	1	4	2	4	2	1	2	N
49	2	1	1	4	4	4	4	4	E2
50	3	1	3	3	3	3	1	4	A
51	1	1	4	2	1	1	1	2	N
52	1	1	2	1	1	1	1	2	N
53	1	1	4	2	2	2	1	2	N
54	2	1	4	3	3	2	1	3	N
55	1	1	3	2	3	3	1	3	N
56	4	2	4	4	3	4	4	4	E2
57	1	1	4	1	4	2	1	2	N
58	1	1	4	1	2	1	1	2	N
59	1	1	4	3	2	3	1	3	N
60	4	2	3	4	3	3	1	1	A
61	1	1	3	4	1	3	1	2	N
62	1	1	4	4	4	4	4	4	E2
63	4	2	4	4	4	4	4	4	E2
64	1	1	3	3	2	2	1	3	N
65	1	1	4	3	3	2	1	3	N
66	1	1	3	1	3	3	1	3	N
67	1	1	4	2	3	3	1	3	N
68	1	1	3	4	3	3	1	3	N
69	1	1	3	1	3	1	1	3	N
70	1	1	3	1	3	1	1	3	N
71	1	1	4	3	4	2	1	3	N
72	1	1	4	3	4	4	1	3	A
73	1	1	3	3	3	3	1	3	N
74	1	1	3	3	3	2	1	3	N
75	1	1	4	2	3	2	1	3	N
76	1	1	3	3	3	3	1	3	N
77	1	1	3	3	3	3	1	3	N
78	2	1	1	3	4	3	1	4	A
79	1	1	1	4	4	3	1	3	N
80	1	1	1	3	2	3	1	3	N
81	1	1	2	4	2	3	1	4	N
82	1	1	3	2	3	3	1	4	N
83	1	1	1	3	4	3	1	3	N
84	1	1	2	3	4	3	1	3	N
85	1	1	1	2	3	3	1	3	N
86	1	1	3	2	3	3	1	3	N
87	1	1	4	3	4	3	1	3	N
88	1	1	4	2	2	3	1	3	N
89	1	1	4	2	2	3	1	3	N
90	1	1	3	3	2	3	1	3	N
91	1	1	3	1	3	3	1	4	N
92	1	1	3	3	2	3	1	4	N

Tabela AI.3 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
93	1	1	2	3	2	3	1	3	N
94	1	1	4	2	2	3	1	3	N
95	1	1	4	3	2	3	1	3	N
96	1	1	4	3	3	4	4	4	E1
97	1	1	4	1	2	3	1	3	N
98	1	1	3	2	2	3	1	3	N
99	1	1	1	3	3	3	1	4	N
100	1	1	1	2	3	2	1	4	N
101	1	1	2	4	4	4	1	4	E1
102	1	1	2	4	4	4	4	4	E2
103	3	1	3	1	2	1	1	1	N
104	3	2	3	4	3	4	1	4	A
105	1	1	4	1	1	2	1	2	N
106	1	1	4	1	3	3	1	3	N
107	1	1	1	3	4	3	1	4	N
108	1	1	4	4	2	4	4	3	E1
109	1	1	3	3	4	1	1	4	N
110	3	1	1	4	3	4	1	4	A
111	3	1	1	4	3	4	1	4	A
112	2	1	1	3	3	1	1	3	N
113	2	1	4	1	3	2	1	3	N
114	1	1	2	3	3	3	1	4	N
115	4	2	4	1	3	2	1	3	N
116	1	1	4	1	2	2	1	3	N
117	1	1	1	3	3	3	1	4	N
118	1	1	2	3	2	1	1	3	N
119	1	1	1	3	4	3	4	4	A
120	1	1	1	4	4	4	4	4	E2
121	1	1	1	2	3	1	1	3	N
122	1	1	4	2	4	4	4	2	E1
123	1	1	1	3	3	3	1	2	N
124	1	1	1	3	3	3	1	2	N
125	2	1	4	1	1	2	1	1	N
126	4	2	1	3	3	2	1	2	N
127	3	2	2	3	4	4	4	2	E1
128	2	1	4	2	3	2	1	2	N
129	4	2	4	2	4	2	1	2	A
130	1	1	4	3	4	2	1	3	N
131	1	1	2	3	1	2	1	2	N
132	1	1	4	3	3	3	1	3	N
133	1	1	3	4	3	3	1	3	N
134	1	1	4	2	2	2	1	2	N
135	4	2	3	3	3	2	1	2	N
136	1	1	4	4	2	3	1	2	N
137	1	1	4	3	2	2	1	2	N
138	1	1	3	3	2	3	1	2	N

