



*Universidade Federal de Campina Grande*

**Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**TESE DE DOUTORADO**

# **Avaliação de Desempenho e Risco em Sistemas Elétricos de Potência**

**Iony Patriota de Siqueira**

**Campina Grande – Paraíba – Brasil  
Dezembro/2010**

**Iony Patriota de Siqueira**

# **Avaliação de Desempenho e Risco em Sistemas Elétricos de Potência**

*Tese de Doutorado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Doutor em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

**Área de Concentração: Processamento da Energia**

**Benemar Alencar de Souza, D.Sc.  
Orientador**

**Campina Grande – Paraíba – Brasil  
Dezembro de 2010**

S618a Siqueira, Iony Patriota  
Avaliacao de desempenho e risco em sistemas eletricos de potencia / Iony Patriota Siqueira. - Campina Grande, 2010.  
586 f. : il.

Tese (Doutorado em Engenharia Eletrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciencias e Tecnologia.

1. Confiabilidade 2. Disponibilidade 3. Desempenho 4. Risco 5. Modelagem de Falhas 6. Programacao de Falhas 7. Desligamentos em Cascata 8. Tese I. Souza, Benemar Alencar, D.Sc. II. Universidade Federal de Campina Grande - Campina Grande (PB) III. Título

CDU 621.311(043)

## Parecer da Banca Examinadora

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO E RISCO EM SISTEMAS ELÉTRICOS  
DE POTÊNCIA

IONY PATRIOTA DE SIQUEIRA

Tese Aprovada em 06.12.2010

  
BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG  
Orientador

MARCUS THEODOR SCHILLING, D.Sc., UFF  
Componente da Banca (Ausência Justificada)

  
CHRISTIANO LYRA FILHO, Dr., UNICAMP  
Componente da Banca

  
MARIA DA GUIA DA SILVA, Ph.D., UFMA  
Componente da Banca

  
WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG  
Componente da Banca

  
WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES, Ph.D., UFCG  
Componente da Banca

CAMPINA GRANDE – PB  
DEZEMBRO - 2010

## **Dedicatória**

A Gislaine

## **Agradecimentos**

O autor agradece à amizade e orientação do Dr. Benemar Alencar, da UFCG, sem o qual este trabalho não teria sucesso.

Agradece ainda à sua família, pelo amor, incentivo e suporte, sempre presentes.

## Resumo

Resumo da Tese submetida à UFCG em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Doutor em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

### **Avaliação de Desempenho e Risco em Sistemas Elétricos de Potência**

Iony Patriota de Siqueira

**Orientador:** Benemar Alencar de Souza

**Área de Concentração:** Processamento de Energia

**Palavras Chave:** Confiabilidade, Disponibilidade, Desempenho, Risco, Modelagem de Falhas, Propagação de Falhas, Desligamentos em Cascata.

**Número de Páginas:** 586

Esta tese descreve um método formal de avaliar o desempenho e risco associados a sistemas elétricos de potência e instalações interligadas. O estudo propõe um modelo de propagação de perturbações e seus impactos nos valores esperados de indicadores de performance e risco de sistemas de potência, e sua contribuição e impacto cruzado de vários agentes e atores de mercado durante desligamentos no sistema elétrico. O método é baseado na propagação de perturbações em cascata através da topologia da rede elétrica, podendo ser usado para planejamento e diagnóstico de falhas em tempo real, e avaliação pós-operacional. Além das taxas de saída forçada e programada intrínsecas aos equipamentos, outros fatores são considerados tais como segurança e confiabilidade de proteções, falhas ocultas e de disjuntores, e tempos de restauração manual e religamento automático após uma perturbação. Sua contribuição conjunta determina o nível final de continuidade de cada nó da rede elétrica, e a fração de responsabilidade de cada agente. Com pequenas mudanças, o método pode ser aplicado a muitos outros processos industriais. Para isto, um programa em *MatLab*<sup>®</sup> foi desenvolvido para ser aplicável a qualquer processo que utilize componentes interdependentes. Um estudo de caso real ilustra sua aplicação a uma instalação elétrica de extra-alta tensão, enquanto um sistema de potência de pequena escala é usado ao longo da tese para ilustrar os métodos.

# Abstract

Abstract of the Thesis presented to UFCG as a partial fulfillment of the requirements for the Degree of Doctor in Sciences on Electrical Engineering Domain.

## Performance and Risk Assessment of Electric Power Systems

Iony Patriota de Siqueira

**Supervisor:** Benemar Alencar de Souza

**Area of Concentration:** Energy Processing

**Keywords:** Reliability, Availability, Performance, Risk, Failure Modeling, Failure Propagation, Cascade Blackout.

**Number of Pages:** 586

This thesis describes a formal method to assess the performance and risk related to electric power systems and networked installations. The study proposes a model of disturbance propagation and their impact on the expected values of performance indicators and risk of power systems, and the contribution and cross impact from several market agents and actors during outages in the electric grid. The method is based on cascade disturbance propagation through the topology of the electric grid, and as such can be used for planning and fault diagnosing in real-time or post operation. Besides intrinsic forced and programmed outage rates of equipment, other factors are considered such as protection reliability and dependability, hidden and breaker failures, and time to manual restoring and automatic reclosing after a disturbance. Their joint contribution determines the final continuity level of each grid node, and the fraction of responsibility of each agent. With minor changes, the method can be applied to many other process industries. To that end a *MatLab*<sup>®</sup> program was developed to be applied to any process that uses interdependent components. A real study-case shows its application to an extra-high voltage electric installation, while a small-scale power system is used throughout the thesis to illustrate the methods.

## Lista de Figuras

<i>Figura 1 – Avaliação de Desempenho e Risco .....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 2 – Estágios de Desligamentos em Cascata.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 3 – Modelo para Avaliação Probabilística de Riscos.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 4 – Diagrama de Transição de Cadeia de Markov.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 5 – Modelo de Processo Identidade.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 6 – Modelo de Processo Periódico.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 7 – Modelo de Processos Redutíveis.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 8 – Modelo de Rede de Petri .....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 9 – Modelo de Rede de Petri com Arcos Inibidores .....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 10 – Modelo de Rede de Petri Estocástica .....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 11 – Modelo de Rede de Petri Estocástica Generalizada .....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 12 – Rede Bayesiana.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 13 – Modelo de Estados ARP e BRP.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 14 – Modelo de Estados MRP.....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 15 – Modelo Markoviano de Componente Primário .....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 16 – Rede de Petri de Componente Primário .....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 17 – Modelo Simplificado de Componente Primário .....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 18 – Rede de Petri Simplificada de Componente Primário .....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 19 – Modelo de Transições entre Estados da Proteção.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 20 – Rede de Petri de Proteção .....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 21 – Modelo Simplificado da Proteção.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 22 – Rede de Petri Simplificada da Proteção.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 23 – Modelo de Frequência Própria de Saída Forçada.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 24 – Modelo de Frequência Própria de Saída Programada .....</i>	<i>136</i>
<i>Figura 25 – Modelo de Duração Própria de Saída Forçada .....</i>	<i>138</i>
<i>Figura 26 – Modelo de Duração Própria de Saída Programada .....</i>	<i>139</i>
<i>Figura 27 – Modelo de Duração Própria de Reconexão .....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 28 – Modelo de Confiabilidade Própria da Proteção .....</i>	<i>144</i>
<i>Figura 29 – Modelo de Vulnerabilidade Própria da Proteção .....</i>	<i>145</i>
<i>Figura 30 – Modelo de Sistema Elétrico.....</i>	<i>148</i>
<i>Figura 31 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada .....</i>	<i>151</i>
<i>Figura 32 – Frequência Própria de Saída Forçada .....</i>	<i>152</i>
<i>Figura 33 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada .....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 34 – Frequência Própria de Saída Programada.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 35 – Modelo Vetorial de Confiabilidade Própria da Proteção.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 36 – Confiabilidade Própria da Proteção.....</i>	<i>157</i>
<i>Figura 37 – Modelo Vetorial de Vulnerabilidade Própria da Proteção .....</i>	<i>158</i>
<i>Figura 38 – Vulnerabilidade Própria da Proteção.....</i>	<i>159</i>
<i>Figura 39 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Reconexão .....</i>	<i>160</i>
<i>Figura 40 – Duração Própria da Reconexão .....</i>	<i>161</i>
<i>Figura 41 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Forçada.....</i>	<i>162</i>
<i>Figura 42 – Duração Própria de Saída Forçada.....</i>	<i>163</i>
<i>Figura 43 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Programada .....</i>	<i>164</i>
<i>Figura 44 – Duração Própria de Saída Programada .....</i>	<i>165</i>

<i>Figura 45 – Carga e Geração Própria Conectada</i> .....	167
<i>Figura 46 – Carga e Geração Própria Distribuída</i> .....	168
<i>Figura 47 – Zonas de Proteção</i> .....	180
<i>Figura 48 – Sistemas de Proteção</i> .....	181
<i>Figura 49 – Modelo de Níveis de Falha e Árvore de Eventos</i> .....	182
<i>Figura 50 – Raiz da Árvore de Falha do Sistema</i> .....	184
<i>Figura 51 – Falhas Críticas da Árvore de Falha do Sistema</i> .....	184
<i>Figura 52 – Árvore de Falhas Críticas</i> .....	185
<i>Figura 53 – Proteções de Retaguarda do Sistema</i> .....	187
<i>Figura 54 – Árvore de Falha do Sistema</i> .....	188
<i>Figura 55 – Rede de Petri de Adjacência Forçada</i> .....	192
<i>Figura 56 – Grafo de Adjacência Forçada</i> .....	195
<i>Figura 57 – Grafo de Adjacência Forçada com Modo de Falha Comum</i> .....	196
<i>Figura 58 – Causalidade de Desligamentos em Redes de Petri</i> .....	196
<i>Figura 59 – Rede de Petri para Causalidades de Adjacência Forçada</i> .....	197
<i>Figura 60 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Forçada</i> .....	198
<i>Figura 61 – Sistema Elétrico com Limitação de Transmissão</i> .....	198
<i>Figura 62 – Grafo de Adjacência Forçada com Limitação de Transmissão</i> .....	199
<i>Figura 63 – Grafo de Esquemas Especiais de Proteção</i> .....	199
<i>Figura 64 – Rede de Petri de Esquemas Especiais de Proteção</i> .....	200
<i>Figura 65 – Grafo de Interligação Forçada</i> .....	203
<i>Figura 66 – Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas</i> .....	206
<i>Figura 67 – Rede de Petri de Adjacência Programada e Forçada</i> .....	213
<i>Figura 68 – Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos</i> .....	215
<i>Figura 69 – Grafo de Desligamentos Programados Comuns</i> .....	216
<i>Figura 70 – Rede de Petri para Causalidades de Adjacência Programada</i> .....	216
<i>Figura 71 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Programada</i> .....	217
<i>Figura 72 – Grafo de Adjacência Programada com Limitação de Transmissão</i> .....	218
<i>Figura 73 – Grafo de Interligação Programada</i> .....	221
<i>Figura 74 – Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas</i> .....	224
<i>Figura 75 – Rede de Petri de Adjacência Protetiva</i> .....	231
<i>Figura 76 – Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos</i> .....	233
<i>Figura 77 – Grafo de Interligação Protetiva</i> .....	236
<i>Figura 78 – Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas</i> .....	239
<i>Figura 79 – Propagação de Desligamentos Forçados</i> .....	240
<i>Figura 80 – Grafo de Alcançabilidade Forçada</i> .....	243
<i>Figura 81 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Forçada</i> .....	244
<i>Figura 82 – Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada</i> .....	246
<i>Figura 83 – Grafo de Interligação por Alcançabilidade Forçada</i> .....	249
<i>Figura 84 – Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas</i> .....	251
<i>Figura 85 – Propagação de Desligamentos Programados</i> .....	252
<i>Figura 86 – Grafo de Alcançabilidade Programada</i> .....	255
<i>Figura 87 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Programada</i> .....	256
<i>Figura 88 – Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Programada</i> .....	257
<i>Figura 89 – Grafo de Interligação por Alcançabilidade Programada</i> .....	261
<i>Figura 90 – Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas</i> .....	263
<i>Figura 91 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva</i> .....	266
<i>Figura 92 – Modelo de Desligamentos Forçados e Protetivos</i> .....	267
<i>Figura 93 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva Limitada</i> .....	268
<i>Figura 94 – Grafo de Interligação por Vulnerabilidade Protetiva</i> .....	270

<i>Figura 95 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas.....</i>	<i>272</i>
<i>Figura 96 – Rede de Petri de Simultaneidade Forçada.....</i>	<i>274</i>
<i>Figura 97 – Diagrama Lógico de Simultaneidade Forçada .....</i>	<i>276</i>
<i>Figura 98 – Propagação de Desligamentos Simultâneos.....</i>	<i>278</i>
<i>Figura 99 – Grafo de Alcançabilidade Simultânea .....</i>	<i>281</i>
<i>Figura 100 – Modelo de Sistema Elétrico Equivalente .....</i>	<i>297</i>
<i>Figura 101 – Estudos e Bases de Dados de Planejamento e Operação .....</i>	<i>328</i>
<i>Figura 102 – Níveis Hierárquicos de um Sistema de Potência .....</i>	<i>328</i>
<i>Figura 103 – Frequência Total de Indisponibilidade.....</i>	<i>336</i>
<i>Figura 104 – Frequências Relativas de Indisponibilidade .....</i>	<i>343</i>
<i>Figura 105 – Duração Total de Indisponibilidade .....</i>	<i>347</i>
<i>Figura 106 – Duração Máxima de Indisponibilidade .....</i>	<i>348</i>
<i>Figura 107 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento .....</i>	<i>350</i>
<i>Figura 108 – Durações Relativas de Indisponibilidade .....</i>	<i>364</i>
<i>Figura 109 – Pontos de Controle .....</i>	<i>365</i>
<i>Figura 110 – Parcela Variável da Receita.....</i>	<i>371</i>
<i>Figura 111 – Modelo de Avaliação de Energia Não Suprida.....</i>	<i>372</i>
<i>Figura 112 – Energia Não Suprida Média por Desligamento .....</i>	<i>374</i>
<i>Figura 113 – Esperança de Potência Não Suprida por Desligamento .....</i>	<i>375</i>
<i>Figura 114 – Risco de Energia Não Suprida Total por Equipamento.....</i>	<i>378</i>
<i>Figura 115 – Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento.....</i>	<i>382</i>
<i>Figura 116 – Esperança de Potência Não Suprida por Equipamento .....</i>	<i>383</i>
<i>Figura 117 – Modelo de Avaliação de Energia Não Gerada .....</i>	<i>388</i>
<i>Figura 118 – Energia Não Gerada Média por Desligamento.....</i>	<i>391</i>
<i>Figura 119 – Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento.....</i>	<i>392</i>
<i>Figura 120 – Risco de Energia Não Gerada Total por Equipamento .....</i>	<i>395</i>
<i>Figura 121 – Esperança de Energia Não Gerada por Equipamento .....</i>	<i>398</i>
<i>Figura 122 – Esperança de Potência Não Gerada por Equipamento .....</i>	<i>399</i>
<i>Figura 123 – Probabilidade de Perda de Carga por Equipamento.....</i>	<i>406</i>
<i>Figura 124 – Esperança de Perda de Carga por Equipamento.....</i>	<i>407</i>
<i>Figura 125 – Probabilidade de Perda de Geração por Equipamento.....</i>	<i>412</i>
<i>Figura 126 – Esperança de Perda de Geração por Equipamento.....</i>	<i>413</i>
<i>Figura 127 – Risco da Proteção.....</i>	<i>419</i>
<i>Figura 128 – Risco do Equipamento .....</i>	<i>422</i>
<i>Figura 129 – Frequência de Eventos Catastróficos .....</i>	<i>425</i>
<i>Figura 130 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Carga.....</i>	<i>429</i>
<i>Figura 131 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Geração.....</i>	<i>430</i>
<i>Figura 132 – Eficiência dos Equipamentos da Rede.....</i>	<i>436</i>
<i>Figura 133 – Disponibilidade dos Equipamentos da Rede.....</i>	<i>438</i>
<i>Figura 134 – Qualidade dos Equipamentos da Rede.....</i>	<i>440</i>
<i>Figura 135 – Eficiência Global dos Equipamentos.....</i>	<i>442</i>
<i>Figura 136 – Taxas de Sensibilidades de Saídas Forçadas para Barra.....</i>	<i>444</i>
<i>Figura 137 – Fatores de Importância para Saídas Forçadas da Barra de Carga... </i>	<i>445</i>
<i>Figura 138 – Análise de Contingências em Tempo Real .....</i>	<i>448</i>
<i>Figura 139 – Falha em Linha de Transmissão .....</i>	<i>452</i>
<i>Figura 140 – Subestação de Recife II.....</i>	<i>460</i>
<i>Figura 141 – Raiz da Árvore de Falha de Recife II .....</i>	<i>461</i>
<i>Figura 142 – Zonas de Proteção de Recife II.....</i>	<i>462</i>
<i>Figura 143 – Sistemas de Proteção de Recife II.....</i>	<i>463</i>
<i>Figura 144 – Grafo de Adjacência Protetiva de Recife II.....</i>	<i>464</i>

<i>Figura 145 – Árvore de Falha de Recife II.....</i>	<i>467</i>
<i>Figura 146 – Distribuição Horária de Risco Catastrófico da SE Recife II.....</i>	<i>469</i>
<i>Figura 147 – Distribuição Percentual de Áreas de Risco de Recife II.....</i>	<i>470</i>
<i>Figura 148 – Distribuição de Risco da Proteção de Recife II.....</i>	<i>471</i>
<i>Figura 149 – Fluxograma do Programa MatLab®.....</i>	<i>498</i>
<i>Figura 150 – Modelo de Sistema Elétrico Exemplo.....</i>	<i>519</i>
<i>Figura 151 – Caso Base de Fluxo de Carga.....</i>	<i>520</i>

## Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 – Níveis de Segurança Estática de Sistemas de Potência</i> .....	79
<i>Tabela 2 – Modelo de Impacto Cruzado</i> .....	82
<i>Tabela 3 – Rede Bayesiana</i> .....	111
<i>Tabela 4 – Modos de Falha de Proteção</i> .....	125
<i>Tabela 5 – Equipamentos do Sistema Elétrico Exemplo</i> .....	149
<i>Tabela 6 – Matriz de Sistemas</i> .....	150
<i>Tabela 7 – Frequência Própria de Saída Forçada</i> .....	152
<i>Tabela 8 – Frequência Própria de Saída Programada</i> .....	154
<i>Tabela 9 – Confiabilidade Própria da Proteção</i> .....	157
<i>Tabela 10 – Vulnerabilidade Própria da Proteção</i> .....	159
<i>Tabela 11 – Duração Própria de Reconexão</i> .....	161
<i>Tabela 12 – Duração Própria de Saída Forçada</i> .....	163
<i>Tabela 13 – Duração Própria de Saída Programada</i> .....	165
<i>Tabela 14 – Carga e Geração Própria Conectada</i> .....	166
<i>Tabela 15 – Modelo de Base de Dados</i> .....	169
<i>Tabela 16 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos</i> .....	201
<i>Tabela 17 – Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos</i> .....	202
<i>Tabela 18 – Partição da Matriz de Adjacência Forçada entre Empresas</i> .....	204
<i>Tabela 19 – Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas</i> .....	205
<i>Tabela 20 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 1</i> .....	208
<i>Tabela 21 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 2</i> .....	208
<i>Tabela 22 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 3</i> .....	208
<i>Tabela 23 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 4</i> .....	209
<i>Tabela 24 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 2</i> .....	210
<i>Tabela 25 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 3</i> .....	210
<i>Tabela 26 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 4</i> .....	211
<i>Tabela 27 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem <math>\leq 2</math></i> .....	211
<i>Tabela 28 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem <math>\leq 3</math></i> .....	212
<i>Tabela 29 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem <math>\leq 4</math></i> .....	212
<i>Tabela 30 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos</i> .....	219
<i>Tabela 31 – Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos</i> .....	220
<i>Tabela 32 – Partição da Matriz de Adjacência Programada entre Empresas</i> .....	222
<i>Tabela 33 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas</i> .....	223
<i>Tabela 34 – Matriz de Propagação Programada de Equipamentos de Ordem 1</i> .....	226
<i>Tabela 35 – Matriz de Propagação Programada de Equipamentos de Ordem 2</i> .....	226
<i>Tabela 36 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem 2</i> .....	228
<i>Tabela 37 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem 3</i> .....	228
<i>Tabela 38 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem <math>\leq 2</math></i> .....	229
<i>Tabela 39 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem <math>\leq 3</math></i> .....	229
<i>Tabela 40 – Matriz de Adjacência Protetiva</i> .....	234
<i>Tabela 41 – Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos</i> .....	235
<i>Tabela 42 – Partição da Matriz de Adjacência Protetiva entre Empresas</i> .....	237
<i>Tabela 43 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas</i> .....	238
<i>Tabela 44 – Matriz de Alcançabilidade Forçada</i> .....	242