Tabela AI.3 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
139	1	1	4	4	2	3	1	3	N
140	1	1	4	4	4	4	4	3	E2
141	1	1	3	4	1	3	1	2	N
142	1	1	3	4	3	3	1	3	N
143	1	1	3	3	3	3	1	3	N
144	1	1	3	1	1	3	1	2	N
145	1	1	3	2	2	2	1	2	N
146	1	1	4	3	3	4	1	3	N
147	1	1	4	3	2	4	1	2	N
148	4	2	3	3	2	4	1	2	N
149	1	2	4	4	2	4	1	3	N
150	1	2	3	3	2	3	1	2	N
151	1	2	4	3	3	3	1	2	N
152	1	1	4	2	2	3	1	2	N
153	1	1	4	1	4	3	1	1	N
154	1	1	4	1	3	3	1	3	N
155	1	1	4	1	3	2	1	2	N
156	1	1	3	2	1	3	1	3	N
157	1	1	4	3	1	3	1	1	N
158	2	1	4	3	4	3	1	1	N
159	1	1	4	4	4	4	4	3	E2
160	1	1	1	4	3	3	1	3	N
161	1	1	1	4	4	4	1	3	A
162	1	1	4	3	2	4	1	3	N
163	1	1	1	3	3	3	1	2	N
164	1	1	1	3	3	4	1	2	N
165	1	1	2	4	3	4	1	1	N
166	1	1	3	3	3	3	1	1	N
167	1	1	4	2	4	3	1	2	N
168	1	1	3	3	3	3	1	1	N
169	1	1	3	3	3	1	1	2	N
170	4	2	3	3	2	2	1	2	N
171	1	1	3	3	3	1	1	2	N
172	1	1	4	1	2	1	1	2	N
173	1	1	4	2	1	1	1	2	N

AI.4 Tabela Usada para o Estudo e Análise da rede 118IEEE
Resultados para um aumento de 5% Aleatório da carga – Cenário I

Tabela AI.4 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	2	1	4	4	3	2	1	1	N
2	3	2	4	4	4	4	4	4	E2
3	4	2	4	4	4	3	4	1	E2
4	4	3	4	4	4	4	4	4	E2
5	2	1	4	4	3	1	1	1	N
6	4	2	4	4	3	4	4	1	E2
7	4	2	4	4	2	3	4	4	E2
8	4	4	4	4	1	4	4	3	E2
9	4	2	4	4	2	4	4	4	E2
10	3	2	4	4	1	3	4	4	E1
11	2	1	4	4	1	1	1	1	N
12	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
13	4	2	4	3	3	4	4	3	E1
14	4	1	4	4	3	3	4	1	E1
15	2	1	4	4	4	3	1	4	A
16	2	1	4	4	4	1	1	1	A
17	2	1	4	4	3	1	1	1	N
18	2	1	4	4	2	2	1	3	N
19	2	1	4	4	1	2	1	1	N
20	4	1	4	4	3	4	4	4	E2
21	4	1	4	4	2	3	4	4	E2
22	2	1	4	3	1	2	1	2	N
23	3	1	4	4	3	3	4	4	E1
24	3	1	4	4	3	4	4	4	E2
25	2	1	4	3	1	3	4	1	N
26	3	1	1	1	1	3	4	1	N
27	2	1	4	4	2	1	4	4	A
28	4	4	4	4	4	3	4	1	E2
29	3	1	4	3	1	3	4	3	A
30	2	1	4	4	4	1	4	1	A
31	4	3	4	4	4	4	4	4	E2
32	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
33	4	1	4	4	3	3	4	3	E1
34	4	1	4	4	4	4	4	3	E2
35	3	2	4	3	2	2	4	3	A
36	4	1	3	2	1	3	4	3	E2
37	4	1	3	2	1	1	4	2	A
38	4	1	4	4	3	4	4	3	E2
39	3	1	4	4	3	4	1	3	E1
40	4	3	4	3	4	4	4	3	E2
41	2	1	4	4	3	3	1	2	N
42	2	1	4	3	1	2	1	1	N
43	2	1	1	1	3	3	1	2	N
44	2	1	4	4	2	2	1	1	N
45	2	1	4	3	4	3	1	1	N
46	4	1	4	3	4	4	4	4	E2

Tabela AI.4 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
47	2	1	3	3	3	3	1	4	N
48	1	1	4	3	1	1	1	2	N
49	2	1	1	1	1	1	1	2	N
50	2	1	1	1	3	2	1	1	N
51	2	1	4	3	3	3	1	3	N
52	2	1	4	3	2	3	1	3	N
53	4	1	4	3	3	4	4	4	E2
54	2	1	3	3	3	1	1	2	N
55	2	1	3	3	1	1	1	2	N
56	2	1	4	3	2	3	1	4	N
57	1	1	3	3	3	3	1	1	N
58	1	1	3	3	1	2	1	1	N
59	4	2	4	3	4	4	4	4	E2
60	4	4	3	2	4	4	4	4	E2
61	2	1	3	3	1	1	1	1	N
62	2	1	3	3	3	1	1	1	N
63	2	1	3	3	1	3	1	2	N
64	2	1	3	3	3	3	1	2	N
65	2	1	3	3	1	3	1	2	N
66	2	1	3	3	3	1	1	2	N
67	3	1	3	3	3	1	1	3	N
68	3	1	3	3	4	2	1	3	N
69	2	1	3	3	3	3	1	1	N
70	3	1	3	3	2	3	1	1	N
71	1	1	3	3	2	1	1	1	N
72	1	1	3	3	3	1	1	1	N
73	4	2	3	2	1	4	4	2	A
74	1	1	3	3	3	3	1	1	N
75	2	1	3	3	4	3	1	3	N
76	2	1	3	3	4	3	1	3	N
77	2	1	3	3	1	3	1	1	N
78	1	1	3	2	1	1	1	3	N
79	4	2	3	2	1	3	4	2	E1
80	2	1	3	3	4	2	1	1	N
81	2	1	3	3	4	2	1	1	N
82	2	1	3	3	3	2	1	1	N
83	2	1	3	3	3	1	1	1	N
84	2	1	3	3	4	3	1	2	N
85	2	1	3	3	1	2	1	2	N
86	2	1	3	3	1	1	1	2	N
87	1	1	3	3	1	1	1	1	N
88	2	1	3	3	1	1	1	3	N
89	1	1	3	3	1	3	1	3	N
90	2	1	3	3	4	1	1	1	N
91	2	1	3	3	3	1	1	1	N
92	1	1	3	3	1	2	1	2	N