<i>Tabela 45 – Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada</i>	245
<i>Tabela 46 – Matriz de Associação Originária Forçada</i>	247
<i>Tabela 47 – Matriz de Associação Destinatária Forçada</i>	248
<i>Tabela 48 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Empresas</i>	249
<i>Tabela 49 – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas</i>	250
<i>Tabela 50 – Matriz de Alcançabilidade Programada</i>	254
<i>Tabela 51 – Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada</i>	257
<i>Tabela 52 – Matriz de Associação Originária Programada</i>	259
<i>Tabela 53 – Matriz de Associação Destinatária Programada</i>	259
<i>Tabela 54 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Empresas</i>	260
<i>Tabela 55 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas</i>	262
<i>Tabela 56 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva</i>	265
<i>Tabela 57 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada</i>	268
<i>Tabela 58 – Partição da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Empresas</i>	269
<i>Tabela 59 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas</i>	271
<i>Tabela 60 – Matriz de Simultaneidade de Entrada</i>	277
<i>Tabela 61 – Matriz de Simultaneidade de Saída</i>	277
<i>Tabela 62 – Matriz de Alcançabilidade Simultânea</i>	280
<i>Tabela 63 – Limites de Interrupção</i>	283
<i>Tabela 64 – Matriz de Alcançabilidade Forçada Restrita</i>	284
<i>Tabela 65 – Matriz de Alcançabilidade Programada Restrita</i>	284
<i>Tabela 66 – Matriz de Adjacência Protetiva Restrita</i>	284
<i>Tabela 67 – Matriz de Alcançabilidade Forçada Probabilística</i>	287
<i>Tabela 68 – Matriz de Alcançabilidade Programada Probabilística</i>	287
<i>Tabela 69 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Probabilística</i>	287
<i>Tabela 70 – Matriz de Adjacência Forçada Equivalente</i>	289
<i>Tabela 71 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente</i>	289
<i>Tabela 72 – Matriz de Adjacência Programada Equivalente</i>	292
<i>Tabela 73 – Vetor de Equivalentes Topológicos</i>	297
<i>Tabela 74 – Parâmetros Equivalentes Topológicos</i>	298
<i>Tabela 75 – Parâmetros Topológicos Originais</i>	298
<i>Tabela 76 – Matriz de Alcançabilidade Forçada Equivalente</i>	298
<i>Tabela 77 – Matriz de Alcançabilidade Programada Equivalente</i>	299
<i>Tabela 78 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente</i>	299
<i>Tabela 79 – Centralidade Própria para Saídas Forçadas</i>	300
<i>Tabela 80 – Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Forçada</i>	302
<i>Tabela 81 – Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Forçada</i>	302
<i>Tabela 82 – Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas</i>	302
<i>Tabela 83 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Forçadas</i>	304
<i>Tabela 84 – Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos</i>	305
<i>Tabela 85 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Forçada</i>	307
<i>Tabela 86 – Itens Relevantes para Saídas Forçadas</i>	308
<i>Tabela 87 – Centralidade Própria para Saídas Programadas</i>	310
<i>Tabela 88 – Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Programada</i>	311
<i>Tabela 89 – Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Programada</i>	311
<i>Tabela 90 – Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas</i>	312
<i>Tabela 91 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Programadas</i>	313
<i>Tabela 92 – Graus de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos</i>	314
<i>Tabela 93 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Programada</i>	316
<i>Tabela 94 – Itens Relevantes para Saídas Programadas</i>	317

Tabela 95 – Centralidade Própria para Saídas Protetivas .....	319
Tabela 96 – Autovalores da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva .....	320
Tabela 97 – Autovetores da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva .....	320
Tabela 98 – Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas.....	321
Tabela 99 – Modelo de Base de Dados Topológicos.....	322
Tabela 100 – Frequências de Saída Resultantes .....	336
Tabela 101 – Frequência Total de Indisponibilidade.....	336
Tabela 102 – Frequências Equivalentes de Interrupção por Sistema .....	338
Tabela 103 – Frequências Equivalentes de Interrupção na Geração por Sistema	339
Tabela 104 – Responsabilidade por Frequência de Desligamentos .....	341
Tabela 105 – Matriz de Contribuição ou Responsabilidade de Frequência .....	342
Tabela 106 – Frequências Relativas de Indisponibilidade .....	343
Tabela 107 – Durações de Desligamentos Resultantes.....	346
Tabela 108 – Duração Total de Indisponibilidade .....	346
Tabela 109 – Duração Máxima de Interrupção Contínua.....	348
Tabela 110 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento .....	349
Tabela 111 – Durações Médias de Interrupção de Consumidores por Sistema ...	353
Tabela 112 – Durações Médias de Interrupção de Geradores por Sistema.....	357
Tabela 113 – Responsabilidade por Duração de Desligamentos.....	359
Tabela 114 – Matriz de Contribuição ou Responsabilidade de Duração.....	360
Tabela 115 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Carga.....	361
Tabela 116 – Matriz de Responsabilidade por Duração de Interrupção de Carga.	361
Tabela 117 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Geração.....	362
Tabela 118 – Matriz de Responsabilidade por Duração de Saída de Geração.....	362
Tabela 119 – Durações Relativas de Indisponibilidade.....	363
Tabela 120 – Pontos de Controle.....	365
Tabela 121 – Indicadores de Pontos de Controle .....	367
Tabela 122 – Equivalente Topológico nos Pontos de Controle.....	367
Tabela 123 – Fatores de Penalização da Parcela Variável.....	370
Tabela 124 – Franquias de Penalização da Parcela Variável.....	370
Tabela 125 – Parcela Variável do Sistema Modelo.....	370
Tabela 126 – Esperança de Energia Não Suprida por Desligamento .....	374
Tabela 127 – Esperança de Potência Não Suprida por Desligamento .....	375
Tabela 128 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Desligamento ...	376
Tabela 129 – Risco de Energia Não Suprida por Equipamento .....	378
Tabela 130 – Risco de Energia Não Suprida Total por Sistema por Desligamento	379
Tabela 131 – Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento.....	381
Tabela 132 – Esperança de Potência Não Suprida por Equipamento .....	382
Tabela 133 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Equipamento ...	384
Tabela 134 – Responsabilidade por Energia não Suprida .....	385
Tabela 135 – Matriz de Responsabilidade por Energia não Suprida .....	386
Tabela 136 – Responsabilidade por Potência não Suprida.....	387
Tabela 137 – Matriz de Responsabilidade por Potência não Suprida .....	387
Tabela 138 – Esperança de Energia Não Gerada por Desligamento .....	391
Tabela 139 – Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento.....	392
Tabela 140 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Desligamento....	393
Tabela 141 – Risco de Energia Não Gerada por Equipamento .....	394
Tabela 142 – Esperança de Energia não Gerada por Equipamento.....	398
Tabela 143 – Esperança de Potência Não Gerada Por Equipamento .....	399
Tabela 144 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Equipamento.....	400

<i>Tabela 145 – Responsabilidade por Energia não Gerada.....</i>	<i>402</i>
<i>Tabela 146 – Matriz de Responsabilidade por Energia não Gerada.....</i>	<i>402</i>
<i>Tabela 147 – Responsabilidade por Potência não Gerada.....</i>	<i>404</i>
<i>Tabela 148 – Matriz de Responsabilidade por Potência não Gerada.....</i>	<i>404</i>
<i>Tabela 149 – Probabilidade de Perda de Carga.....</i>	<i>406</i>
<i>Tabela 150 – Esperança de Perda de Carga.....</i>	<i>407</i>
<i>Tabela 151 – Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento.....</i>	<i>408</i>
<i>Tabela 152 – Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema.....</i>	<i>409</i>
<i>Tabela 153 – Esperança de Perda de Carga de Cada Sistema.....</i>	<i>409</i>
<i>Tabela 154 – Probabilidade de Perda de Geração.....</i>	<i>411</i>
<i>Tabela 155 – Esperança de Perda de Geração.....</i>	<i>413</i>
<i>Tabela 156 – Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento.....</i>	<i>414</i>
<i>Tabela 157 – Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema.....</i>	<i>415</i>
<i>Tabela 158 – Esperança de Perda de Geração de Cada Sistema.....</i>	<i>415</i>
<i>Tabela 159 – Níveis de Integridade de Segurança.....</i>	<i>418</i>
<i>Tabela 160 – Risco da Proteção.....</i>	<i>418</i>
<i>Tabela 161 – Risco do Equipamento.....</i>	<i>421</i>
<i>Tabela 162 – Frequência de Eventos Catastróficos.....</i>	<i>425</i>
<i>Tabela 163 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Carga.....</i>	<i>429</i>
<i>Tabela 164 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Geração.....</i>	<i>430</i>
<i>Tabela 165 – Robustez da Carga e Geração por Sistema.....</i>	<i>431</i>
<i>Tabela 166 – Classificação de Risco por Severidade.....</i>	<i>432</i>
<i>Tabela 167 – Severidade da Carga e Geração por Sistema.....</i>	<i>433</i>
<i>Tabela 168 – Eficiência dos Equipamentos da Rede.....</i>	<i>436</i>
<i>Tabela 169 – Disponibilidade dos Equipamentos da Rede.....</i>	<i>437</i>
<i>Tabela 170 – Qualidade dos Equipamentos da Rede.....</i>	<i>439</i>
<i>Tabela 171 – Eficiência Global dos Equipamentos.....</i>	<i>441</i>
<i>Tabela 172 – Matriz de Taxas de Sensibilidades de Saídas Forçadas.....</i>	<i>443</i>
<i>Tabela 173 – Matriz de Fatores de Importância de Saídas Forçadas.....</i>	<i>445</i>
<i>Tabela 174 – Vetores de Estado Anterior e Posterior.....</i>	<i>452</i>
<i>Tabela 175 – Vetor de Resíduos.....</i>	<i>452</i>
<i>Tabela 176 – Diagnóstico de Falhas Primárias.....</i>	<i>453</i>
<i>Tabela 177 – Vetor de Falha Primária.....</i>	<i>454</i>
<i>Tabela 178 – Vetor de Desligamentos.....</i>	<i>455</i>
<i>Tabela 179 – Resíduos da Proteção.....</i>	<i>455</i>
<i>Tabela 180 – Diagnóstico de Falhas de Proteção.....</i>	<i>457</i>
<i>Tabela 181 – Matriz de Adjacência Protetiva de Recife II.....</i>	<i>466</i>
<i>Tabela 182 – Frequências de Falha e Probabilidade de Falha da Proteção.....</i>	<i>468</i>
<i>Tabela 183 – Setores de Infraestrutura Básica.....</i>	<i>481</i>
<i>Tabela 184 – Dados de Entrada do Programa.....</i>	<i>482</i>
<i>Tabela 185 – Dados de Saída do Programa.....</i>	<i>483</i>
<i>Tabela 186 – Mensagens de Inexistência de Dados de Entrada.....</i>	<i>491</i>
<i>Tabela 187 – Mensagens de Estruturas Inadequadas de Dados de Entrada.....</i>	<i>492</i>
<i>Tabela 188 – Mensagens de Tipos Inadequados de Dados de Entrada.....</i>	<i>493</i>
<i>Tabela 189 – Mensagens de Inconsistência nos Dados de Entrada.....</i>	<i>494</i>
<i>Tabela 190 – Mensagens de Valores Inadequados de Dados de Entrada.....</i>	<i>496</i>

## Lista de Abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
ARP	Age Replacement Policy
ASAI	Average Service Availability Index
BRP	Block Replacement Policy
CA	Corrente Alternada
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIDIS	System Customer Average Interruption Duration Index
CC	Corrente Contínua
CCA	Cause-Consequence Analysis
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems
CIM	Common Information Model
CODI	Comitê de Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção do Consumidor
DEG	Duração Equivalente de Interrupção do Gerador
DIC	Duração de Interrupção do Consumidor
DIG	Duração de Interrupção do Gerador
DIPC	Duração da Interrupção no Ponto de Controle
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua
DMIPC	Duração Máxima da Interrupção no Ponto de Controle
DNS	Demanda Não Suprida
DOE	Department of Energy
DYLAM	Dynamic Event Logic Analytical Methodology
EDNS	Esperança de Demanda Não Suprida
EENG	Esperança de Energia Não Gerada
EENS	Esperança de Energia Não Suprida
EER	Eficiência Esperada da Rede
EMS	Energy Management System
ENS	Energia Não Suprida
EPC	Esperança de Perda de Carga
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPG	Esperança de Perda de Geração
EPNG	Esperança de Potência Não Gerada
EPNS	Esperança de Potência Não Suprida
EPS	Esperança de Potência Suprida
ERR	Eficiência Real da Rede
ETA	Event Tree Analysis
FACTS	Flexible AC Transmission System
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção do Consumidor
FEG	Frequência Equivalente de Interrupção do Gerador

FIC	Frequência de Interrupção do Consumidor
FIG	Frequência de Interrupção do Gerador
FIPC	Frequência da Interrupção no Ponto de Controle
FMEA	Failure Mode and Effect Analysis
FMECA	Failure Mode, Effect and Criticality Analysis
FOR	Forced Outage Rate
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FT	Função Transmissão
FTA	Fault (or Failure) Tree Analysis
GASAI	Generation Average Service Availability Index
GCAIDI	Generation Customer Average Interruption Duration Index
GCAIDIS	Generation System Customer Average Interruption Duration Index
GSAIDI	Generation System Average Interruption Duration Index
GSAIFI	Generation System Average Interruption Frequency Index
GSPN	Generalized Stochastic Petri Net
HAZOP	Hazard and Operability Analysis
HVDC	High-Voltage Direct-Current Transmission
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
IR	Indicador de Robustez
IS	Indicador de Severidade
ISO	International Standard Organization
ISO	Independent System Operator
KPI	Key Performance Indicator
LESC	London Electric Supply Corporation
LOGC	Loss of Generation Cost
LOGE	Loss of Generation Expectation
LOGP	Loss of Generation Probability
LOLC	Loss of Load Cost
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MME	Ministério de Minas e Energia
MORT	Management Oversight Risk Tree
MRP	Minimal Repair Policy
MTBF	Mean Time Between Failure
MTBM	Mean Time Between Maintenance
MTTC	Mean Time to Correct
MTTD	Mean Time to Defect
MTTE	Mean Time to Energize
MTTF	Mean Time to Failure
MTTM	Mean Time to Maintain
MTTR	Mean Time to Repair
NBR	Norma Brasileira
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NH0	Nível Hierárquico Zero
NH1	Nível Hierárquico Um
NH2	Nível Hierárquico Dois
NH3	Nível Hierárquico Três

OEE	Overall Equipment Effectiveness
OIS	Operador Independente do Sistema
OMS	Outage Management System
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PES	Power Engineering Society
PFD	Probability of Failure on Demand
PMU	Phasor Measurement Unit
PN	Petri Net
PPC	Probabilidade de Perda de Carga
PPG	Probabilidade de Perda de Geração
PRA	Probabilistic Risk Assessment
PV	Parcela Variável
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PVRO	Parcela Variável por Restrição Operativa
RAS	Remedial Action System
RBSA	Risk-based Security Assessment
RCM	Reliability-Centered Maintenance
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIL	Safety Integrity Level
SIPS	System Integrity Protection Scheme
SMORT	Safety Management Organization Review Technique
SPN	Stochastic Petri Net
SVC	Static VAR Compensator
TNT	Trinitrotolueno
TPM	Total Productive Maintenance
TSO	Transmission System Operator
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
VTLD	Variação de Tensão de Longa Duração
WAMPS	Wide Area Monitoring and Protection System
WAPC	Wide Area Protection and Control
XML	Extensible Markup Language

## Simbologia

$\infty$	Infinito
$\otimes$	Operador Booleano de Produto Interno Disjuntivo
$\oplus$	Operador Booleano de Soma de Matrizes Elemento a Elemento
$\Omega$	Espaço de Estados
<b>A</b>	Matriz Quadrada Qualquer
<i>A</i>	Conjunto Finito Não Vazio de Arcos de Rede Bayesiana
$A \wedge B$	Conjunção das Variáveis Lógicas <i>A</i> e <i>B</i>
$A \vee B$	Disjunção das Variáveis Lógicas <i>A</i> e <i>B</i>
<b>A ∩ B</b>	Interseção dos Conjuntos <b>A</b> e <b>B</b>
<b>A ⊂ B</b>	Conjunto <b>A</b> é um Subconjunto de <b>B</b>
<b>A ∪ B</b>	União dos Conjuntos <b>A</b> e <b>B</b>
$a \in A$	Pertinência do Elemento <i>a</i> ao conjunto <b>A</b>
<i>AC</i>	Número de Atuações Corretas do Sistema de Proteção
<b>ADVLI</b>	Autovalores da Matriz de Associação Destinatária Forçada
<b>ADVLP</b>	Autovalores da Matriz de Associação Destinatária Programada
<b>ADVTI</b>	Autovetores da Matriz de Associação Destinatária Forçada
<b>ADVTP</b>	Autovetores da Matriz de Associação Destinatária Programada
<b>A<sub>I</sub></b>	Matriz de Alcançabilidade Forçada
<i>A<sub>I</sub></i>	Conjunto de Arestas do Grafo de Alcançabilidade Forçada
<i>A<sub>I</sub></i>	Par Ordenado de Elementos do Grafo de Alcançabilidade Forçada
<i>AI</i>	Número de Atuações Incorretas do Sistema de Proteção
<b>A<sub>I</sub><sup>D</sup></b>	Matriz de Associação Destinatária Forçada
<b>A<sub>II</sub></b>	Vetor de Grau de Entrada Alcançável Forçada
<b>A<sub>ij</sub></b>	Matriz de Alcançabilidade Forçada da Empresa <i>i</i> em <i>j</i>
<b>A<sub>I</sub><sup>O</sup></b>	Matriz de Associação Originária Forçada
<b>A<sub>IO</sub></b>	Vetor de Grau de Saída Alcançável Forçada
<b>A<sub>I</sub><sup>P</sup></b>	Matriz de Alcançabilidade Forçada Probabilística
<b>A<sub>I</sub><sup>R</sup></b>	Matriz de Alcançabilidade Forçada Restrita
<b>AOVLI</b>	Autovalores da Matriz de Associação Originária Forçada
<b>AOVLP</b>	Autovalores da Matriz de Associação Originária Programada
<b>AOVTI</b>	Autovetores da Matriz de Associação Originária Forçada
<b>AOVTP</b>	Autovetores da Matriz de Associação Originária Programada
<i>A<sub>P</sub></i>	Par Ordenado de Elementos do Grafo de Alcançabilidade Programada
<b>A<sub>P</sub></b>	Conjunto de Arestas do Grafo de Alcançabilidade Programada
<b>A<sub>P</sub></b>	Matriz de Alcançabilidade Programada
<b>A<sub>P</sub><sup>D</sup></b>	Matriz de Associação Destinatária Programada
<b>A<sub>PI</sub></b>	Vetor de Grau de Entrada Alcançável Programada
<b>A<sub>Pij</sub></b>	Matriz de Alcançabilidade Programada da Empresa <i>i</i> em <i>j</i>
<b>A<sub>P</sub><sup>O</sup></b>	Matriz de Associação Originária Programada
<b>A<sub>PO</sub></b>	Vetor de Grau de Saída Alcançável Programada
<b>A<sub>P</sub><sup>P</sup></b>	Matriz de Alcançabilidade Programada Probabilística
<b>A<sub>P</sub><sup>R</sup></b>	Matriz de Alcançabilidade Programada Restrita

$ASAI$	Indisponibilidade Média de Consumidor do Sistema
$ASAI_S$	Indisponibilidade Média de Consumidor por Sistema
$A^T$	Transposição da Matriz ou Vetor A
$AVLC$	Autovalores da Matriz Alcançabilidade Protetiva
$AVL_I$	Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Forçada
$AVL_P$	Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Programada
$AVTC$	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Protetiva
$AVT_I$	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Forçada
$AVT_P$	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Programada
$AVTP$	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Programada
$B$	Matriz Quadrada Qualquer
$B_i$	Conjunto de Proteções de Retaguarda do Equipamento $i$
$c$	Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção
$c_D$	Matriz Diagonal de $c$
$C_{AC}$	Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas
$CA_{DI}$	Centralidade de Associação Destinatária Forçada
$CA_{DP}$	Centralidade de Associação Destinatária Programada
$CA_I$	Vetor de Centralidade de Autovalor para Saídas Forçadas
$C_{AI}$	Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas
$CAIDI$	Duração Média de Interrupção a Consumidor
$CAIDIS$	Duração Média de Interrupção a Consumidor do Sistema
$CAIDIS_S$	Duração Média de Interrupção a Consumidor por Sistema
$CAIDIS_S$	Duração Média de Interrupção de Consumo por Sistema
$CA_{OI}$	Centralidade de Associação Originária Forçada
$CA_{OP}$	Centralidade de Associação Originária Programada
$CA_P$	Vetor de Centralidade de Autovalor para Saídas Programadas
$C_{AP}$	Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas
$C_D$	Consequência de Uma Catástrofe na Planta
$CF_I$	Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada
$C_{Fi}$	Consequência de Uma Falha da Unidade $i$ sem Falha de Proteção
$CF_P$	Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada
$CG_C^I$	Centralidade de Grau para Saídas Protetivas por cada Componente
$CG_C^O$	Centralidade de Grau para Saídas Protetivas em cada Componente
$CG_I^I$	Centralidade de Grau para Saídas Forçadas por cada Componente
$CG_I^O$	Centralidade de Grau para Saídas Forçadas em cada Componente
$CG_P^I$	Centralidade de Grau para Saídas Programadas por cada Componente
$CG_P^O$	Centralidade de Grau para Saídas Programadas em cada Componente
$C_i$	Consequência do Evento $i$
$c_i$	Taxa de Retorno do Estado $i$
$c_i$	Confiabilidade Própria da Proteção do Equipamento $i$
$c_{ij}$	Taxa de Retorno da Transição do Estado $i$ para $j$
$CP_C$	Centralidade Própria para Saídas Protetivas
$C_{Pi}$	Consequência de Uma Falha da Proteção da Unidade $i$
$CP_I$	Centralidade Própria para Saídas Forçadas
$CP_P$	Centralidade Própria para Saídas Programadas
$D$	Vetor de Indisponibilidade dos Equipamentos
$D_A$	Vetor de Duração Acumulada de Indisponibilidade
$D_{AC}$	Vetor de Tempo Total de Saída por Falha de Proteção
$D_{AI}$	Vetor de Tempo Total de Saída Forçada
$D_{Aij}$	Matriz de Duração da Contribuição da Empresa $i$ sobre $j$

$\mathbf{D}_{AIX}$	Matriz de Indisponibilidade Acumulada
$\mathbf{D}_{AP}$	Vetor de Tempo Total de Saída Programada
$\mathbf{D}_C$	Vetor de Duração Média de Indisponibilidade Protetiva
$\mathbf{D}^{Ci}$	Vetor de Desligamentos Corretos
$\mathbf{DEC}$	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
$\mathbf{DEG}$	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Geradora
$\mathbf{DG}_{Aij}$	Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Geração
$\mathbf{D}_I$	Vetor de Duração Média de Indisponibilidade Forçada
$\mathbf{d}_I$	Vetor de Duração Própria de Saída Forçada
$\mathbf{DIC}$	Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
$\mathbf{d}_{ID}$	Matriz Diagonal de $\mathbf{d}_I$
$\mathbf{d}_{ID}^E$	Matriz Diagonal de Duração Própria Equivalente de Saída Forçada
$\mathbf{d}_I^E$	Vetor de Duração Própria Equivalente de Saída Forçada
$\mathbf{DIG}$	Duração de Interrupção por Unidade Geradora
$d_{li}$	Duração Própria de Saída Forçada do Equipamento $i$
$d_{li}^E$	Duração Própria de Saída Forçada Equivalente do Equipamento $i$
$\mathbf{DIPC}$	Duração de Interrupção dos Pontos de Controle
$\mathbf{DIPCM}$	Vetor de Valor Médio de $\mathbf{DIPC}$
$\mathbf{DL}_{Aij}$	Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga
$D_{MAX}$	Carga de Demanda Máxima da Hora Anterior à Perturbação
$DMDFD$	Duração Média de Desligamento Forçado das Funções
$\mathbf{DMIC}$	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
$\mathbf{DMIPC}$	Vetor de Duração Máxima de $\mathbf{DIPC}$
$\mathbf{DNS}$	Vetor de Demanda Média Não Suprida
$\mathbf{DNS}_A$	Vetor de Demanda Acumulada Não Suprida
$\mathbf{DNS}_I$	Vetor de Demanda Não Suprida por Saída Forçada
$\mathbf{DNS}_P$	Vetor de Demanda Não Suprida por Saída Programada
$DNS_T$	Demanda Total Não Suprida
$\mathbf{D}_P$	Vetor de Duração Média de Indisponibilidade Programada
$\mathbf{d}_P$	Vetor de Duração Própria de Saída Programada
$\mathbf{d}_{PD}$	Matriz Diagonal de $\mathbf{d}_P$
$\mathbf{d}_{PD}^E$	Matriz Diagonal de Duração Própria Equivalente de Saída Programada
$\mathbf{d}_P^E$	Vetor de Duração Própria Equivalente de Saída Programada
$d_{Pi}$	Duração Própria de Saída Programada do Equipamento $i$
$d_{Pi}^E$	Duração Própria de Saída Programada Equivalente do Equipamento $i$
$\mathbf{D}_R$	Duração Equivalente de Indisponibilidade
$\mathbf{D}_{RI}$	Vetor de Duração Média de Reconexão Forçada
$\mathbf{D}_{RP}$	Vetor de Duração Média de Reconexão Programada
$\mathbf{E}$	Vetor de Eficiência dos Equipamentos
$\mathbf{e}$	Vetor de Equivalentes Topológicos
$E[X]$	Esperança da Variável Aleatória $X$
$\mathbf{EA}$	Vetor de Estado Anterior
$\mathbf{e}_D$	Matriz Diagonal de Equivalentes Topológicos
$\mathbf{EENG}$	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada
$\mathbf{EENG}_C$	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Protetiva
$\mathbf{EENG}_C^D$	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Protetiva por Desligamento
$\mathbf{EENG}_C^E$	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Protetiva por Equipamento
$\mathbf{EENG}_{Cij}$	Responsabilidade por Energia não Gerada Protetiva
$\mathbf{EENG}^D$	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada por Desligamento
$\mathbf{EENG}^E$	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada por Equipamento

<b>EENG<sub>I</sub></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Forçada
<b>EENG<sub>I</sub><sup>D</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Forçada por Desligamento
<b>EENG<sub>I</sub><sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Forçada por Equipamento
<b>EENG<sub>Iij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Gerada Forçada
<b>EENG<sub>ij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Gerada
<b>EENG<sub>P</sub></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada Programada
<b>EENG<sub>P</sub><sup>D</sup></b>	Vetor <b>EENG<sub>P</sub></b> por Desligamento
<b>EENG<sub>P</sub><sup>E</sup></b>	Vetor <b>EENG<sub>P</sub></b> por Equipamento
<b>EENG<sub>Pij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Gerada Programada
<b>EENG<sub>RAlij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Gerada de Reconexão Forçada
<b>EENG<sub>RAPij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Gerada de Reconexão Programada
<b>EENG<sub>S</sub><sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Gerada p/Empresa p/Equipamento
<b>EENS</b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida
<b>EENS<sub>C</sub></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Protetiva
<b>EENS<sub>C</sub><sup>D</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Protetiva por Desligamento
<b>EENS<sub>C</sub><sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Protetiva por Equipamento
<b>EENS<sub>Cij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Suprida Protetiva
<b>EENS<sup>D</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida por Desligamento
<b>EENS<sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento
<b>EENS<sub>I</sub></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Forçada
<b>EENS<sub>I</sub><sup>D</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Forçada por Desligamento
<b>EENS<sub>I</sub><sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Forçada por Equipamento
<b>EENS<sub>Iij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Suprida Forçada
<b>EENS<sub>ij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Suprida
<b>EENS<sub>P</sub></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida Programada
<b>EENS<sub>P</sub><sup>D</sup></b>	Vetor <b>EENS<sub>P</sub></b> por Desligamento
<b>EENS<sub>P</sub><sup>E</sup></b>	Vetor <b>EENS<sub>P</sub></b> por Equipamento
<b>EENS<sub>Pij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Suprida Programada
<b>EENS<sub>RAlij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Suprida de Reconexão Forçada
<b>EENS<sub>RAPij</sub></b>	Responsabilidade por Energia não Suprida de Reconexão Programada
<b>EENS<sub>S</sub><sup>D</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida p/Empresa p/Desligamento
<b>EENS<sub>S</sub><sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Energia Não Suprida p/Empresa p/Equipamento
<b>EER</b>	Eficiência Esperada da Rede
<b>ENG</b>	Vetor de Energia Média Não Gerada
<b>ENG<sub>A</sub></b>	Vetor de Energia Acumulada Não Gerada
<b>ENG<sub>I</sub></b>	Vetor de Energia Não Gerada por Saída Forçada
<b>ENG<sub>P</sub></b>	Vetor de Energia Não Gerada por Saída Programada
<b>ENS</b>	Vetor de Energia Média Não Suprida
<b>ENS<sub>A</sub></b>	Vetor de Energia Acumulada Não Suprida
<b>ENS<sub>I</sub></b>	Vetor de Energia Não Suprida por Saída Forçada
<b>ENS<sub>P</sub></b>	Vetor de Energia Não Suprida por Saída Programada
<b>EP</b>	Vetor de Estado Posterior
<b>EPC</b>	Vetor de Esperança de Perda de Carga
<b>e<sub>PC</sub></b>	Equivalente Topológico nos Pontos de Controle
<b>EPG</b>	Vetor de Esperança de Perda de Geração
<b>EPNG</b>	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada
<b>EPNG<sub>C</sub></b>	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Protetiva
<b>EPNG<sub>C</sub><sup>D</sup></b>	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Protetiva por Desligamento
<b>EPNG<sub>C</sub><sup>E</sup></b>	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Protetiva por Equipamento
<b>EPNG<sub>Cij</sub></b>	Vetor de Responsabilidade por Potência não Gerada Protetiva

$EPNG^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento
$EPNG^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada por Equipamento
$EPNG_I$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Forçada
$EPNG_I^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Forçada por Desligamento
$EPNG_I^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Forçada por Equipamento
$EPNG_{Iij}$	Responsabilidade por Potência não Gerada Forçada
$EPNG_{ij}$	Responsabilidade por Potência não Gerada
$EPNG_P$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada Programada
$EPNG_P^D$	Vetor $EPNG_P$ por Desligamento
$EPNG_P^E$	Vetor $EPNG_P$ por Equipamento
$EPNG_{Pij}$	Responsabilidade por Potência não Gerada Programada
$EPNG_{RAIij}$	Responsabilidade por Potência não Gerada de Reconexão Forçada
$EPNG_{RAPij}$	Responsabilidade por Potência não Gerada de Reconexão Programada
$EPNG_S^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada p/Empresa p/Desligamento
$EPNG_S^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Gerada p/Empresa p/Equipamento
$EPNS$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida
$EPNS_C$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Protetiva
$EPNS_C^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Protetiva por Desligamento
$EPNS_C^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Protetiva por Equipamento
$EPNS_{Cij}$	Responsabilidade por Potência não Suprida Protetiva
$EPNS^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida por Desligamento
$EPNS^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida por Equipamento
$EPNS_I$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Forçada
$EPNS_I^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Forçada por Desligamento
$EPNS_I^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Forçada por Equipamento
$EPNS_{Iij}$	Responsabilidade por Potência não Suprida Forçada
$EPNS_{ij}$	Responsabilidade por Potência não Suprida
$EPNS_P$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida Programada
$EPNS_P^D$	Vetor $EPNS_P$ por Desligamento
$EPNS_P^E$	Vetor $EPNS_P$ por Equipamento
$EPNS_{Pij}$	Responsabilidade por Potência não Suprida Programada
$EPNS_{RAIij}$	Responsabilidade por Potência não Suprida de Reconexão Forçada
$EPNS_{RAPij}$	Responsabilidade por Potência não Suprida de Reconexão Programada
$EPNS_S^D$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida p/Empresa p/Desligamento
$EPNS_S^E$	Vetor de Esperança de Potência Não Suprida p/Empresa p/Equipamento
$ERR$	Eficiência Real da Rede
$F$	Vetor de Frequência Total de Indisponibilidade
$f$	Vetor de Frequência Própria de Saída
$F_C$	Vetor de Frequência Total de Saída Protetiva
$F_{CD}$	Matriz Diagonal do Vetor $F_C$
$F_C^{G0}$	Frequências de Saídas Protetivas sem Perda de Geração
$F_{Cij}$	Matriz de Contribuição da Empresa $i$ sobre $F_C$ de $j$
$F_C^{L0}$	Frequências de Saídas Protetivas sem Perda de Carga
$F_D$	Matriz Diagonal do Vetor $F$
$F_D$	Frequência Média de Ocorrência de Eventos Catastróficos
$FEC$	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
$FEG$	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Geradora
$F^{G0}$	Frequência Total de Saídas sem Perda de Geração
$F_i$	Frequência do Evento $i$
$f_I$	Vetor de Frequência Própria de Saída Forçada

$\mathbf{F}_I$	Vetor de Frequência Total de Saída Forçada
$f_i$	Frequência do Estado $i$
$\mathbf{f}_1^0$	Vetor Binário de Desligamentos Primários Forçados
$\mathbf{f}_1^1$	Vetor Binário de Desligamentos Forçados Consequentes Imediatos
<b>FIC</b>	Vetor de Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
$\mathbf{f}_{ID}$	Matriz Diagonal do Vetor $\mathbf{f}_I$
$\mathbf{F}_{ID}$	Matriz Diagonal do Vetor $\mathbf{F}_I$
$\mathbf{f}_{ID}^E$	Matriz Diagonal de Frequência Própria Equivalente de Saída Forçada
$\mathbf{f}_I^E$	Vetor de Frequência Própria Equivalente de Saída Forçada
<b>FIF</b>	Matriz de Fatores de Importância da Frequência Forçada
<b>FIG</b>	Vetor de Frequência de Interrupção Individual por Unidade Geradora
$\mathbf{F}_I^{G0}$	Frequências de Saídas Forçadas sem Perda de Geração
$f_{Ii}$	Frequência Própria de Saída Forçada do Equipamento $i$
$f_{Ii}^E$	Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente do Equipamento $i$
$\mathbf{F}_{Iij}$	Matriz de Contribuição da Empresa $i$ sobre $\mathbf{F}_I$ de $j$
$f_{ij}$	Frequência de Transição do Estado $i$ Para $j$
$\mathbf{F}_{Ij}$	Subvetor de $\mathbf{f}_I$ da Empresa $j$
$\mathbf{F}_{ij}$	Matriz de Contribuição de $\mathbf{F}$ da Empresa $i$ sobre $j$
$\mathbf{f}_1^k$	Vetor Binário de Desligamentos Forçados Consequentes de Ordem $k$
$\mathbf{F}_I^{L0}$	Vetor de Frequências de Saídas Forçadas sem Perda de Carga
<b>FIPC</b>	Vetor de Frequência de Interrupção dos Pontos de Controle
$\mathbf{F}^{L0}$	Frequência Total de Saídas sem Perda de Carga
$\mathbf{f}_P$	Vetor de Frequência Própria de Saída Programada
$\mathbf{F}_P$	Vetor de Frequência Total de Saída Programada
$\mathbf{f}_P^0$	Vetor Binário de Desligamentos Primários Programados
$\mathbf{f}_P^1$	Vetor Binário de Desligamentos Programados Consequentes Imediatos
$\mathbf{F}_{PD}$	Matriz Diagonal do Vetor $\mathbf{F}_P$
$\mathbf{f}_{PD}$	Matriz Diagonal do Vetor $\mathbf{f}_P$
$\mathbf{f}_{PD}^E$	Matriz Diagonal de Frequência Própria Equivalente de Saída Planejada
$\mathbf{f}_P^E$	Vetor de Frequência Própria Equivalente de Saída Programada
$\mathbf{F}_P^{G0}$	Frequências de Saídas Programadas sem Perda de Geração
$f_{Pi}$	Frequência Própria de Saída Programada do Equipamento $i$
$f_{Pi}^E$	Frequência Própria de Saída Programada Equivalente do Equipamento $i$
$\mathbf{F}_{Pij}$	Matriz de Contribuição da Empresa $i$ sobre $\mathbf{F}_P$ de $j$
$\mathbf{f}_{Pj}$	Subvetor de $\mathbf{f}_P$ da Empresa $j$
$\mathbf{f}_P^k$	Vetor Binário de Desligamentos Programados Consequentes de Ordem $k$
$\mathbf{F}_P^{L0}$	Vetor de Frequências de Saídas Programadas sem Perda de Carga
$\mathbf{F}_R$	Frequência Equivalente de Indisponibilidade
$\mathbf{F}_{RP}$	Vetor de Frequência de Recusa da Proteção
$\mathbf{G}_{AI}$	Grafo de Alcançabilidade Forçada
$\mathbf{G}_{AP}$	Grafo de Alcançabilidade Programada
<b>GASAI</b>	Indisponibilidade Média de Gerador do Sistema
<b>GASAI<sub>s</sub></b>	Indisponibilidade Média de Geração por Sistema
$\mathbf{G}_C$	Grafo de Adjacência Protetiva entre Equipamentos
<b>GCAIDI</b>	Duração Média de Interrupção de Gerador
<b>GCAIDI<sub>s</sub></b>	Duração Média de Interrupção de Gerador por Sistema
<b>GCAIDIS</b>	Duração Média de Interrupção de Gerador do Sistema
<b>GCAIDIS<sub>s</sub></b>	Duração Média de Interrupção de Geração por Sistema
$\mathbf{G}_I$	Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos
$\mathbf{G}_P$	Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos

$G_{SAI}$	Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas
$GSAIDI$	Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores
$GSAIDI_S$	Duração Média de Interrupção por Sistema a Geradores
$GSAIFI$	Frequência Média de Interrupção do Sistema a Geradores
$GSAIFI_S$	Frequência Média de Interrupção por Sistema a Geradores
$G_{SAP}$	Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas
$G_{SC}$	Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas
$G_{SI}$	Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas
$G_{SP}$	Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas
$G_{STC}$	Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas
$G_{TC}$	Grafo de Vulnerabilidade Protetiva
$I$	Conjunto de Arcos de Grafo de Adjacência Forçada
$I$	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos
$I$	Mapeamento de Transições para Lugares de Entrada de Rede de Petri
$I$	Mapeamento de Transições para Estados de Origem de Rede de Markov
$i, j, k, l$	Número Inteiro ou Índice Menor ou Igual a $n$ ou $N$
$I^k$	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq k$
$I_i$	Par Ordenado $i$ de Elementos de Grafo de Adjacência Forçada
$I_I$	Vetor de Grau de Entrada Adjacente Forçada
$I_{IJ}$	Matriz de Interligação Forçada
$I^k$	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $k$
$I_O$	Vetor de Grau de Saída Adjacente Forçada
$I_{PF}^k$	Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem $k$
$IR_G$	Indicador de Robustez para Geração
$IR_I$	Itens Relevantes para Saídas Forçadas
$IR_L$	Indicador de Robustez para Carga
$IR_P$	Itens Relevantes para Saídas Programadas
$I_S$	Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas
$IS_G$	Indicador de Severidade para Geração
$I_S^k$	Matriz de Propagação Forçada entre Sistemas de Ordem $k$
$IS_L$	Indicador de Severidade para Carga
$j$	Número Inteiro Menor ou Igual a $n$
$K$	Vetor de Limites de Interrupção
$K$	Conjunto de Capacidades Associadas a uma Rede de Petri
$K_I$	Vetor de Fatores de Penalização de Desligamentos Forçados
$K_P$	Vetor de Fatores de Penalização de Desligamentos Programados
$L$	Conjunto Finito de Taxas de Disparos de Rede de Petri
$L$	Conjunto Finito de Taxas de Transição de Rede Markoviana
$I$	Vetor de Carga e Geração Própria Conectada
$I_D$	Matriz Diagonal do Vetor $I$
$l_i$	Produção Própria Conectada do Equipamento $i$
<b>LOGE</b>	Vetor de Esperança de Perda de Geração
$LOGE_S$	Esperança de Perda de Geração do Sistema
<b>LOGP</b>	Vetor de Probabilidade de Perda de Geração
$LOGP_S$	Probabilidade de Perda de Geração do Sistema
<b>LOLC</b>	Vetor de Custo de Perda de Carga
<b>LOLE</b>	Vetor de Esperança de Perda de Carga
$LOLE_S$	Esperança de Perda de Carga do Sistema
<b>LOLP</b>	Vetor de Probabilidade de Perda de Carga
$LOLP_S$	Probabilidade de Perda de Carga do Sistema