Tabela AI.4 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
93	1	1	3	3	1	2	1	2	N
94	1	1	3	3	1	1	1	2	N
95	1	1	3	3	1	1	1	2	N
96	1	1	3	3	2	3	4	2	A
97	1	1	3	2	2	3	1	2	N
98	1	1	3	2	1	2	1	1	N
99	2	1	3	2	1	2	1	3	N
100	2	1	3	2	3	1	1	4	N
101	3	1	3	2	4	4	4	4	E2
102	3	1	3	2	4	4	4	4	E2
103	1	1	3	2	2	1	1	1	N
104	1	1	3	2	3	4	1	3	N
105	1	1	3	2	1	1	1	1	N
106	3	1	3	2	2	4	4	3	E1
107	2	1	3	2	4	2	1	3	N
108	4	4	3	2	3	4	4	3	E2
109	1	1	3	2	3	1	1	3	N
110	4	2	3	2	2	4	4	3	A
111	4	1	3	2	3	4	4	3	A
112	1	1	3	2	2	1	1	2	N
113	4	1	3	2	2	1	4	3	N
114	3	1	3	2	3	3	1	3	N
115	1	1	3	2	2	1	1	2	N
116	4	1	3	2	2	1	4	3	A
117	1	1	3	2	3	3	1	3	N
118	1	1	3	2	3	1	1	3	N
119	4	3	1	1	4	3	4	4	E1
120	4	1	3	2	4	3	4	4	E1
121	3	1	1	1	3	1	1	3	N
122	4	1	3	2	4	4	4	2	E2
123	3	1	3	2	2	2	4	1	A
124	3	1	3	2	2	2	4	1	A
125	1	1	2	2	1	3	1	1	N
126	2	1	3	2	3	1	1	1	N
127	4	1	3	2	3	3	4	1	E1
128	3	1	2	1	3	3	1	2	N
129	3	1	1	1	4	3	1	2	N
130	3	1	1	1	4	3	1	3	N
131	3	1	1	1	1	3	1	1	N
132	1	1	2	2	3	3	1	3	N
133	3	1	2	2	3	3	1	2	N
134	2	1	2	1	2	2	1	2	N
135	2	1	2	2	3	2	1	2	N
136	3	1	2	2	2	3	1	2	N
137	2	1	2	2	2	3	1	2	N
138	1	1	2	2	2	3	1	2	N

Tabela AI.4 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
139	1	1	2	2	2	3	1	3	N
140	4	1	2	2	3	4	4	3	E2
141	3	1	2	2	1	3	1	2	N
142	2	1	2	2	3	2	1	3	N
143	2	1	2	2	3	2	1	3	N
144	2	1	2	2	1	1	1	2	N
145	2	1	2	2	2	1	1	2	N
146	2	1	2	1	2	3	1	2	N
147	2	1	2	1	2	3	1	2	A
148	2	1	1	1	2	3	1	2	N
149	2	1	1	1	2	3	1	3	N
150	2	1	2	1	2	3	1	2	N
151	2	1	2	1	3	3	1	2	N
152	2	1	2	1	1	3	1	2	N
153	1	1	1	1	4	1	1	1	N
154	2	1	1	1	3	2	1	3	N
155	2	1	1	1	3	1	1	2	N
156	2	1	1	1	1	1	1	3	N
157	1	1	1	1	1	2	1	2	N
158	2	1	1	1	4	3	1	1	N
159	4	3	1	1	4	4	4	4	E2
160	3	1	1	1	3	2	1	3	A
161	3	1	1	1	3	4	1	3	A
162	2	1	1	1	1	3	1	3	N
163	2	1	1	1	3	1	1	2	N
164	2	1	1	1	3	3	1	3	N
165	4	3	1	1	3	4	4	4	E2
166	3	1	1	1	3	2	1	1	N
167	2	1	1	1	3	1	1	2	N
168	2	1	1	1	3	3	1	1	N
169	4	1	1	1	3	3	4	4	E1
170	2	1	1	1	2	3	1	2	N
171	4	1	1	1	3	3	4	4	E1
172	1	1	1	1	3	1	1	2	N
173	2	1	1	1	1	2	1	2	N

AI.5 Tabela Usada para o Estudo e Análise da rede 118IEEE
Resultados para um aumento de 5% Aleatório da carga – Cenário II

Tabela AI.5 - Os atributos são representados por conjuntos de valores.