$m$	Número Inteiro de Empresas ou Sistemas Conectados na Rede
$M_0$	Mapeamento de Marcações Iniciais para Lugares de Rede de Petri
$MTBF$	<i>Mean Time Between Failure</i>
$MTBM$	<i>Mean Time Between Maintenance</i>
$MTTE$	<i>Mean Time to Energize</i>
$MTTM$	<i>Mean Time to Maintain</i>
$MTTR$	<i>Mean Time to Repair</i>
$MW_{CI}$	Carga de Demanda Interrompida no Instante do Início da Perturbação
$n$	Número Inteiro de Elementos da Rede
$N$	Conjunto de Números Inteiros
$N$	Número Inteiro de Empresas da Rede
$N$	Número de Estados de Rede de Markov ou Petri
$N_{AI}$	Nível de Alcançabilidade Forçada da Rede
$N_{AI}^S$	Vetor de Níveis de Alcançabilidade Forçada por Empresa
$N_{AP}$	Nível de Alcançabilidade Programada da Rede
$N_{AP}^S$	Vetor de Níveis de Alcançabilidade Programada por Empresa
$n_E$	Número de Reconexões Realizadas no Período
$n_M$	Número de Manutenções Preventivas Realizadas no Período
$n_R$	Número de Reparos Realizados no Período
$N_{SCCMAL}$	Número de Perturbações sem Corte de Carga na Malha Sistemica
$N_{tMAL}$	Número Total de Perturbações na Malha Sistemica
$O$	Mapa de Transições para Lugares de Saída de Rede de Petri
$O$	Mapa de Transições para Estados de Destino de Rede de Markov
<b>OEE</b>	Eficiência Global do Equipamento ( <i>Overall Equipment Efficiency</i> )
$P$	Probabilidade de Transição
$P$	Conjunto Finito Não-Vazio de Lugares de Rede de Petri
$p$	Probabilidade de Transição
$p$	Lugar em Rede de Petri
<b>P</b>	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos
<b>P</b>	Matriz de Probabilidade de Transição
<b>P</b>	Conjunto de Arcos de Grafo de Adjacência Programada
$P_{-k}$	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $\leq k$
$P^{Ai}$	Vetor de Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção
$P_C$	Matriz de Pontos de Controle
$P_{Cij}$	Matriz de Probabilidade Condicional de Saída Protetiva
$p_{Cij}$	Probabilidade de Sensibilização da Proteção de $i$ para Falha em $j$
$P_D$	Probabilidade do Evento Raiz da Árvore de Falha
$P_D$	Vetor de Probabilidade de Dano dos Equipamentos
$P_D$	Vetor de Probabilidade Acumulada de Desligamento
$P_D$	Probabilidade de Dano Acumulado dos Equipamentos
$P_{DC}$	Vetor de Probabilidade Acumulada de Saída Protetiva
$P_{DI}$	Vetor de Probabilidade Acumulada de Saída Forçada
$P_{Di}$	Probabilidade do Evento Crítico no Componente $i$
$P_{DP}$	Vetor de Probabilidade Acumulada de Saída Programada
$P_F$	Probabilidade de Falha no Equipamento
$P_F$	Vetor de Probabilidade de Falha dos Equipamentos
$PG_{Asj}$	Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento
$P_i$	Probabilidade do Estado $i$
$P_i$	Probabilidade de Falha da Proteção $i$
$P_i$	Par Ordenado $i$ de Elementos do Grafo de Adjacência Programada

$\mathbf{P}^i$	Vetor de Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção
$\mathbf{P}_I$	Vetor de Grau de Entrada Adjacente Programada
$\mathbf{P}_{Iij}$	Matriz de Probabilidade Condicional de Saída Forçada
$p_{Iij}$	Probabilidade de Saída Forçada de $j$ dada a Saída Forçada de $i$
$P_{ij}$	Probabilidade de Transição do Estado $i$ ao $j$
$\mathbf{P}_{IJ}$	Matriz de Interligação Programada
$P_{ij}^k$	Probabilidade de Transição do Estado $i$ ao $j$ do Item $k$
$P_i^k$	Probabilidade do Estado $i$ do Item $k$ de uma População
$\mathbf{P}^k$	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $k$
$\mathbf{PL}_{Asj}$	Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento
$\mathbf{P}_O$	Vetor de Grau de Saída Adjacente Programada
$\mathbf{PPC}$	Vetor de Probabilidade de Perda de Carga
$\mathbf{PPG}$	Vetor de Probabilidade de Perda de Geração
$\mathbf{P}_{Pij}$	Matriz de Probabilidade Condicional de Saída Programada
$p_{Pij}$	Probabilidade de Saída Programada de $j$ dada a Saída Programada de $i$
$\mathbf{P}_{PP}^k$	Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem $k$
$\mathbf{P}^{Ri}$	Vetor de Probabilidades de Falhas de Proteção
$\mathbf{P}_S$	Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas
$\mathbf{P}^S$	Vetor de Proteções Sensíveis ao Defeito
$\mathbf{P}_S^k$	Matriz de Propagação Programada entre Sistemas de Ordem $k$
$PV$	Parcela Variável da Receita
$\mathbf{PV}$	Vetor de Parcela Variável
$\mathbf{PV}_I$	Vetor de Parcela Variável Forçada
$\mathbf{PV}_P$	Vetor de Parcela Variável Programável
$\mathbf{PV}_V$	Vetor de Parcela Variável Protetiva
$\mathbf{Q}$	Vetor de Qualidade dos Equipamentos
$\mathbf{Q}_I$	Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
$\mathbf{Q}_P$	Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Programadas
$\mathbf{r}$	Vetor de Duração Própria de Reconexão
$r$	Número Inteiro Menor que $n$
$R$	Risco
$\mathbf{R}$	Vetor de Risco
$RA$	Número de Recusas de Atuações do Sistema de Proteção
$\mathbf{R}_{AI}$	Vetor de Tempo Total para Reconexão Programada
$\mathbf{R}_{AI}^{mean}$	Média de Relações de Alcançabilidade Forçada da Rede
$\mathbf{R}_{AP}$	Vetor de Tempo Total para Reconexão Forçada
$\mathbf{R}_{AP}^{mean}$	Média de Relações de Alcançabilidade Programada da Rede
$R_D$	Risco Total de Dano
$\mathbf{R}_D$	Vetor de Risco de Dano
$r_D$	Matriz Diagonal do Vetor $\mathbf{r}$
$R_{DFi}$	Índice de Risco Relativo do Equipamento
$R_{DPi}$	Índice de Risco Relativo da Proteção
$\mathbf{RE}$	Vetor de Risco do Equipamento
$\mathbf{R}_{EG}$	Vetor de Risco de Energia não Gerada
$\mathbf{R}_{EGC}$	Vetor de Risco de Energia não Gerada Protetiva
$\mathbf{R}_{EGI}$	Vetor de Risco de Energia não Gerada Forçada
$\mathbf{R}_{EGP}$	Vetor de Risco de Energia não Gerada Programada
$\mathbf{R}_{EGT}$	Vetor de Risco de Energia não Gerada Total
$\mathbf{R}_{ES}$	Vetor de Risco de Energia não Suprida
$\mathbf{R}_{ESC}$	Vetor de Risco de Energia não Suprida Protetiva

$\mathbf{R}_{ESI}$	Vetor de Risco de Energia não Suprida Forçada
$\mathbf{R}_{ESP}$	Vetor de Risco de Energia não Suprida Programada
$\mathbf{R}_{EST}$	Vetor de Risco de Energia não Suprida Total
$r_i$	Duração Própria de Reconexão do Equipamento $i$
$RMAL$	Robustez da Malha Sistêmica
$\mathbf{R}_P$	Vetor de Risco da Proteção
$\mathbf{S}$	Conjunto de Eventos
$\mathbf{S}$	Matriz de Empresas ou Sistemas Interligados
$\mathbf{S}$	Conjunto Finito Não Vazio de Estados de Rede Markoviana
$s$	Estado
$\mathbf{S}_{AI}$	Matriz de Alcançabilidade Simultânea
$SAIDI$	Duração Média de Interrupção do Sistema a Consumidores
$\mathbf{SAIDI}_S$	Duração Média de Interrupção por Sistema a Consumidores
$SAIFI$	Frequência Média de Interrupção do Sistema a Consumidores
$\mathbf{SAIFI}_S$	Frequência Média de Interrupção por Sistema a Consumidores
$\mathbf{S}^i$	Vetor de Sistemas de Proteção Sensíveis ao Defeito do Equipamento $i$
$\mathbf{S}_I$	Matriz de Simultaneidade de Entrada
$SM$	Severidade das Perturbações
$\mathbf{S}_O$	Matriz de Simultaneidade de Saída
$SPAC$	Sistemas de Proteção – Atuações Corretas
$SPAI$	Sistemas de Proteção – Atuações Incorretas
$\mathbf{S}_X$	Matriz de Contribuição para Simultaneidade de Eventos
$T$	Tempo de Análise
$T$	Transposição de Matrizes ou Vetores
$T$	Conjunto Finito Não-Vazio de Transições de Rede de Petri
$T$	Conjunto Finito Não-Vazio de Transições de Rede Markoviana
$t$	Variável de Tempo
$t$	Transição de Rede de Petri
$\mathbf{T}$	Matriz de Adjacência Protetiva
$\mathbf{T}_C$	Conjunto de Arcos de Grafo de Adjacência Protetiva
$\mathbf{T}_C$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada
$\mathbf{T}_C^E$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente
$\mathbf{T}_{Ci}$	Terno Ordenado $i$ de Componentes do Grafo de Adjacência Protetiva
$\mathbf{T}_{Cij}$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva da Empresa $i$ para $j$
$T_{Ckj}^E$	Vulnerabilidade Protetiva Equivalente entre $i$ e $j$
$\mathbf{T}_C^P$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Probabilística
$\mathbf{T}_{CP}$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva
$\mathbf{T}_{CS}$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas
$TDFP$	Taxa de Desligamentos Forçados das Funções Transmissão e Geração
$t_{Ei}$	Tempo Gasto na Reconexão $i$
$Tempo$	Tempo de Referência
$T_i$	Par Ordenado $i$ de Elementos do Grafo de Adjacência Protetiva
$T_i$	Tempo de Permanência no Estado $i$
$\mathbf{T}_I$	Vetor de Grau de Entrada Adjacente Protetiva
$T_{ij}$	Tempo de Transição entre os Estados $i$ e $j$
$\mathbf{T}_{IJ}$	Matriz de Interligação Protetiva
$t_{Mi}$	Tempo Gasto na Manutenção Preventiva do Item $i$
$T_{MI}$	Tempo Médio de Interrupção das Cargas, em Minutos
$\mathbf{T}_O$	Vetor de Grau de Saída Adjacente Protetiva
$\mathbf{T}^R$	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Restrita

$t_{Ri}$	Tempo Gasto no Reparo do Item $i$
<b>TSF</b>	Matriz de Taxas de Sensibilidade Forçada
<b>U</b>	Matriz Diagonal Unitária
<b>v</b>	Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
<b>V</b>	Conjunto de Vértices de um Grafo
$v_D$	Matriz Diagonal do Vetor $v$
$v_i$	Vulnerabilidade Própria da Proteção do Equipamento $i$
<b>X</b>	Autovetor de uma Matriz
$X$	Variável Aleatória ou Evento Aleatório
<b>X</b>	Vetor de Falhas Primárias Possíveis
<b>Y</b>	Vetor de Resíduos de Estado
<b>Y<sup>P</sup></b>	Vetor de Resíduos da Proteção
<b>Z</b>	Conjunto de Números Inteiros Negativos
<b>Z<sup>+</sup></b>	Conjunto de Números Inteiros Positivos
$\lambda$	Taxa de Transição entre Estados
$\lambda_i$	Autovalor de uma Matriz
$\pi$	Probabilidade de Estado
<b>Π</b>	Matriz de Probabilidade de Estado
Π	Mapeamento de Prioridades entre Transições
$\pi$	Probabilidade de Estado
Π	Mapeamento de Prioridades entre Transições de Rede de Petri
$\tau$	Variável de Integração
$\Phi$	Probabilidade de Transição em Etapas
<b>Φ</b>	Matriz de Probabilidades de Transição em Etapas
$\phi$	Probabilidade de Transição de Estado
$\gamma$	Taxa de Desconto
<b>Φ</b>	Matriz de Probabilidade de Transição de Estado

## Conteúdo

Parecer da Banca Examinadora	5
Dedicatória	7
Agradecimentos	9
Resumo	11
Abstract	13
Lista de Figuras	15
Lista de Tabelas	19
Lista de Abreviaturas	23
Simbologia	27
Conteúdo	39
Sumário	41
Apresentação	47
<b>PRIMEIRA PARTE – INTRODUÇÃO</b>	<b>49</b>
1 Introdução	51
2 Revisão Bibliográfica	61
3 Metodologia	75
<b>SEGUNDA PARTE – MODELAGEM DE COMPONENTES</b>	<b>85</b>
4 Introdução à Modelagem de Componentes	87
5 Modelos Estocásticos	91
6 Modelos de Componentes	113
7 Análise e Parametrização	133
8 Modelagem de Dados	147
<b>TERCEIRA PARTE – MODELAGEM DE SISTEMAS</b>	<b>171</b>
9 Introdução à Modelagem de Sistemas	173
10 Redes de Componentes	179
11 Modelos Topológicos	191
<b>QUARTA PARTE – AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO</b>	<b>323</b>
12 Introdução à Avaliação de Desempenho	325
13 Indicadores de Desempenho	333
14 Desempenho em Tempo Real	447
15 Estudo de Caso	459
16 Conclusões	473
<b>APÊNDICES</b>	<b>479</b>
A Programa em MatLab®	481
B Exemplo em MatLab®	519
Glossário	525
Lista de Definições	543
Lista de Exemplos	549
Referências	555
Índice Onomástico	573
Índice Remissivo	577

# Sumário

<b>Parecer da Banca Examinadora.....</b>	<b>5</b>
<b>Dedicatória.....</b>	<b>7</b>
<b>Agradecimentos .....</b>	<b>9</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>11</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>13</b>
<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>15</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>19</b>
<b>Lista de Abreviaturas.....</b>	<b>23</b>
<b>Simbologia.....</b>	<b>27</b>
<b>Conteúdo .....</b>	<b>39</b>
<b>Sumário.....</b>	<b>41</b>
<b>Apresentação .....</b>	<b>47</b>
<b>PRIMEIRA PARTE – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>49</b>
<b>1. Introdução .....</b>	<b>51</b>
1.1. Introdução .....	51
1.2. Motivação.....	52
1.3. Contextualização.....	53
1.4. Objetivos .....	54
1.5. Escopo .....	55
1.6. Organização.....	56
1.7. Notação.....	57
1.8. Sumário.....	59

<b>2. Revisão Bibliográfica .....</b>	<b>61</b>
2.1. Introdução .....	61
2.2. Avaliação de Desempenho .....	62
2.3. Avaliação de Riscos .....	66
2.4. Modelagem Estocástica .....	69
2.5. Modelagem Topológica .....	71
2.6. Contribuições Metodológicas .....	72
2.7. Sumário .....	73
<b>3. Metodologia.....</b>	<b>75</b>
3.1. Introdução .....	75
3.2. Interessados.....	75
3.3. Definições .....	76
3.4. Métricas de Desempenho .....	78
3.5. Metodologia de Desempenho .....	79
3.6. Metodologia de Risco.....	83
3.7. Sumário.....	84
<b>SEGUNDA PARTE – MODELAGEM DE COMPONENTES.....</b>	<b>85</b>
<b>4. Introdução à Modelagem de Componentes.....</b>	<b>87</b>
4.1. Introdução .....	87
4.2. Justificativa.....	88
4.3. Objetivo .....	89
4.4. Metodologia.....	89
4.5. Sumário.....	90
<b>5. Modelos Estocásticos .....</b>	<b>91</b>
5.1. Introdução .....	91
5.2. Modelos Markovianos .....	91
5.3. Diagrama de Transição .....	93
5.4. Modelagem Matemática .....	93
5.5. Matriz de Transições Múltiplas .....	95
5.6. Probabilidades de Estado .....	96
5.7. Comportamento Assintótico .....	96
5.8. Processos Especiais .....	97
5.9. Processos Redutíveis .....	100
5.10. Processos Contínuos .....	101
5.11. Processos Agregados .....	102
5.12. Processos com Retorno .....	103
5.13. Redes de Petri .....	105
5.14. Redes de Petri Estocásticas .....	107
5.15. Redes de Petri Estocásticas Generalizadas .....	108
5.16. Redes Bayesianas .....	109
5.17. Sumário.....	111
<b>6. Modelos de Componentes .....</b>	<b>113</b>

6.1.	Introdução .....	113
6.2.	Componentes de Redes.....	113
6.3.	Modelos de Manutenção .....	114
6.4.	Modelos de Operação .....	119
6.5.	Modelos de Proteção .....	122
6.6.	Estados da Proteção.....	125
6.7.	Transições da Proteção .....	126
6.8.	Sumário.....	130
<b>7.</b>	<b>Análise e Parametrização.....</b>	<b>133</b>
7.1.	Introdução .....	133
7.2.	Frequência Própria de Saída Forçada .....	133
7.3.	Frequência Própria de Saída Programada.....	135
7.4.	Duração Própria de Saída Forçada.....	136
7.5.	Duração Própria de Saída Programada .....	138
7.6.	Duração Própria de Reconexão .....	140
7.7.	Carga e Geração Própria Conectada.....	141
7.8.	Confiabilidade Própria da Proteção.....	143
7.9.	Vulnerabilidade Própria da Proteção.....	144
7.10.	Sumário.....	145
<b>8.</b>	<b>Modelagem de Dados .....</b>	<b>147</b>
8.1.	Introdução .....	147
8.2.	Vetorização .....	147
8.3.	Modelo de Sistema Elétrico.....	148
8.4.	Frequência Própria de Saída Forçada .....	150
8.5.	Frequência Própria de Saída Programada.....	153
8.6.	Confiabilidade Própria da Proteção.....	155
8.7.	Vulnerabilidade Própria da Proteção.....	157
8.8.	Duração Própria de Reconexão .....	159
8.9.	Duração Própria de Saída Forçada.....	162
8.10.	Duração Própria de Saída Programada .....	164
8.11.	Carga e Geração Própria Conectada.....	166
8.12.	Sumário.....	168
<b>TERCEIRA PARTE – MODELAGEM DE SISTEMAS .....</b>		<b>171</b>
<b>9.</b>	<b>Introdução à Modelagem de Sistemas.....</b>	<b>173</b>
9.1.	Introdução .....	173
9.2.	Justificativa.....	173
9.3.	Objetivo .....	174
9.4.	Metodologia.....	175
9.5.	Sumário.....	177
<b>10.</b>	<b>Redes de Componentes .....</b>	<b>179</b>
10.1.	Introdução .....	179
10.2.	Redes Industriais .....	179

10.3.	Níveis de Risco e Modos de Falha.....	181
10.4.	Árvore de Falha do Sistema.....	183
10.5.	Árvore de Falhas Críticas.....	184
10.6.	Grafo de Adjacência de Proteção .....	186
10.7.	Sumário.....	189
<b>11.</b>	<b>Modelos Topológicos .....</b>	<b>191</b>
11.1.	Introdução .....	191
11.2.	Modelo de Adjacência Forçada.....	191
11.3.	Modelo de Adjacência Programada .....	212
11.4.	Modelo de Adjacência Protetiva.....	229
11.5.	Modelo de Alcançabilidade Forçada .....	239
11.6.	Modelo de Alcançabilidade Programada.....	252
11.7.	Modelo de Vulnerabilidade Protetiva.....	263
11.8.	Modelo de Simultaneidade Forçada.....	272
11.9.	Modelo de Alcançabilidade Simultânea .....	278
11.10.	Modelos de Alcançabilidades Restritas.....	282
11.11.	Modelos de Alcançabilidades Probabilísticas.....	285
11.12.	Modelos Equivalentes Topológicos.....	288
11.13.	Indicadores de Centralidade Forçada .....	299
11.14.	Indicadores de Centralidade Programada.....	308
11.15.	Indicadores de Centralidade Protetiva .....	318
11.16.	Sumário.....	321
<b>QUARTA PARTE – AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO .....</b>	<b>323</b>	
<b>12.</b>	<b>Introdução à Avaliação de Desempenho .....</b>	<b>325</b>
12.1.	Introdução .....	325
12.2.	Objetivo .....	325
12.3.	Metodologia.....	326
12.4.	Fontes de Informação .....	327
12.5.	Sumário.....	331
<b>13.</b>	<b>Indicadores de Desempenho .....</b>	<b>333</b>
13.1.	Introdução .....	333
13.2.	Frequência de Interrupções .....	334
13.3.	Responsabilidade por Frequência de Desligamentos .....	339
13.4.	Duração de Interrupções.....	344
13.5.	Responsabilidade por Duração de Desligamentos .....	357
13.6.	Continuidade em Pontos de Controle .....	364
13.7.	Parcela Variável da Receita.....	368
13.8.	Energia e Demanda Não Supridas.....	371
13.9.	Responsabilidade por Energia e Potência não Supridas .....	384
13.10.	Energia e Potência Não Geradas.....	388
13.11.	Responsabilidade por Energia e Potência não Geradas.....	401
13.12.	Probabilidade e Esperança de Perda de Carga .....	405
13.13.	Probabilidade e Esperança de Perda de Geração .....	410
13.14.	Frequência e Probabilidade do Risco .....	416

13.15. Fatores de Risco Marginais.....	423
13.16. Robustez e Severidade .....	426
13.17. Eficiência da Rede .....	433
13.18. Eficiência dos Equipamentos .....	435
13.19. Disponibilidade dos Equipamentos .....	436
13.20. Qualidade dos Equipamentos .....	438
13.21. Eficiência Global dos Equipamentos.....	440
13.22. Análise de Sensibilidade .....	442
13.23. Sumário.....	446
<b>14. Desempenho em Tempo Real .....</b>	<b>447</b>
14.1. Introdução .....	447
14.2. Análise de Contingências.....	447
14.3. Monitoramento de Estado .....	449
14.4. Monitoramento de Alarmes .....	450
14.5. Prospecção de Falhas .....	450
14.6. Diagnóstico de Falhas Primárias.....	451
14.7. Diagnóstico de Falhas Secundárias.....	453
14.8. Diagnóstico de Falhas de Proteção .....	455
14.9. Sumário.....	457
<b>15. Estudo de Caso.....</b>	<b>459</b>
15.1. Introdução .....	459
15.2. Modelo de Risco .....	459
15.3. Zonas de Risco .....	461
15.4. Modelo dos Componentes Primários .....	468
15.5. Modelo dos Componentes Secundários .....	468
15.6. Áreas de Risco Catastrófico.....	469
15.7. Melhorias nos Equipamentos .....	470
15.8. Melhorias nas Proteções.....	470
15.9. Sumário.....	471
<b>16. Conclusões .....</b>	<b>473</b>
16.1. Introdução .....	473
16.2. Resultados .....	473
16.3. Aplicações.....	474
16.4. Limitações.....	475
16.5. Generalizações .....	475
16.6. Pesquisas Adicionais .....	476
16.7. Sumário.....	477
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>479</b>
<b>A. Programa em <i>MatLab</i><sup>®</sup> .....</b>	<b>481</b>
A.1. Introdução .....	481
A.2. Adaptações .....	481
A.3. Dados de Entrada .....	482

A.4.	Dados de Saída .....	483
A.5.	Instalação .....	490
A.6.	Operação .....	490
A.7.	Mensagens de Erro .....	491
A.8.	Fluxograma .....	497
A.9.	Estrutura do Programa .....	498
A.10.	Código Fonte.....	500
<b>B.</b>	<b>Exemplo em <i>MatLab</i><sup>®</sup> .....</b>	<b>519</b>
B.1.	Introdução .....	519
B.2.	Sistema Elétrico Exemplo .....	519
B.3.	Caso Base.....	520
B.4.	Dados de Entrada .....	521
B.5.	Estrutura dos Dados .....	521
B.6.	Codificação dos Dados .....	522
B.7.	Relatórios de Saída.....	524
	<b>Glossário.....</b>	<b>525</b>
	<b>Lista de Definições.....</b>	<b>543</b>
	<b>Lista de Exemplos.....</b>	<b>549</b>
	<b>Referências.....</b>	<b>555</b>
	<b>Índice Onomástico .....</b>	<b>573</b>
	<b>Índice Remissivo .....</b>	<b>577</b>

## Apresentação

Sistemas elétricos de potência fazem parte da infraestrutura básica de funcionamento de nações e continentes inteiros. Preservar sua integridade física e funcional é requisito para a qualidade de vida e segurança das sociedades modernas. Por sua extensão geográfica, capacidade e complexidade, estão sujeitos a falhas intrínsecas, de natureza tecnológica, e extrínsecas, de causas naturais ou provocadas pelo homem. As consequências afetam pessoas, famílias e empresas, e as áreas sociais, técnicas e econômicas de cidades, estados, países e continentes.

A ocorrência de grandes desligamentos ou “apagões” nestes sistemas tem gerado questionamentos da sociedade sobre a segurança e responsabilidade destas redes. A recente introdução da concorrência no mercado de energia elétrica, antes operado de forma monopolista, além de regras operacionais claras, exige o estabelecimento de processos efetivos e auditáveis de avaliação de desempenho, para balizar decisões de planejamento, projeto, fiscalização, operação e manutenção necessárias.

A pesquisa de métodos para avaliação de desempenho e riscos em sistemas elétricos de potência tem desafiado planejadores, investidores, gestores, operadores e projetistas durante várias décadas. Mais recentemente, o assunto mereceu a atenção renovada de órgãos reguladores e opinião pública em geral, após a reformulação do modelo da indústria elétrica mundial, com crescente demanda de qualidade e confiabilidade na prestação de serviços.

Para analisar estas questões esta tese documenta uma metodologia formal para contabilização de indicadores de desempenho e riscos associados à exploração de sistemas elétricos de potência. Partes destes métodos foram propostos em artigos publicados em congressos técnicos e científicos, ou em relatórios de pesquisa conduzidas pelo autor na Universidade Federal de Campina Grande e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. Os resultados indicam a possibilidade de aplicação em outros setores industriais e essenciais similares à indústria de energia elétrica.

Os métodos complementam o conjunto atual de técnicas de análise de sistemas de potência, agregando resultados da Teoria dos Grafos, Processos Markovianos, Redes de Petri e Redes Bayesianas. Os modelos são derivados do comportamento estatístico dos componentes e da topologia das redes elétricas, parametrizados com dados históricos e informações obtidas de simulações computacionais, usando programas tradicionais de Fluxo de Carga Otimizado, Análise de Contingências, Análise de Estabilidade, Análise de Confiabilidade, Cálculos de Curto-Circuito e Parametrização de Sistemas de Proteção.

## **PRIMEIRA PARTE – INTRODUÇÃO**

# 1. Introdução

## 1.1. Introdução

A desregulamentação do setor elétrico internacional reacendeu preocupações e dúvidas sobre responsabilidades por perturbações em sistemas de potência. A continuidade do fornecimento de energia aos consumidores finais é resultante agora do esforço distribuído de vários agentes. Nos sistemas elétricos atuais, perturbações podem alcançar locais bem além de sua causa original, afetando mercados distantes e vários agentes interconectados. Falhas em instalações de consumidores podem também impactar a continuidade de outros clientes da rede elétrica, levantando questões de responsabilidade de consumidores, geradores, transmissores e distribuidores bem além de sua própria carga, geração e rede elétrica.

Para avaliar estes aspectos, indicadores de desempenho são utilizados em muitas áreas nos setores elétricos e industriais. Órgãos reguladores usam indicadores para avaliar o atendimento a limites estabelecidos em normas do serviço público. Planejadores utilizam indicadores para decidir sobre alternativas de planejamento e investimentos. Operadores e investidores de sistemas usam indicadores para determinar a qualidade do serviço prestado. Mantenedores usam indicadores para determinar a necessidade de melhorias nos processos de manutenção. Fabricantes e integradores usam indicadores para aperfeiçoar o projeto de novos produtos.

Novas demandas de indicadores resultaram da desregulamentação do setor elétrico. Agentes que operavam de forma cooperativa, no mercado e na rede elétrica, agora são concorrentes no mercado. Indicadores são necessários para determinar a responsabilidade distribuída entre agentes sobre desligamentos em cascata, e falhas no atendimento ao consumidor. Consumidores também assumem novas funções no setor, já que muitos operam como autoprodutores. Seu impacto sobre outros consumidores e na rede elétrica também precisa ser avaliado por indicadores adequados.

Embora avaliados em diferentes dimensões e perspectivas, muitos indicadores de sistemas de potência possuem similaridades, especialmente na forma de avaliação, sendo vários deles definidos por normas nacionais e internacionais. A amplitude e diversidade de aplicações justificam a pesquisa por métodos que correlacionem indicadores de desempenho definidos a nível local, com indicadores de desempenho em nível de rede, por agentes envolvidos e consumidores. Em especial, são necessários meios de determinação da responsabilidade distribuída por desligamentos em cascata, na nova configuração desregulamentada da indústria elétrica mundial.

Este capítulo contextualiza o problema da avaliação do desempenho em redes elétricas, descrevendo os fatores motivadores para seu estudo, a definição dos objetivos desejados, e um sumário dos resultados obtidos.

## 1.2. Motivação

Além da avaliação, *a posteriori*, a estimação, *a priori*, de indicadores é necessária não só no planejamento de sistemas de potência, mas em todas as demais áreas listadas. Na atividade de regulação, indicadores futuros precisam ser estimados para estabelecer metas factíveis de desempenho, em todos os pontos de prestação de serviço. Estas estimativas devem se basear na topologia da rede elétrica, e no desempenho individual esperado de cada equipamento conectado.

No planejamento de sistemas, indicadores são normalmente estimados com base em simulação de alternativas de expansão (SULLIVAN [256]). Novamente, são dependentes da topologia da rede elétrica, e do desempenho individual esperado de cada equipamento conectado, e das técnicas operacionais e de manutenção usadas em sua exploração. Na gestão da manutenção, por exemplo, interessa ao decisor estimar o impacto de ações localizadas de conservação, sobre o desempenho em pontos específicos da rede, algumas vezes em pontos distantes do local das ações. Em especial, interessa determinar como o desempenho de cada equipamento irá afetar o desempenho da rede em pontos eletricamente afastados. Isto servirá para determinar a melhor política de manutenção, para cada equipamento.

Em tempo real a operação de sistemas elétricos também precisa de indicadores que rapidamente localizem a falha durante uma contingência, permitindo a pronta recuperação após um desligamento. A correta identificação do equipamento e sistema de proteção atuado em uma contingência irá agilizar o serviço de manutenção. Todos estes fatores evidenciam a necessidade de métodos de estimação e correlação de indicadores de desempenho em nível local e sistêmico, e nos tempos passado, presente e futuro. Para isto, requer-se uma metodologia que analise objetivamente e forneça respostas satisfatórias a várias questões. Entre as mais importantes, destacam-se as seguintes:

- Que métricas devem ser utilizadas para cada equipamento para mensurar seu próprio desempenho?
- Que indicadores são utilizados a nível sistêmico para avaliar o desempenho da rede?
- Como as métricas individuais afetam os indicadores de nível sistêmico?
- Como estas métricas são afetadas por diferentes topologias da rede elétrica?
- Como as métricas são afetadas por sistemas de proteção e prevenção ao risco?
- Como utilizar as métricas para avaliar empreendimentos de múltiplos agentes?
- Como utilizar as métricas para comparar o risco relativo de diferentes topologias?
- Como mapear os riscos relativos de diferentes componentes de um agente?

- Como avaliar a sensibilidade do risco a variações na estrutura do processo e nos sistemas de prevenção e proteção?
- Como estratificar estes indicadores por região ou tipo de indústria? Diferenciados por instalação? Por nível de produção? Por tipo de equipamento?
- Como avaliar o impacto e responsabilidade de cada agente, inclusive consumidores e autoprodutores, nos indicadores sistêmicos?
- Qual a influência da manutenção nestes indicadores? Que índices de desempenho são significativos? Como influenciam os índices operacionais? Quais os riscos para a empresa? Quais seus custos? Quais os benefícios? E os custos sociais?

Métodos formais de estimação e correlação de indicadores de desempenho, a nível local ou sistêmico e em várias escalas temporais, são necessários para responder adequadamente a estas questões. Antes, porém, é necessário contextualizar o ambiente operacional dos eventos que serão analisados.

### 1.3. Contextualização

A Figura 1 ilustra a estrutura básica de um sistema elétrico de potência e sua relação com eventos que impactam sobre o seu desempenho, e consequências associadas. A rede elétrica é representada por um conjunto de equipamentos interligados, supridos por um conjunto de fontes de geração, e alimentando um conjunto de consumidores ou cargas elétricas, representados na parte central da figura.

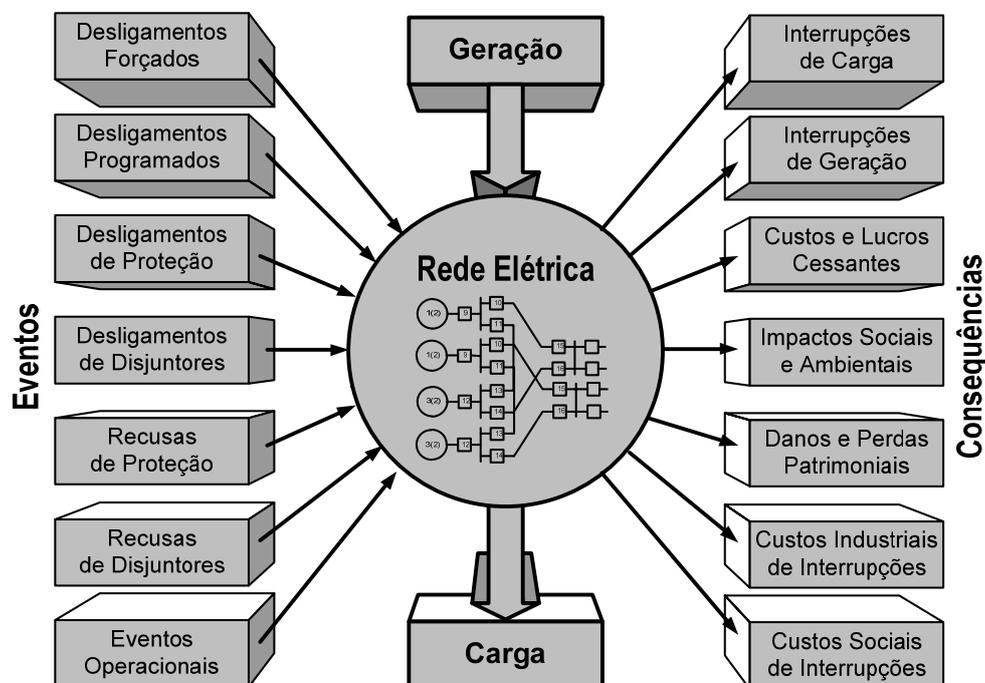


Figura 1 – Avaliação de Desempenho e Risco

Em situação normal, excetuando-se as perdas dos processos de geração, transmissão e distribuição, haverá um equilíbrio entre a energia gerada e a carga suprida com o sistema elétrico operando em um estado estável. Nestas condições, apenas variações oriundas no mercado de geração e transmissão, e decisões rotineiras de despacho econômico afetarão o desempenho operacional da rede elétrica.

Entretanto, situações de anormalidade geralmente conduzem o sistema a um estado instável ou inseguro, devido a fatores internos e externos à rede elétrica, fora do controle do operador da rede. Entre os fatores mais comuns citam-se os desligamentos forçados dos componentes por falhas internas ou erros operacionais, os desligamentos programados para manutenção ou causas operacionais, os desligamentos indevidos provocados por sistemas de proteção, os desligamentos intempestivos de disjuntores, as recusas de atuação de sistemas de proteção e disjuntores quando solicitados, e eventos operacionais em geral. Estes fatores encontram-se representados no lado esquerdo da Figura 1.

Diversas consequências resultam destes fatores imprevistos. Entre os mais importantes, de interesse para avaliação de desempenho e risco da rede elétrica, citam-se: interrupções no fornecimento de energia a consumidores, parceiros e clientes; interrupções da geração de energia contratada; lucros cessantes empresariais; perdas patrimoniais e de investimentos; perdas de produção industrial; e custos sociais associados. Estas consequências estão representadas no lado direito da Figura 1, servindo para contextualizar os objetivos desta pesquisa.

## 1.4. Objetivos

Esta pesquisa tem como objetivo geral o desenvolvimento de uma metodologia estruturada de avaliação de desempenho e risco de sistemas elétricos de potência, através da estimação probabilística de indicadores e métricas, a partir dos eventos individuais dos equipamentos interligados. A pesquisa buscará estabelecer um procedimento sistemático de avaliação e propagação probabilística de falhas e intervenções nas instalações e processos associados, aplicável a qualquer agente do mercado de energia, e que seja factível de implementação em uma ferramenta computacional de apoio à decisão. Esta ferramenta utilizará, como dados de entrada, as informações produzidas pelos estudos de Fluxo de Carga Otimizado, Análise de Contingências, Análise de Estabilidade, Análise de Confiabilidade, Cálculos de Curto-Circuito e Parametrização de Sistemas de Proteção, além de estatísticas derivadas das bases de dados históricas do setor elétrico.

Para os objetivos desta pesquisa, a avaliação de desempenho e risco compreenderá o desenvolvimento de modelos e a análise da correlação entre estes fatores e as consequências associadas, segundo as diferentes visões de interessados ou *stakeholders*. Os modelos irão identificar medidas probabilísticas do risco global do processo elétrico e industrial, permitindo sua estratificação e hierarquização nos diversos sub-processos componentes. Deverão permitir a simulação e desenvolvimento de recomendações de melhorias na estrutura da rede ou nos sistemas de proteção, operação e prevenção do risco associados. Os parâmetros necessários deverão ser obtidos dos dados históricos do próprio

processo, ou de bases de dados de referência da indústria elétrica, e de estudos de planejamento e operação da rede elétrica.

Constituem também objetivos específicos desta pesquisa analisar os critérios adotados pelo setor elétrico para definição de indicadores de desempenho a nível sistêmico, visando a definição de modelos matemáticos que os correlacionem com os dados e indicadores localizados. A obtenção destes modelos viabilizará a quantificação dos impactos provocados pelas atividades de manutenção, sistemas de proteção ou operação, a nível local, sobre os resultados sistêmicos de interesse da empresa, seus clientes e sociedade em geral.

Partindo dos dados normalmente disponíveis a nível local, pela operação e manutenção de instalações, serão pesquisados métodos de modelagem matemática adequados à sua representação. Os modelos pesquisados deverão ser genéricos o suficiente para aplicação em diferentes equipamentos e tecnologias. A pesquisa procurará estabelecer modelos adequados à quantificação de indicadores locais relacionados à manutenção, projeto, proteção e operação, e seus impactos nos índices locais de desempenho.

De posse destes modelos, serão pesquisados modelos sistêmicos de propagação de impactos de eventos locais através da topologia da rede elétrica. Estes modelos deverão ser genéricos o suficiente para permitir estimação dos indicadores sistêmicos tradicionalmente usados no setor elétrico. Além da avaliação em pontos de fronteira entre agentes, produtores e consumidores, deverá ser possível quantificar o impacto de cada evento em um agente sobre os demais agentes. A avaliação inversa também deverá ser possível, ou seja, determinação do impacto cruzado entre agentes pelo conjunto de atores conectados à rede. Todos estes aspectos serão implementados com um programa computacional de referência, usado para validar os modelos.