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
1	2	1	4	4	3	3	1	1	N
2	3	2	4	4	4	4	4	4	E2
3	4	2	4	4	4	3	4	1	E2
4	4	3	4	4	4	4	4	4	E2
5	2	1	4	4	3	2	1	1	N
6	4	2	4	4	3	4	4	1	E2
7	4	2	4	4	3	3	4	4	E2
8	4	4	4	4	1	4	4	3	E2
9	4	2	4	4	3	4	4	4	E2
10	3	2	4	4	1	3	4	4	E1
11	2	1	4	4	1	1	1	1	N
12	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
13	4	2	4	4	3	4	4	3	E1
14	4	1	4	4	3	3	4	1	E1
15	2	1	4	4	4	3	1	4	A
16	2	1	4	4	4	1	1	1	A
17	2	1	4	4	3	1	1	1	N
18	2	1	4	4	3	3	1	3	N
19	2	1	4	4	1	3	1	1	N
20	4	1	4	4	3	4	4	4	E2
21	4	1	4	4	3	3	4	4	E2
22	2	1	4	4	1	3	1	3	N
23	3	1	4	4	3	3	4	4	E1
24	3	1	4	4	3	4	4	4	E2
25	2	1	4	4	1	3	4	1	N
26	3	1	1	4	1	3	4	1	N
27	2	1	4	4	3	1	4	4	A
28	4	4	4	4	4	3	4	1	E2
29	3	1	4	4	1	3	4	3	A
30	2	1	4	4	4	2	4	1	A
31	4	3	4	4	4	4	4	4	E2
32	4	4	4	4	4	4	4	4	E2
33	4	1	4	4	3	3	4	3	E1
34	4	1	4	4	4	4	4	3	E2
35	3	2	4	4	3	3	4	3	A
36	4	1	3	4	2	3	4	3	E2
37	4	1	3	4	2	1	4	3	A
38	4	1	4	4	3	4	4	3	E2
39	3	1	4	4	3	4	1	3	E1
40	4	3	4	4	4	4	4	3	E2
41	2	1	4	4	3	3	1	3	N
42	2	1	4	4	1	3	1	2	N
43	2	1	1	4	3	3	1	3	N
44	2	1	4	4	3	3	1	2	N
45	2	1	4	4	4	3	1	2	N
46	4	1	4	4	4	4	4	4	E2

Tabela AI.5 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
47	2	1	3	4	3	3	1	4	N
48	1	1	4	4	1	1	1	3	N
49	2	1	1	4	1	2	1	3	N
50	2	1	1	4	3	3	1	2	N
51	2	1	4	4	3	3	1	3	N
52	2	1	4	4	3	3	1	3	N
53	4	1	4	4	3	4	4	4	E2
54	2	1	3	4	3	1	1	3	N
55	2	1	3	4	1	2	1	3	N
56	2	1	4	4	3	3	1	4	N
57	1	1	3	4	3	3	1	1	N
58	1	1	3	4	2	3	1	1	N
59	4	2	4	4	4	4	4	4	E2
60	4	4	3	4	4	4	4	4	E2
61	2	1	3	4	1	2	1	2	N
62	2	1	3	4	3	2	1	2	N
63	2	1	3	4	2	3	1	3	N
64	2	1	3	4	3	3	1	3	N
65	2	1	3	4	2	3	1	3	N
66	2	1	3	4	3	1	1	3	N
67	3	1	3	4	3	2	1	3	N
68	3	1	3	4	4	3	1	3	N
69	2	1	3	4	3	3	1	2	N
70	3	1	3	4	3	3	1	2	N
71	1	1	3	4	3	2	1	2	N
72	1	1	3	4	3	2	1	1	N
73	4	2	3	4	2	4	4	3	A
74	1	1	3	4	3	3	1	2	N
75	2	1	3	4	4	3	1	3	N
76	2	1	3	4	4	3	1	3	N
77	2	1	3	4	1	3	1	1	N
78	1	1	3	4	1	1	1	3	N
79	4	2	3	4	2	3	4	3	E1
80	2	1	3	4	4	3	1	2	N
81	2	1	3	4	4	3	1	1	N
82	2	1	3	4	3	3	1	2	N
83	2	1	3	4	3	2	1	2	N
84	2	1	3	4	4	3	1	3	N
85	2	1	3	4	1	3	1	3	N
86	2	1	3	4	1	2	1	3	N
87	1	1	3	4	1	1	1	2	N
88	2	1	3	4	1	2	1	3	N
89	1	1	3	4	1	3	1	3	N
90	2	1	3	4	4	1	1	1	N
91	2	1	3	4	3	2	1	2	N
92	1	1	3	4	1	3	1	3	N