As técnicas utilizadas serão baseadas em modelos de propagação de perturbações em cascata, em redes interligadas, definidos pela conectividade e adjacência adotados na Teoria dos Grafos, Redes de Petri e Bayesianas. O estudo buscará conclusões gerais, em termos de utilidade acadêmica e aplicação prática, a partir de um escopo bem definido.

## **1.5. Escopo**

A qualidade do fornecimento de energia elétrica é normalmente avaliada em relação a três aspectos (KAGAN, ROBBA e SCHMIDT [131]): serviço ou continuidade, atendimento ou relacionamento comercial, e produto ou forma de onda da tensão. O foco desta pesquisa concentra-se na qualidade do serviço, avaliando o desempenho da rede elétrica sujeito a interrupções ou descontinuidade. Assim, não serão avaliados os relacionamentos dos agentes com os consumidores nem os diferentes distúrbios na qualidade do produto que não resultem em interrupções, tais como variações de frequência e tensão, de curta e longa duração (VTCD e VTLD), distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e corrente, e flutuações de tensão.

Para a avaliação da qualidade do serviço, em função da diversidade das técnicas de análise de sistemas de potência, o escopo desta pesquisa foi delimitado visando complementar os métodos existentes, sem repeti-los. Esta decisão resultou na exclusão de vários aspectos não abordados, ou por estarem bem documentados na literatura, ou por questões de tempo e espaço, estando, portanto, fora do escopo desta pesquisa. Assim, a avaliação das técnicas existentes, e sua comparação com o método proposto nesta tese, não foi incluída no escopo. De maneira geral considera-se o método desta pesquisa como complementar, e não concorrente destes métodos, na medida em que utiliza os produtos resultantes destas análises. Em suma, destina-se ao pós-processamento dos resultados obtidos destes estudos.

Também não foram comparadas as diferentes possibilidades de otimização da implementação computacional do método. Técnicas de pesquisa em superfície e profundidade em grafos, bem como a representação em listas interligadas e exploração da esparsidade das matrizes, podem ser aplicados na otimização dos cálculos matriciais propostos. O programa *MatLab*<sup>®</sup> incluído na pesquisa deve ser visto apenas como uma prova de conceito, ou uma implementação de referência para desenvolvimentos futuros. Foi utilizado para gerar todos os cálculos dos exemplos ilustrados. Pode ser usado para comprovar os resultados obtidos, ou como base de uma implementação em outras linguagens. Mas não foram desenvolvidos experimentos de avaliação de sua capacidade em termos de dimensão possível de modelagem. Este aspecto relaciona-se à eficiência da implementação, e à capacidade computacional do computador utilizado, fora do escopo desta pesquisa.

Da mesma forma não se pretendeu comparar os diferentes formatos dos dados, nem os programas computacionais utilizados na análise de sistemas elétricos, para gerar os dados de entrada do método proposto. O mesmo se aplica à estrutura e formatação das bases de dados históricos do sistema elétrico, utilizadas como fontes de informação estatística. Sua implementação segue um formato particular de cada empresa ou agente do mercado elétrico. Algumas bases de dados e modelos de sistemas de potência já possuem formatos padronizados, tais como o CIM (*Common Information Model*) da IEC (IEC [116]) ou aqueles padronizados pelo IEEE (IEEE [119]), para permuta de informações e resultados de estudos de sistemas de potência e centros de controle, e vários outros formatos proprietários específicos de cada programa (CEPEL [60] [61]). Pressupõe-se que filtros adequados possam ser estabelecidos entre estes formatos e os formatos utilizados nesta pesquisa.

Com a proliferação da geração distribuída, a distinção entre sistemas de geração, transmissão e distribuição torna-se cada dia menos definida e evidente. Sendo o método proposto baseado em aspectos comuns a todos estes sistemas, entende-se ser aplicável a todos eles, inclusive na avaliação de subestações específicas, conforme será demonstrado no estudo de caso desta pesquisa.

## **1.6. Organização**

A organização da tese segue a estruturação recomendada pela Norma ABNT NBR 14724 (ABNT [2]), para apresentação de trabalhos acadêmicos. O texto está

dividido em dezesseis capítulos e dois apêndices, organizados em quatro partes, denominadas de Introdução, Modelagem de Componentes, Modelagem de Sistemas, Avaliação de Desempenho, e Conclusões.

A Primeira Parte, **Introdução**, apresenta um resumo dos objetivos e resultados alcançados na pesquisa. Após contextualizar o assunto, procede-se uma revisão histórica e bibliográfica das principais contribuições documentadas sobre o tema, e uma descrição da metodologia adotada na pesquisa.

A Segunda Parte da pesquisa, **Modelagem de Componentes**, apresenta uma revisão dos modelos estatísticos de equipamentos usados em sistemas elétricos de potência, e dos modelos topológicos usados para representar a rede elétrica. Com uma revisão da teoria de modelos estocásticos, procede-se à definição dos modelos necessários, sua análise e parametrização, concluindo com sua formalização vetorial e matricial.

A Terceira Parte, **Modelagem de Sistemas**, revisa a teoria de redes elétricas para modelar os estados que põem em risco o desempenho de instalações interligadas. Após uma introdução geral à modelagem de redes, modelam-se as estruturas de componentes por modelos topológicos. São pesquisados modelos de representação da rede primária e dos sistemas secundários de automação e proteção associados, adequados à avaliação de desempenho e risco.

Na Quarta Parte da pesquisa, **Avaliação de Desempenho**, os modelos já definidos são utilizados para avaliar o desempenho e risco de instalações elétricas de potência. Após uma introdução à avaliação de desempenho em sistemas elétricos, são definidos os indicadores de desempenho propostos, sua formalização matricial com base nos modelos de redes, identificados os dados necessários à sua contabilização, e como extraí-los dos modelos individuais dos componentes. O mesmo modelo será utilizado para avaliação de desempenho em tempo real. Um estudo de caso real ilustra sua aplicação em uma instalação de extra-alta tensão.

No último capítulo da tese, **Conclusões**, os modelos pesquisados são avaliados quanto à utilidade para outras áreas e processos tecnológicos, em especial na análise de risco de redes genéricas de processos industriais. Esta etapa resumirá as generalizações possíveis dos resultados anteriores, com sugestões de pesquisas adicionais.

Os **Apêndices** contém o manual do usuário e código fonte do programa *MatLab*<sup>®</sup> desenvolvido e usado na realização dos cálculos matriciais, e um exemplo completo de sua aplicação. A codificação e comentários inseridos no código fonte permitem associar cada cálculo matricial com o capítulo correspondente da tese, que pode ser usada como manual de referência para o programa.

## 1.7. Notação

As seguintes convenções tipográficas são utilizadas nesta pesquisa:

- O texto da tese é formatado em estilo normal, em fonte Arial, tamanho 12.

- Variáveis escalares são representadas por letras e abreviaturas em estilo itálico, eventualmente subscriptadas, em fonte *Times New Roman*, tamanho 12.
- Subscritos, nas variáveis, vetores e matrizes, são representados por letras em estilo itálico, na fonte *Times New Roman*, subscriptadas, em tamanho 12. Em especial alguns subscritos são padronizados no texto, com os seguintes significados:
  - (A) para eventos acumulados em um período;
  - (C) para eventos de controle ou proteção;
  - (D) para matrizes diagonais de vetores colunas;
  - (I) para eventos intempestivos ou forçados;
  - (P) para eventos programados ou tempestivos;
  - (R) para eventos de reconexão de equipamentos;
  - (S) para eventos relacionados a um sistema ou subsistema;
  - (T) para valores totalizados;
  - (MAX) para valores máximos;
  - (MEAN) para valores médios;
  - (MIN) para valores mínimos.
- Superscritos, nas variáveis, vetores e matrizes, são representados por letras em estilo itálico, na fonte *Times New Roman*, sobrescritadas, em tamanho 12. Em especial alguns superscritos são padronizados no texto, com os seguintes significados:
  - (T) para transposição de vetores e matrizes;
  - (E) para eventos relacionados a equipamentos;
  - (D) para eventos relacionados a um desligamento;
  - (O) para eventos relacionados a uma origem;
  - (D) para eventos relacionados a um destino;
  - (E) para eventos relacionados a um modelo equivalente;
  - (G) para eventos relacionados a geração;
  - (L) para eventos relacionados a carga.
- Vetores e matrizes são representados, respectivamente, por letras minúsculas **a, b, c,...** e maiúsculas **A, B, C,...**, ou abreviaturas em estilo negrito, eventualmente subscriptadas, em fonte *Times New Roman*, tamanho 12. Subvetores e submatrizes são representados por letras subscriptadas à direita. Assim,  $A_{ij}$  é o elemento da  $i$ -ésima linha e  $j$ -ésima coluna da matriz **A**. Exceto quando explicitamente definido, todos os vetores são do tipo coluna, embora sejam representados na forma transposta, como vetores linha.
- Equações matemáticas são numeradas sequencialmente, entre parênteses, na margem direita da página, no estilo normal, em fonte *Arial*, tamanho 12. Nas operações entre vetores, matrizes e escalares são utilizados os seguintes operadores, similares ao *MatLab*<sup>®</sup>, em substituição à notação convencional matemática (BASILEVSKY [30]):
  - (\*) multiplicação matricial de matrizes;
  - (/) divisão matricial ou multiplicação pelo inverso da matriz;
  - (.\*) multiplicação (Hadamard) direta de matrizes, elemento a elemento;
  - (./) divisão direta de matrizes, elemento a elemento;
  - (•) conjunção booleana de matrizes, linha a linha;
  - (⊗) produto booleano interno disjuntivo de matrizes;
  - (⊕) soma booleana de matrizes, elemento a elemento;
 Escalares são tratados como matrizes de ordem 1x1.

- Tabelas e figuras são tituladas e numeradas sequencialmente, em estilo itálico, fonte *Arial*, tamanho 12, centralizadas na página.
- Programas de computador são incluídos nos apêndices em estilo normal, na fonte Lucida Console, tamanho 10.
- Referências bibliográficas são citadas no texto, entre parênteses, simultaneamente pelo sobrenome dos autores, e seguindo o método numérico recomendado pela (ABNT [1]), em letras maiúsculas, conforme a numeração sequencial atribuída na lista alfabética de publicações consultadas no final da tese, de acordo com a norma NBR 6023 (ABNT [3]), em estilo normal, na fonte Arial, tamanho 12.
- **Definição** – Definições de termos e expressões matemáticas serão numeradas e identificadas desta forma, listadas no final da tese e encerradas pelo símbolo: ■.
- **Exemplo** – Os exemplos também serão numerados sequencialmente e identificados desta forma, listados no final da tese e encerrados pelo símbolo: ■.

Exceto quando explicitamente citadas, constantes, variáveis e parâmetros de equações são expressas em valores por unidade (pu) de um subconjunto consistente do Sistema Internacional de Medidas (INMETRO [120]) e, portanto, omitidas na maioria das vezes. Em especial, sem perda de generalidade, a unidade de tempo será considerada igual ao período de avaliação dos diversos indicadores que utilizam o tempo como parte da unidade de medida, e portanto igual a 1 pu (por unidade).

## 1.8. Sumário

Esta pesquisa investigará a viabilidade teórica e prática da avaliação de desempenho de agentes interligadas em sistemas elétricos, através de modelos topológicos das redes de componentes, modelados individualmente. Os seguintes tópicos serão pesquisados:

- Modelo individual de cada componente;
- Modelo topológico da rede elétrica;
- Modelo topológico dos sistemas de proteção;
- Modelo matricial de propagação de perturbações;
- Modelo matricial de avaliação de desempenho;
- Modelo topológico de avaliação de riscos;
- Exemplo de aplicação em tempo real; e
- Exemplo de aplicação a uma instalação real.

O capítulo seguinte apresenta uma revisão histórica e bibliográfica do tema, abrangendo as áreas de avaliação de desempenho e riscos, e modelagem topológica e estocástica de sistemas.

## 2. Revisão Bibliográfica

### 2.1. Introdução

O interesse na avaliação de desempenho de sistemas elétricos tem sua origem na própria transformação da eletricidade em um bem de consumo nas sociedades modernas. Como serviço público essencial, seu desempenho está diretamente associado ao nível de qualidade de vida e desenvolvimento de uma região, comunidade ou sociedade, justificando o interesse em sua evolução contínua e avaliação pelos interessados (*stakeholders*).

Em contrapartida, para atender a demanda crescente de energia elétrica, são necessários investimentos em instalações de elevada capacidade, o que aumenta a chance ou risco de grandes acidentes, ou perdas elevadas para a própria sociedade e investidores, em consequência de acidentes ou eventos fora do controle do planejador. Justifica-se, portanto, a necessidade da avaliação contínua dos riscos envolvidos e do desempenho resultante. A quantificação de desempenho e risco, com esta dicotomia de aspectos, exige não só a modelagem do processo elétrico, mas o tratamento adequado de eventos estatisticamente raros, e, portanto difíceis de modelar, mas com consequências invariavelmente elevadas para os interessados.

Este capítulo realiza uma revisão histórica e bibliográfica das técnicas e métricas utilizadas para avaliação de sistemas elétricos de potência, sobre estes diferentes aspectos, classificados em quatro áreas de interesse:

1. **Avaliação de Desempenho** – formas alternativas como o desempenho de sistemas elétricos tem sido avaliado, e as diferentes metodologias e modelos utilizados.
2. **Avaliação de Riscos** – definições e métodos usuais para conceituação e avaliação do impacto de eventos imprevistos sobre a rede elétrica e seus clientes e agentes.
3. **Modelagem Estocástica** – técnicas e métodos utilizados para modelar os eventos aleatórios, combinados ou não com eventos determinísticos, sobre o comportamento individual e coletivo de equipamentos utilizados nos sistemas elétricos.
4. **Modelagem Topológica** – modelos estruturais e dinâmicos utilizados para representar o funcionamento dos equipamentos quando conectados em rede. O comportamento dinâmico refere-se ao encadeamento discreto e sequencial de desligamentos em cascata de componentes da rede.

As referências bibliográficas foram selecionadas em função de sua relação com a metodologia proposta nesta pesquisa.

## 2.2. Avaliação de Desempenho

Desde os primórdios dos sistemas elétricos de potência, no início do século passado, as empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras investigam as causas de desligamentos e interrupções do suprimento de energia, principalmente aquelas que impactam nos consumidores. Ainda no final do século dezanove, ocorreu o primeiro “apagão” que se tem notícia (SCHEWE [221]), na Pearl Street em Nova York, em 21 de janeiro de 1890, devido a um incêndio na usina do próprio Thomas Alva Edison (1847-1931), na primeira rede de distribuição de energia elétrica para iluminação, suspendendo o fornecimento de corrente contínua para 1300 lâmpadas, em 60 famílias aproximadamente. No ano seguinte (HENNESSEY [108]), um grande apagão ocorreu na região central de Londres em Novembro de 1891, com duração de quatro dias, motivado por um longo período de névoa (*fog*) e umidade. Já naquela época houve muita pressão sobre a LESC (*London Electric Supply Corporation*) quanto às consequências econômicas resultantes, e a necessidade de análises das causas.

Até a primeira metade do século XX, estas análises eram essencialmente pontuais, voltadas para a correção de defeitos isolados. Inexistiam até então normas que regulamentassem a análise sistêmica do desempenho e sua mensuração por indicadores. (BROWN [50]) fornece um resumo histórico desta evolução, até os dias atuais, com foco nos sistemas de distribuição nos Estados Unidos da América.

Com o crescimento dos sistemas de distribuição, surgiram os primeiros estudos, na década de 40, relacionados a taxas de falha de linhas aéreas, sumarizados em uma pesquisa de 1959 publicada pela (WESTINGHOUSE [270] [269]). Nesta publicação ainda não havia referência a indicadores de desempenho ou conceitos de confiabilidade, nem existiam metodologias normatizadas de avaliação de desempenho. Até 1955, segundo (BROWNb [51]), todos os problemas de sistemas elétricos eram resolvidos por cálculos manuais, ou utilizando analisadores analógicos de rede, réplicas elétricas em escala reduzida das redes de alta tensão. Estudos de proteção, por exemplo (MASON [156], WARRINGTON [268]), e fluxos de carga (STEVENSON [255]) eram realizados com cálculos analógicos manuais, baseados em tabelas, curvas características de tempo e impedâncias de alcance de relés.

No final da década de 60, (CAPRA, GANGEL e LYON [57]), em uma das primeiras publicações sobre confiabilidade em sistemas de distribuição, correlacionavam as taxas de falha de equipamentos da rede de distribuição com as interrupções anuais sofridas pelos consumidores. Este estudo foi um prenúncio da sistematização, na década de 70, da coleta de dados sistemáticos pelas empresas distribuidoras, para avaliação de índices de confiabilidade. Datam desta década a concepção e proposta de alguns indicadores de confiabilidade de sistemas de distribuição similares ao *SAIFI*, *SAIDI* e *CAIDI* (equivalentes ao DEC, FEC, DIC e FIC no Brasil) utilizados atualmente (BROWN [50]), e o registro do primeiro “apagão” de consequências dramáticas, ocorrido em 09/11/1965 no Nordeste dos Estados Unidos. Este evento

evidenciou a necessidade de cooperação e interação entre as empresas, motivando a criação da NERC (*National Electric Reliability Corporation*) em 1968, encarregada de distribuir recomendações e informações sobre o comportamento dinâmico e estático de sistemas elétricos. Já em 1966 (HORE [110]) e em 1970 (VENIKOV *et alii* [266]) documentavam o conhecimento existente sobre modelos de representação dinâmica de sistemas elétricos, incluindo cargas e máquinas elétricas, para estudos de estabilidade transitória e equivalentes dinâmicos. No final da década, (STAGG e EL-ABIAD [254]) lançaram seu livro clássico, estabelecendo as bases da computação digital na análise de sistemas de potência, popularizada na década seguinte.

A década de 70 foi caracterizada pela migração dos meios de cálculo, manuais e registrados em papel, para os métodos automatizados, com a proliferação do uso de computadores (*mainframes*) no controle automático de sistemas e equipamentos elétricos (AMBROSOVICH [8]), e o surgimento dos Sistemas de Gerenciamento de Desligamentos (OMS – *Outage Management Systems*), e sistemas SCADA (SAVULESCU [205], BAILEY e WRIGHT [25], MORAES e CASTRUCCI [167]) hoje disponibilizados *on-line* na Internet por grande parte de empresas (WIKIPEDIA [274]). A pesquisa em sistemas elétricos de potência ganhou ímpeto com a criação de centros de pesquisa em vários países, inclusive no Brasil, através do CEPEL, o Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (ELETROBRAS [77]). Este movimento foi acompanhado do uso crescente de modelos probabilísticos mais sofisticados na representação de componentes de sistemas de potência (ANISIMOVA *et alii* [17]), e no desenvolvimento de ferramentas de análise de fluxo de carga CC e CA em estado permanente (MONTICELLI [164]), métodos de análise de transitórios (GREENWOOD [102], REED *et alii* [197], e VENIKOV [264] [265]), estudos de curtos-circuitos (ANDERSON [11]) e controle e estabilidade de sistemas de potência (ANDERSON [10]). Já em 1970, (BILLINTON [37]) sistematizava a avaliação da confiabilidade de sistemas compostos, destacando a importância da padronização dos conceitos sobre saídas forçadas e os níveis de confiança na coleta de dados. Em 1971, (ENDRENYI [76]) introduzia um modelo de 3 estados para representar sistemas reparáveis, onde as condições de defeito antes e após o chaveamento do componente eram explicitamente representadas por estados independentes. Esta década também testemunhou um dos maiores *blackouts* em região urbana, na Cidade de Nova York, em 13 de julho de 1977, atingindo milhões de pessoas. Pela primeira vez, o relatório final (FINK [88]) tentou definir uma metodologia de avaliação do valor da confiabilidade da energia elétrica com base no impacto de sua falta nos indivíduos, negócios e instituições afetadas.

Mas só foi na década de 80 que ocorreu a sistematização da definição e cálculo de indicadores padronizados de confiabilidade e desempenho de sistemas elétricos. No Brasil, o CEPEL (ELETROBRAS [77]) iniciava o desenvolvimento de uma cadeia completa de modelos computacionais para o planejamento da expansão e operação da transmissão e geração, hoje utilizada em larga escala. Já em 1981, (CAMARGO [54]) documentava os modelos, conceitos e indicadores utilizados na avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão. Este estudo foi seguido, em 1982, por uma publicação da (ELETROBRÁS [76]), através do CODI, seu Comitê de Distribuição, estabelecendo as classificações aplicáveis às interrupções de consumidores, definindo os indicadores operativos, e propondo uma sistemática padronizada para levantamento de dados nas empresas. Constam neste documento

as definições de índices de duração e frequência equivalente por consumidor e por potência instalada, percussores dos índices utilizados atualmente, bem como as classificações das interrupções segundo a natureza programada ou forçada. Em 1988, (BILLINTON e ALLAN [41]) publicaram um dos primeiros livros no Canadá dedicado à discussão de indicadores de confiabilidade, e popularizaram os indicadores *SAIFI*, *SAIDI* e *CAIDI* utilizados internacionalmente. Este livro foi seguido, em 1989, pela criação de um grupo de trabalho no Subcomitê de Distribuição da Sociedade de Engenharia de Potência (PES – *Power Engineering Society*) do IEEE para definir indicadores de confiabilidade para empresas nos Estados Unidos (IEEE [117]), introduzindo o conceito de interrupções e eventos momentâneos no suprimento de energia. Esta época marca a popularização dos métodos probabilísticos para tratamento de incertezas em sistemas de potência (LEITE DA SILVA, PEREIRA e SCHILLING [147]), e a necessidade de avaliação da confiabilidade conjunta de sistemas de geração, transmissão e distribuição (CASSULA, LEITE DA SILVA *et alii* [58]). Métodos e algoritmos baseados em enumeração de contingências (KHAITAN e McCALLEY [133]) e simulações de Monte Carlo tornaram-se viáveis com os recursos computacionais existentes, para avaliação de confiabilidade probabilística de sistemas de potência, conforme comprovado por (REI, SCHILLING e MELOb [198]). Sistemas de proteção (WARRINGTON [265], WESTINGHOUSE [271]) são atualmente modelados para avaliação de confiabilidade, utilizando árvores de falha e processos Markovianos, conforme descrito em (ANDERSON [9] e SIQUEIRA [231][232][233]). (BARLOW *et alii* [27]) reúne outras aplicações de árvores de falha na avaliação de confiabilidade.

Na década final do século passado, as mudanças institucionais ocorridas no Setor Elétrico mundial trouxeram alterações consideráveis na estrutura, manutenção e operação de sistemas elétricos em várias nações do mundo, em especial nos Estados Unidos (US DOE [263]). Métodos estruturados de coleta e análise de dados foram desenvolvidos atendendo as exigências regulatórias e sociais. (KOIVURANTA [143]) descreve uma estrutura implantada para análise de confiabilidade em empresas de distribuição, e das ferramentas de análise e bases de dados necessários. Já em 1995, (SCHILLING, GOMESb *et alii* [209]) estabeleciam critérios para introdução da confiabilidade composta nos estudos de planejamento da operação. Em 1999, (BILLINTON *et alii* [38]) avaliaram o impacto das mudanças institucionais nas questões de confiabilidade, provocadas pela privatização e desregulamentação da indústria elétrica de potência, reconhecendo a necessidade de novas abordagens e ferramentas de análise para o novo ambiente competitivo. Os autores destacavam a relevância das técnicas probabilísticas na avaliação da probabilidade, frequência, duração e severidade de eventos, em contrapartida aos métodos determinísticos tradicionais. A partir de então, maior ênfase foi dada à previsão e avaliação da qualidade do serviço prestado ao consumidor final, e à determinação da responsabilidade distribuída entre os agentes do mercado de energia. Em especial, o ambiente de competição gerou a necessidade de novos conceitos de alocação de responsabilidade sobre confiabilidade e operação entre os agentes, e a definição de regras claras sobre preços, direitos e deveres (BHATTACHARYA *et alii* [36]).

A primeira década do século XXI tem sido marcada pelo aumento da atividade regulatória nos diversos setores da sociedade, entre eles o de energia elétrica (GILBERT e KAHN [97]). Um novo “apagão”, de grandes proporções, atingiu em

2003 o Nordeste dos EUA e parte do Canadá, contribuindo para a institucionalização, nos EUA, da NERC e FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) como entidades regulatórias. A avaliação de desempenho e confiabilidade passou a ser não só um instrumento de planejamento (BARROS [28]) e operação da rede elétrica, mas um mecanismo de auditoria e regulação da sociedade sobre um serviço de utilidade pública (BROWN [50], KELLY [134]). A qualidade do serviço prestado pelas empresas de energia passou a ser avaliada não apenas pelas interrupções, mas por um conjunto de indicadores que incluem interrupções curtas e longas, afundamentos de tensão e componentes harmônicas (BOLLEN [48], OLGUIN [185], ANEEL [15]), associados a sinalizadores econômicos de incentivo à melhoria da qualidade do serviço público (SILVAb [222]). Movimentos idênticos tem sido observados na padronização de indicadores de desempenho na área de manutenção industrial (WIREMAN [278] e LAFRAIA 563), com ênfase especial em indicadores de desempenho genéricos, a exemplo do indicador de Eficiência Global dos Equipamentos (HANSEN [104], WIREMAN [277]), e de aspectos de eficiência, eficácia e efetividade da manutenção (SIQUEIRA [244]), e qualidade da operação (SIQUEIRA e MENEZES [246]). Estas pesquisas tem contribuído para a padronização e auditabilidade dos indicadores e métodos de avaliação, no Brasil e em vários países que adotaram a desregulamentação do setor elétrico (ANEEL [12], SILVAb [222]).

Na atualidade, a dimensão e complexidade de sistemas elétricos exigem a avaliação não só da confiabilidade, mas de uma extensa gama de indicadores, cobrindo vários aspectos além daqueles já relacionados (MELIOPOULOS *et alii* [160]), inclusive indicadores de efficientização no uso da eletricidade (BANNISTER [25]) e suportabilidade a contingências (JONES [129]). Conceitos como robustez e imunidade a perturbações foram agregados ao jargão dos profissionais de controle e automação destes sistemas (CRUZb [68], BOESCH [45]). Além da regulação, as agências também padronizam indicadores de qualidade e desempenho (KAGAN, ROBBA E SCHMIDT [131]) associados a sinais financeiros de incentivo à melhoria da qualidade do serviço de eletricidade (ANEEL [13] [15]). Recentemente, (SCHILLING, BILLINTON e SANTOS [211]) realizaram um levantamento sistemático da bibliografia disponível sobre análise de segurança nos últimos 40 anos (de 1968 a 2008) com ênfase em análise e indicadores de estabilidade, comportamento dinâmico, confiabilidade, reserva girante, falhas de proteção, desligamentos em cascata (*blackouts*), e análise de segurança. No Brasil, em particular, talvez pela peculiaridade do sistema elétrico, (SCHILLING *et alii* [207] [208]) já registravam publicações disponíveis sobre confiabilidade no período de 1969 a 1985. Técnicas modernas de análise, controle e estabilização de transitórios eletromecânicos são correntemente incluídas nestas avaliações (MOTA [169]), incluindo a avaliação de falhas ocultas em sistemas de proteção (YANG [280]), como itens necessários à análise de desempenho e confiabilidade. A análise probabilística da confiabilidade consolida-se como alternativa contemporânea à análise e critérios determinísticos, exigindo maiores detalhes na representação e documentação de premissas, e interpretação dos resultados (SCHILLING *et alii* [212]).

Apesar da evolução dos métodos de análise, a dimensão atual dos sistemas elétricos atingiu um nível de complexidade que desafia os meios computacionais, processos de gestão e dados disponíveis. Os modelos necessários à análise de todos os aspectos de planejamento e exploração de sistemas elétricos incluem da

ordem de 30 programas computacionais complexos (ELETROBRAS [77]), integrados por bases de dados e filtros de formatação entre programas. Técnicas de agregação topológica de componentes são necessárias por exemplo em modelos equivalentes de subestações para reduzir a complexidade na análise da confiabilidade composta da geração, transmissão e distribuição (ARENTZ [18], ZHANG [282]). A análise de contingências em tempo real já é uma realidade em alguns sistemas SCADA e EMS (YAO *et alii* [281]) agregando medidas de restauração e remediação automática, com novos requisitos de desempenho computacional. Outras ferramentas e métodos modernos têm sido utilizados nesta área, em especial aqueles baseados em inteligência artificial, como programação genética (SOUZAb e ALBUQUERQUE [252]) e outras. Conceitos modernos de gestão estratégica (KAPLAN & NORTON [132] [133]), com base em indicadores-chaves (KPI – *Key Performance Indicators*) tendem a integrar os indicadores de confiabilidade, manutenção (MATHER [157], TAKAHASHI e OSADA [257]), e desempenho elétrico com outros indicadores empresariais (GORP [101]) incluindo aqueles relacionados a aspectos intangíveis da sustentabilidade de negócios (HUBBARD [112]).

A próxima década deverá ser marcada pelo uso crescente de tecnologia da informação e telecomunicações na implementação de soluções que atendam aos anseios da sociedade por qualidade e confiabilidade dos sistemas elétricos. A implementação dos conceitos de redes inteligentes (*Smartgrid ou Intelligrid*) já são prenúncios destas medidas, buscando meios eficientes de gestão e fiscalização dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Entre os aspectos monitorados nestes sistemas, destaca-se a avaliação de indicadores de risco, parte inerente à exploração segura de sistemas de potência.

### **2.3. Avaliação de Riscos**

O conceito de risco tem suas origens na própria história da evolução humana, nos primórdios da civilização, ao enfrentar as ameaças do meio ambiente na busca da sobrevivência. Posteriormente, na era clássica, a popularização de jogos tornou o tema um assunto corrente no convívio social. Aristóteles, no século 4 a.C., já pregava uma visão empírica do conhecimento valorizando a informação e o raciocínio dedutivo na redução de incertezas (BUCHANAN & O'CONNELL [52]). Entretanto, apenas em 1654 é que surgiu, através dos estudos de Blaise Pascal e Pierre de Fermat, o conceito de cálculo de probabilidades para eventos aleatórios. Posteriormente, em 1738, Daniel Bernoulli assentou as bases da ciência da análise de risco, ao examinar eventos aleatórios do ponto de vista de quanto um indivíduo deseja, ou teme, cada resultado possível. Entretanto, foi só após o Renascimento, com o questionamento de crenças e concepções do passado, que o conceito moderno de risco evoluiu como área de investigação científica (BERNSTEIN [34]). Contribuiu neste aspecto a evolução dos métodos probabilísticos e estatísticos, possibilitando não só a formalização do assunto mas sua utilização no desenvolvimento de metodologias de avaliação e prevenção do risco (SIQUEIRA e SOUZAb [238] [239], WINKLER [276]), e na racionalização de decisões em situações de incerteza (CAMPELO DE SOUZA [55], ALMEIDAa [5], ASSIS [19], SECURATO [216]).

Atualmente, na literatura corrente e na prática, muitas metodologias de avaliação de risco estão disponíveis e documentadas. Após o ataque terrorista às torres gêmeas do *World Trade Center* em Nova York, muitos estudos (HOLMGREN [109]) tem sido realizados no sentido de avaliar os níveis de segurança e risco de sistemas e infraestruturas sociais, entre eles os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. (DUFFEY e SAUL [75]) destacam a importância e dificuldade de modelagem estatística dos eventos raros que podem impactar na segurança destes sistemas.

O interesse na sistematização da análise de desempenho e riscos de sistemas elétricos aumentou após o *blackout* ocorrido no Nordeste dos Estados Unidos, em 1965 (WIKIPEDIA [273]). A causa raiz deste *blackout*, um erro humano no ajuste incorreto de um relé de proteção, resultou no desligamento indevido de uma linha de transmissão da Usina de Niágara Falls, e no corte em cascata do suprimento de energia ao Nordeste dos Estados Unidos e parte da Província de Ontário, no Canadá. Este evento alertou a sociedade Americana sobre a influência de fatores adicionais, tais como a confiabilidade humana e da rede de transmissão, além das taxas de falha dos equipamentos, e dos sistemas de proteção, sobre o desempenho de sistemas elétricos.

Esta tendência tem sido observada também em outros setores da economia (CRUZ [67]), principalmente em instituições financeiras sujeitas a desastres econômicos, como aquele provocado por especulação de um operador de mercado do Banco Barings em 1995, resultando em perdas estimadas de US 1,3 bilhão (WIKIPEDIA [275]). Compare-se a similaridade com o *blackout* de 1993 de Nova York, também provocado por uma ação humana, atingindo 25 milhões de pessoas (WIKIPEDIA [273]), e com o *blackout* da rede oeste dos Estados Unidos, em 1966, que atingiu onze estados americanos e duas províncias canadenses, com prejuízos estimados em 1,2 a 2 bilhões de dólares (SHAHIDEHPOUR e WANG [220]). A análise, previsão e prevenção de riscos tornaram-se exigências em quase todos os setores da economia (KING [138]), e requisito obrigatório de normas internacionais sobre segurança e qualidade na gestão de processos organizacionais (ISO [120], OHSAS [184]), e na análise de decisões financeiras e de investimentos (SECURATO [216] e GALESNE et alii [94]).

No setor elétrico, os riscos das perturbações tiveram destaque na literatura especializada a partir dos grandes desligamentos ocorridos nas últimas décadas. Os impactos resultantes são bastante conhecidos, desde o *blackout* geral de Nova York em 1965, e aqueles envolvendo várias nações, como nos Estados Unidos e Canadá em 2003, e Brasil e Paraguai em 2009 (ONS [187]). Recentemente, o relatório (UCTE [261]) da *Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity* sobre o desligamento em cascata de grandes blocos de transmissão e carga na Europa continental, em quatro de novembro de 2006, comprovou a possibilidade da propagação de falhas mesmo em sistemas fortemente interligados, dependendo da topologia e estado operacional do sistema elétrico. Segundo (MCCALLEY [159]) o número de grandes desligamentos ou apagões superiores a 1GW dobra a cada 10 anos. (CIAUSIUS e EREMIAS [64]) analisaram as características de 39 apagões em todos os continentes da terra, de 1965 a 2006, identificando aspectos recorrentes que permitem estimar sua possibilidade de ocorrência de acordo com as características da rede elétrica.

Nestes eventos, as consequências sociais e econômicas chegam a extrapolar a própria década em que ocorrem, com histórias humanas significantes marcadas pela falta de energia, e relatadas na literatura (WIKIPEDIA [273]). Responsabilidades e medidas públicas efetivas são geralmente muito cobradas após estes eventos, provocando análises técnicas de órgãos profissionais colegiados (IEEE, etc.), análises individuais e de órgãos públicos que se arrastam às vezes por décadas, visando identificar medidas efetivas de prevenção do risco. Segundo (PHADKE [191]), sistemas de proteção desempenham funções essenciais, não só na prevenção, mas também, quando na presença de falhas ocultas, na ampliação das consequências e extensão da dimensão do risco de grandes acidentes e *blackouts* no setor elétrico. Em particular, as falhas ocultas nestes sistemas têm sido identificadas como corresponsáveis por grande parte dos desligamentos catastróficos em cascata de sistemas elétricos (QIU [193], MILLI, QIU e PHADKE [163]). O risco também tem sido determinante na definição e priorização de atividades de manutenção (JONESb [130]), e na definição de proteção financeira (*hedging*) ou securitária de ativos sujeitos a danos permanentes (CRUZ [67], SIQUEIRA [230][232], HOLMGREN [109]) ou à volatilidade de mercados de energia (MAYO [158]). O risco probabilístico tem sido utilizado também para avaliar a efetividade de critérios de planejamento determinísticos de sistemas elétricos (SCHILLING, MARANGON et alii [206]).

Nos demais setores industriais, muitas metodologias de análise de risco são documentadas na literatura, e em uso corrente, principalmente nas indústrias química e nuclear, identificadas geralmente por uma sigla, abreviatura do seu título em língua inglesa, tais como (RAMIRO e AÍSA [195]):

- HAZOP – *Hazard and Operability Analysis* (IEC 61882 [115]);
- FMEA/FMECA – *Failure Mode and Effect Analysis* (IEC 60812 [113], PALADY [188]);
- FTA – *Failure Tree Analysis* (LIMNIOS [152], NUREG-0492 [182]);
- ETA – *Event Tree Analysis* (RAAFAT [194]);
- CCA – *Cause-Consequence Analysis* (NIELSEN [178]);
- MORT - *Management Oversight Risk Tree* (KNOX et alii [142]);
- SMORT – *Safety Management Organization Review Technique* (KJELLE [140]);
- DYLAM – *Dynamic Event Logic Analytical Methodology* (COJAZZI et alii [66]);
- PRA – *Probabilistic Risk Assessment* (WINKLER [275]).

Esta diversidade motivou a ISO (*International Organization for Standardization*), em 2009, a padronizar o processo de análise e gestão de riscos em qualquer organização (ISO [123]), movimento seguido pelo Brasil no mesmo ano. Apesar desta diversidade e do esforço de padronização, poucas metodologias de avaliação de riscos são aplicáveis a múltiplas instalações industriais e de processo genéricas, ou a setores industriais inteiros, típicas dos sistemas elétricos de potência. A maioria das metodologias são mais adequadas a determinados cenários (FREITAS et alii [90]) e tipos de indústrias, dependentes de avaliações pessoais e subjetivas, e aplicáveis a um único evento gerador de risco. Mesmo com uma base probabilística sólida, algumas são utilizadas apenas para avaliação qualitativa de processos, e

outras são correlacionadas com a estrutura particular do processo industrial. Esta correlação será explorada nesta pesquisa, visando identificar meios de redução dos riscos em indústrias de processos, utilizando métodos e modelos estocásticos.

## 2.4. Modelagem Estocástica

Muitas pesquisas tem sido dedicadas ao estudo de modelos estocásticos, em especial aqueles relacionados à confiabilidade e segurança, utilizando principalmente processos homogêneos de Poisson e Markov (THOMPSON [258]), Redes de Petri (PETERSON [190] e MOODY e ANTSAKLIS [170]) e Bayesianas (JENSEN<sup>b</sup> [128] [127]). Uma apresentação introdutória sobre modelos estocásticos pode ser consultada em (CLARKE e DISNEY [65], ou GROSH [103]), com uma introdução aos modelos Markovianos. (AVEN e JANSEN [23]) apresentam o fundamentos matemáticos da teoria de modelos estocásticos aplicados a falhas de equipamentos, disponibilidade, confiabilidade e otimização de manutenção. (JENKINS e KHINCHA [126]) ilustram a aplicação de Redes de Petri a esquemas de proteção em sistemas elétricos de potência. A causa de falhas em equipamentos constitui uma linha de pesquisa específica da engenharia (SERRA [219], AVILÉS [24], SELIVANOV [218]), servindo para parametrização destes modelos, utilizando por exemplo a análise de tempos de falha e testes de vida acelerados (FREITAS<sup>b</sup> e COLOSIMO [91]).

No setor elétrico, modelos estocásticos têm sido descritos na literatura, e aplicados principalmente para simulação de confiabilidade e estudos de planejamento (ENDRENYI [83], BILLINTON & ALLAN [40][41], SCHILLING, LEITE DA SILVA *et alii* [214]). Em (SULLIVAN [256]), métodos de representação estocástica de cargas e sistemas de geração foram utilizados no planejamento da expansão de sistemas elétricos, com ênfase na confiabilidade da geração e carga. Em (BILLINTON & LI [39]) tais modelos foram simulados, usando técnicas de Monte Carlo, principalmente em estudos de confiabilidade. Posteriormente, (LI & TURNER [150]) adotaram modelos similares em estudos de planejamento da transmissão do sistema elétrico da BC Hydro, no Canadá. Atualmente, mesmo os métodos determinísticos, tais como o critério N-1 de planejamento da expansão (SCHILLING, MARANGON *et alii* [206]) e N-2 de planejamento da operação (SCHILLING, LEITE DA SILVA *et alii* [213] [214], SILVA<sup>b</sup>, LIMA<sup>b</sup> *et alii* [223]), são revistos à luz de critérios probabilísticos.