Tabela AI.5 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
93	1	1	3	4	1	3	1	3	N
94	1	1	3	4	1	2	1	3	N
95	1	1	3	4	1	2	1	3	N
96	1	1	3	4	3	3	4	3	A
97	1	1	3	4	3	3	1	3	N
98	1	1	3	4	1	3	1	2	N
99	2	1	3	4	1	3	1	3	N
100	2	1	3	4	3	1	1	4	N
101	3	1	3	4	4	4	4	4	E2
102	3	1	3	4	4	4	4	4	E2
103	1	1	3	4	3	2	1	1	N
104	1	1	3	4	3	4	1	3	N
105	1	1	3	4	1	1	1	2	N
106	3	1	3	4	3	4	4	3	E1
107	2	1	3	4	4	3	1	3	N
108	4	4	3	4	3	4	4	3	E2
109	1	1	3	4	3	1	1	3	N
110	4	2	3	4	3	4	4	3	A
111	4	1	3	4	3	4	4	3	A
112	1	1	3	4	3	1	1	3	N
113	4	1	3	4	3	1	4	3	N
114	3	1	3	4	3	3	1	3	N
115	1	1	3	4	3	2	1	3	N
116	4	1	3	4	3	1	4	3	A
117	1	1	3	4	3	3	1	3	N
118	1	1	3	4	3	1	1	3	N
119	4	3	1	4	4	3	4	4	E1
120	4	1	3	4	4	3	4	4	E1
121	3	1	1	4	3	2	1	3	N
122	4	1	3	4	4	4	4	3	E2
123	3	1	3	4	3	3	4	2	A
124	3	1	3	4	3	3	4	2	A
125	1	1	3	4	1	3	1	2	N
126	2	1	3	4	3	2	1	2	N
127	4	1	3	4	3	3	4	2	E1
128	3	1	3	2	3	3	1	3	N
129	3	1	2	2	4	3	1	3	N
130	3	1	2	2	4	3	1	3	N
131	3	1	2	2	1	3	1	2	N
132	1	1	3	4	3	3	1	3	N
133	3	1	3	4	3	3	1	3	N
134	2	1	3	2	3	3	1	3	N
135	2	1	3	4	3	3	1	3	N
136	3	1	3	4	3	3	1	3	N
137	2	1	3	4	3	3	1	3	N
138	1	1	3	4	3	3	1	3	N

Tabela AI.5 - Os atributos são representados por conjuntos de valores (Cont).

Cont. Nº	Atributos								
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	Dec.
139	1	1	3	4	3	3	1	3	N
140	4	1	3	4	3	4	4	3	E2
141	3	1	3	4	1	3	1	3	N
142	2	1	3	4	3	3	1	3	N
143	2	1	3	4	3	3	1	3	N
144	2	1	3	4	1	2	1	3	N
145	2	1	3	4	3	2	1	3	N
146	2	1	3	2	3	3	1	3	N
147	2	1	3	2	3	3	1	3	A
148	2	1	2	2	3	3	1	3	N
149	2	1	1	2	3	3	1	3	N
150	2	1	3	2	3	3	1	3	N
151	2	1	3	2	3	3	1	3	N
152	2	1	3	2	1	3	1	3	N
153	1	1	2	2	4	2	1	1	N
154	2	1	2	2	3	3	1	3	N
155	2	1	2	2	3	2	1	3	N
156	2	1	2	2	1	2	1	3	N
157	1	1	1	2	1	3	1	3	N
158	2	1	1	2	4	3	1	2	N
159	4	3	1	2	4	4	4	4	E2
160	3	1	1	2	3	3	1	3	A
161	3	1	1	2	3	4	1	3	A
162	2	1	1	2	1	3	1	3	N
163	2	1	1	2	3	2	1	3	N
164	2	1	1	2	3	3	1	3	N
165	4	3	1	4	3	4	4	4	E2
166	3	1	1	2	3	3	1	1	N
167	2	1	1	2	3	2	1	3	N
168	2	1	1	4	3	3	1	2	N
169	4	1	1	4	3	3	4	4	E1
170	2	1	1	4	3	3	1	3	N
171	4	1	1	4	3	3	4	4	E1
172	1	1	1	4	3	2	1	3	N
173	2	1	1	4	1	3	1	3	N