Além da rede elétrica primária, modelos determinísticos e estocásticos são necessários para representar sistemas secundários, de proteção, controle, regulação e automação (veja-se por exemplo: OGATA [183], ASTROM [20], MOORE, ANDERSON<sup>b</sup> *et alii* [171], FRIEDLAND [92], SEBORG *et alii* [217], RAVEN [196], ELGERD [78] [79], TRUXAL [260], DORF [71], KIRK [139] e TOU [259]). (HENLEY [107]) descreve as configurações típicas destes sistemas, do ponto de vista estatístico, utilizando árvores de falha. Nesta referência são descritos métodos de modelagem e simulação de falhas ocultas, comuns a estes sistemas. Mais recentemente, (SIQUEIRA e ALMEIDA<sup>a</sup> [225]) demonstraram sua utilidade na avaliação de alternativas de projeto em sistemas de proteção elétrica, associados à teoria estatística da decisão, descrita em (MELSA e COHN [162]). No setor elétrico, a natureza estocástica destes fenômenos foi destacada por (ANGHEL, ANGHEL<sup>b</sup> *et*

*alii* [16]), ao estudar modelos simplificados de fluxos de carga CC que incluem, além da dinâmica elétrica da rede, as influências de fatores externos tais como tempos de reparo e manutenção, e tempos de manobras e ações operativas. Em (CHEN *et alii* [62]), são discutidos modelos de fluxo de carga CC que incluem modelos probabilísticos de falhas ocultas em sistemas de proteção, aplicáveis à análise de desligamentos em cascata. Muitos métodos desenvolvidos pela Pesquisa Operacional (SAATY [202]) são hoje aplicados em sistemas elétricos e sistemas de controle automático (SOLODOVNIKOV [251]).

O comportamento de equipamentos primários e secundários depende também do tipo de manutenção empregado ao longo de sua vida útil (XENOS [279]), além da tecnologia adotada no projeto. Os estudos de (NOLAN & HEAP [181]) na *United Airlines*, que conduziram à criação da MCC – Manutenção Centrada na Confiabilidade (RCM - *Reliability-Centered Maintenance*), introduziram os modelos estocásticos de desempenho de componentes na aviação comercial. Posteriormente, (SMITH [248] [249], MOUBRAY [172], AUGUST [21] [22] e BLOOM [44]) usaram estes modelos na definição de estratégias de manutenção em vários tipos de indústrias, principalmente de processos químicos e mineração. Em particular, eles são adequados à otimização de políticas de manutenção, conforme detalhado em (JARDINE e TSANG [125], LYONNET [154] [155]). (SIQUEIRA [227] [228] [229] [231] [233]) aplicou estes modelos na otimização de políticas de manutenção em sistemas elétricos, e a decisões sobre sistemas de segurança e proteção, ilustrando métodos de identificação e parametrização dos modelos (EYKHOFF [85]).

Com foco na avaliação de riscos em sistemas elétricos, (LI [149]) realizou um levantamento recente dos modelos estocásticos utilizados, sob os aspectos de manutenção, planejamento, estabilidade e gestão de estoques. (DOBSON *et alii* [69]) comparou estatisticamente as estimativas de propagação de falhas em sistemas elétricos com as projeções obtidas de modelos de carregamento e sobrecarga de equipamentos baseada em fluxo de carga com simulação CC e análises quantitativas, propondo posteriormente (DOBSON *et alii* [70]) estimadores estatísticos da extensão de *blackouts* utilizando estes modelos (CHEN *et alii* [62]).

De maneira geral, modelos Markovianos têm sido utilizados para representar as falhas destes componentes, conforme sistematizado em (HOWARD [111]) e (WHITE [271]). Exemplos de processos Markovianos são difundidos na literatura e na natureza, abrangendo desde o comportamento de consumidores nas áreas de Economia e Marketing (DORFMAN *et alii* [72]), à sobrevivência e evolução de células e organismos vivos em Biologia (WHITE [271], NORRIS [180]), aos simuladores de conflitos e competição na Teoria dos Jogos (DRESHER [73], BLACKWELL *et alii* [42]), à modelagem de sistemas industriais, de transporte e estoques em Engenharia de Produção (SIQUEIRA *et alii* [243], MUNASINGHE [173], *et alii* [174]). Aplicações práticas de processos Markovianos são encontradas na Física da transmutação nuclear e radiação (BHARUCHA-REID [35]), Processos Decisórios (WHITE [272], SIQUEIRA [233]), Teoria das Filas (NORRIS [180]), Teoria de Confiabilidade (LEWIS [148], GROSH [103]), Teoria da Decisão (ROSS [201] e SIQUEIRA [241]), Teoria dos Jogos (FIANI [87]) e em muitos outros setores técnicos das áreas civis e militares (RESTUM [200]).

Além dos modelos Markovianos, as dificuldades de modelagem de sistemas de grande porte motivaram o desenvolvimento das Redes de Petri a partir da tese de doutorado (“*Communication with Automata*”) de Carl Adam Petri, da Universidade de Hamburgo, em 1962 (PETERSON [190]). Desde sua criação, várias variantes foram desenvolvidas, entre elas as Redes de Petri Estocásticas e as Redes de Petri Estocásticas Generalizadas (MOODY e ANTSAKLIS [170]). Uma dificuldade de aplicação prática destes modelos reside na ausência de dados históricos confiáveis sobre o comportamento de equipamentos modelados. (SIQUEIRA [233]) demonstrou a viabilidade de elicitação de parâmetros relacionados a sistemas de proteção e equipamentos elétricos de alta tensão, a partir dos dados históricos de desempenho, inclusive aqueles ocultos ou não observáveis diretamente. Mesmo na ausência de dados confiáveis, é possível derivar valores aproximados com base em probabilidades subjetivas e opiniões de especialistas (SPIZZICHINO [253]), ou simulações e modelos topológicos da rede elétrica.

## 2.5. Modelagem Topológica

O crescimento, em dimensão e complexidade, dos sistemas elétricos de potência tem desafiado a capacidade das ferramentas de análise disponíveis. A simulação de modelos destes sistemas tem evoluído como alternativa ao cálculo direto, usando modelos da topologia de sistemas discretos (veja-se por exemplo: MONTGOMERY [166], ZEIGLER [284] [283], ZEIGLER e KIMb [285]; ZEIGLER [284]) e sistemas contínuos (GORDON [100], GARCIA [95]). (KHOSHNEVIS [136], SKRZYPEK [247] e ULRICH *et alii* [262]) apresentam a teoria e descrição de ferramentas comerciais existentes para simulação de sistemas discretos. Métodos probabilísticos tem sido crescentemente incorporados à simulação de redes complexas, sujeitas a comportamento estocástico de seus componentes, através das Redes Bayesianas (JENSENb [128] [127]), ou utilizando inteligência artificial (ELZAS *et alii* [81], SKRZYPEK [247]). Inicialmente, estas ferramentas incorporavam apenas relações determinísticas de causalidade (BUNGE [53]), para posteriormente incluírem relações causais probabilísticas (PEARL [189]), constituindo-se atualmente em área específica de pesquisa, em especial para problemas de teoria da decisão (BERGER [33] e BEKMAN [32]), inferência estatística (BOLFARINE [44] e LINDGREN [153]), e sistemas especialistas probabilísticos (CASTILLO *et alii* [59]).

Modelos topológicos tem sido utilizados largamente na análise de indústrias que funcionam interligadas em rede. A partir da prova rigorosa do problema das Pontes de Königsborg (DUEÑAS-OSORIO [74]) desenvolvida por Leonhard Euler em 1736, a Teoria dos Grafos tem sido utilizada para formalizar estes modelos, conforme descrita em (HARARY [105]). Algoritmos baseados em grafos (FURTADO [93]) tem sido utilizados para otimizar o desempenho de muitas ferramentas de análise (GOLDMAN e HEDETNIEMI [98]). Em sistemas de telecomunicações, métodos topológicos de avaliação de desempenho têm sido investigados por (SOH e RAI [250]). Algoritmos de pesquisa em grafos foram investigados e utilizados na solução prática de problemas até então considerados intratáveis (AHO, HOPCROFF e ULLMAN [4]; REIN, NIEVERGELT e DEO [199]), com os meios computacionais existentes. O desenvolvimento da informática a partir de 1970 também viabilizou sua aplicação na análise e na modelagem de grandes redes elétricas (SAVULESCU [204] [205]) e na implementação de novos conceitos de controle adaptativos

(BEHAR e IRANZO [31]). Em particular, as Redes de Petri, desenvolvidas na década de 1960 (PETERSON [190]), encontram aplicação na modelagem de muitos sistemas assíncronos, e no planejamento de sistemas de controle supervisórios industriais (MOODY & ANTSAKLIS [170]).

Em sistemas de potência, grafos têm sido utilizados desde os primórdios dos estudos de confiabilidade, segundo resumo histórico realizado por (BROWN [50]). (ENDRENYI [83], BILLINTON e ALLAN [40][41]), difundiram sua aplicação em sistemas elétricos de potência. Mais recentemente, (ARENTZ [18]) investigou a representação de subestações para análise do efeito de falhas em componentes sobre o sistema elétrico, através de um conjunto de índices nodais de confiabilidade. Sua metodologia permite determinar modelos estocásticos equivalentes de subestações para representação por nós em sistemas de avaliação de confiabilidade composta.

Exemplos de propagação em cascata de falhas usando modelos topológicos foram demonstrados por (NEDIC *et alii* [176]) para redes de até 100 nós. A utilidade e correlação de indicadores topológicos de grafos representando redes elétricas e os recentes *blackouts* de 1966 e 2003 nos Estados Unidos foram investigadas por (KIM & OBAH [137]), que sugerem sua utilização na prevenção de grandes apagões. A avaliação de riscos de desligamentos em cascata com modelos combinados de transmissão e configurações de subestações foi também pesquisado por (LI & LU [151]), com ênfase no planejamento de sistemas. Algoritmos topológicos para avaliação de usabilidade em redes de fluxos foram pesquisados por (JANE & YUAN [124]). (NOEL e JAJODIA [179]) demonstraram sua aplicação na análise da vulnerabilidade de redes de computadores, utilizando matrizes e grafos de adjacência, com as consequências propagadas por matrizes e grafos de alcançabilidade. Uma extensão deste conceito será utilizada nesta pesquisa para propagar desligamentos em cascata de sistemas elétricos.

## 2.6. Contribuições Metodológicas

A diversidade de técnicas de modelagem publicadas reflete a complexidade inerente aos eventos determinísticos e aleatórios que ocorrem em sistemas elétricos de potência. Reflete também a variedade de aspectos que devem ser avaliados em sistemas e decisões que atendem simultaneamente a interesses sociais, e econômicos, como o fornecimento de energia elétrica e outros (GOMES *et alii* [99]). Assim, por exemplo, o risco deve ser avaliado tanto com relação à possibilidade de não atendimento à carga, mas também quanto à possibilidade de perdas patrimoniais, contratuais e de investimento, para o proprietário ou investidor, por danos elétricos ou naturais aos equipamentos e meio-ambiente, e por danos pessoais ou coletivos que possam provocar.

Muitas ferramentas e metodologias estão disponíveis para avaliar cada aspecto citado. Na indústria de processos, ferramentas inteligentes têm sido desenvolvidas para controle e automação, baseadas em sistemas especialistas, lógica *fuzzy*, redes neurais e algoritmos genéticos (CAMPOS e SAITO [56]). No setor elétrico, por exemplo, muitas metodologias estão consolidadas para análise de redes, estabilidade eletromecânica, estabilidade dinâmica, transitórios eletromagnéticos,

fluxo de potência ótimo, análise de tensões e correntes harmônicas, curto-circuito, análise de perturbações, análise de confiabilidade preditiva de geração e transmissão, e cálculo da reserva de potência girante probabilística, entre outras. Algumas ferramentas implementam subconjuntos destas técnicas, em um único processo computacional, incluindo por exemplo, fluxo de potência, equivalentes de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade e análise de segurança (POWERWORLD [192], CEPTEL [60] [61], MELLO *et alii* [161], FONTOURAb e PEREIRA [89]). Outras são específicas para cada problema analisado, em especial para automação de sistemas elétricos (BARZAM [29]). (BROWN [51]) detalha grande parte dos métodos matriciais disponíveis para análise de redes, incluindo cálculos de curtos-circuitos, fluxo de carga, estudos de contingências e estabilidade transitória.

Diante desta diversidade, a principal contribuição desta pesquisa será uma formalização do processo de tratamento dos dados fornecidos por estas ferramentas, em um modelo matemático unificado de avaliação de desempenho e risco. Não há o propósito de substituí-las nem fornecer métodos alternativos de cálculo, mas apenas em unificar o processamento dos dados extraídos destas ferramentas e estudos de uma maneira formal, adequada à análise de desempenho e riscos. O método proposto pretende utilizar simultaneamente os resultados das análises dos estudos operacionais e de planejamento de sistemas elétricos, com dados históricos de desempenho de equipamentos, sistemas de proteção e rotinas operacionais em um único arcabouço matemático e informacional, adequado à avaliação de desempenho, diagnóstico de falhas em tempo real e risco. Assim, não serão realizadas comparações entre as técnicas existentes com esta metodologia, uma vez que elas não concorrem entre si, mas principalmente se complementam (REI, MELOb *et alii* [198]). Também não serão descritos os métodos computacionais utilizados nestas ferramentas, mas apenas os dados que se podem extrair delas, para uso como dado de entrada neste método. Métodos de extração destes dados existem para a maioria das ferramentas de análise comerciais (ALMEIDAb e CASTRO [6], ALVES [7]).

Uma implementação de referência em *MatLab*<sup>®</sup> foi desenvolvida para ilustrar o método, utilizando cálculo matricial (HARTFIEL [106]), bem como uma aplicação completa em uma subestação real e um sistema elétrico modelo. O sistema modelo foi escolhido por sua simplicidade, para ilustrar a interligação de redes de geração, transmissão e distribuição, de propriedade de agentes distintos do setor elétrico, sendo utilizado sistematicamente como exemplo de cálculo em todo o desenvolvimento da pesquisa.

## 2.7. Sumário

Este capítulo introduziu uma revisão histórica e bibliográfica das técnicas e publicações existentes sobre análise de desempenho e risco em sistemas de potência, contextualizando a contribuição desta pesquisa. Foram resumidos os principais aspectos relacionados à avaliação de desempenho, avaliação de riscos, modelagem estocástica e modelagem topológica de Sistemas Elétricos de Potência. As contribuições desta pesquisa nestes temas foram listadas, delimitando seu

escopo. No próximo capítulo serão detalhados os aspectos metodológicos pesquisados.

## 3. Metodologia

### 3.1. Introdução

Muitas abordagens são possíveis na investigação de desempenho e riscos industriais. Os exemplos variam desde a identificação das possibilidades de falhas e acidentes, às medidas preventivas e corretivas aplicáveis, até a mensuração dos custos econômicos, tecnológicos e ambientais associados. A quantificação do desempenho e risco exige o tratamento adequado de eventos estatisticamente raros, com consequências invariavelmente elevadas. Também exige a explicitação dos objetivos da avaliação, para escolha dos indicadores de risco e desempenhos que serão avaliados.

Após uma revisão dos interesses envolvidos e conceitos necessários sobre o tema, este capítulo apresenta as definições de aspectos de desempenho e risco que serão adotados no restante da pesquisa, bem como a metodologia que será seguida em sua avaliação.

### 3.2. Interessados

Entre os interesses envolvidos na análise de sistemas elétricos distinguem-se aqueles da alçada do planejador ou regulador do setor elétrico, do proprietário ou investidor no mercado de energia, do projetista ou mantenedor de instalações físicas, do operador de sistema, e finalmente, do público em geral e consumidor de energia elétrica. O foco da avaliação será função do papel ou interesse buscado pelo avaliador, atendendo aos objetivos dos interessados (*stakeholders*) conforme se segue:

- Para o **planejador** ou **regulador** de sistemas, o interesse pode residir na determinação dos tempos médios de interrupção de serviço, ou de sua frequência, ou na probabilidade futura de sua interrupção, ou no montante de carga ou geração interrompida, ou qualquer outro indicador da qualidade do sistema elétrico. Aspectos como confiabilidade, segurança, estabilidade, disponibilidade, robustez, severidade, etc., são tipicamente de interesse e avaliados por planejadores e reguladores.
- Para o **proprietário** ou **investidor** em sistemas elétricos, o desempenho pode ser ainda avaliado pela eficiência do processo de geração, transmissão e distribuição, ou pelo risco operacional da exploração dos ativos, ou o risco patrimonial ou securitário de perda parcial ou total de ativos ou investimentos.

- Para o **projetista** interessa definir as características e especificações dos equipamentos, e os pontos da rede que merecem modificações nos equipamentos primários, suas conexões, e nos sistemas secundários de proteção e automação, para melhoria da qualidade do processo.
- Para o **mantenedor**, interessa conhecer o montante de interrupção de produção ou cargas durante as manutenções preventivas e corretivas, e quais os pontos da rede que merecem maior prioridade na manutenção. Para este interessado, além dos indicadores de qualidade do serviço prestado, interessa conhecer as possibilidades de propagação de perturbações, sua possível extensão e causa raiz, e prováveis locais de origem.
- Ao **operador** de sistemas cabem responsabilidades definidas em quase todas estas áreas, não só na exploração eficiente e segura do sistema elétrico, mas na disponibilização de informações suficientes para a avaliação de responsabilidade, desempenho e risco pelos demais agentes do sistema. As possibilidades variam desde a identificação das origens de falhas, às medidas preventivas e corretivas aplicáveis, até sua propagação pela malha de componentes interligados e mensuração dos impactos econômicos, tecnológicos e ambientais associados, nos clientes, consumidores e usuários da rede.
- Finalmente, para o **público** em geral ou **consumidor** do serviço de fornecimento de energia elétrica, interessa a aferição da qualidade final do serviço, expressa em indicadores auditáveis de desempenho aferidos no ponto de entrega do serviço, a identificação de responsabilidades e a compensação de perdas decorrentes.

Esta diversidade de interesses exige a definição precisa dos conceitos e objetivos que serão adotados na análise, antes de explicitar o método de pesquisa escolhido.

### 3.3. Definições

O estudo de desempenho e riscos de um processo inicia-se pela definição dos eventos que interferem com o funcionamento normal ou planejado do sistema. Assim, o primeiro termo que precisa ser definido é o conceito de falha ou falta.

#### Definição 1 – Falha

No setor industrial e elétrico em particular, uma falha ou falta refere-se à incapacidade, momentânea ou permanente, de um determinado componente de atender à sua função.

■

Nos sistemas interligados, a falha em um componente irá provocar o desligamento ou interdição de outros componentes, seja por sobrecarga, proteção ou outro fator limitante. Em última instância, poderá resultar na interrupção do fluxo de produtos em uma parte do processo industrial, ou para um cliente final ou outro agente em uma cadeia produtiva, ou resultar em prejuízos financeiros vultosos para os

proprietários das instalações. Estas consequências são relacionadas ao conceito de desempenho. Para os objetivos desta pesquisa, a seguinte definição será usada como referência:

### **Definição 2 – Medida de Desempenho**

*Desempenho é uma medida do atendimento de um objetivo, avaliado pela correlação de frequência, probabilidade e/ou duração de interrupção do resultado esperado, e pelas consequências de interesse do avaliador.*

■

Tomando o risco como um exemplo de uma medida de desempenho em um processo, a seguinte definição poderá ser utilizada:

### **Definição 3 – Risco**

*Risco é uma medida da extensão do perigo, avaliada pela correlação da frequência ou probabilidade de eventos indesejáveis com seus efeitos ou consequências negativas.*

■

Se as consequências podem ser expressas numericamente, e os eventos são estatisticamente independentes, o risco pode ser avaliado pela expressão:

$$R = \sum_{i \in S} F_i * C_i, \quad (1)$$

onde  $F_i$  é a frequência do evento  $i$ ,  $C_i$  sua consequência, e a soma é realizada sobre o conjunto de eventos de interesse  $S$ . Muitas aplicações desta definição são possíveis, tais como o risco monetário, risco de indisponibilidade, de interrupção no suprimento, de catástrofe, dependendo da escolha da unidade de medida e da consequência  $C_i$  de cada evento, conforme mostram os seguintes exemplos:

#### **Exemplo 1 – Risco Monetário**

Se  $C_i$  é medido em termos monetários, então  $R$  estimará o fluxo financeiro esperado para cobertura de acidentes na instalação. Esta é uma visão de risco costumeira na indústria de processos, e na avaliação securitária de empreendimentos. Será utilizada também nesta pesquisa na avaliação da parcela variável (PV) da receita das empresas e agentes no setor elétrico.

■

#### **Exemplo 2 – Risco de Indisponibilidade**

Se  $C_i$  é medido pelo tempo necessário para restaurar as condições normais após uma falha, então  $R$  será o percentual médio de tempo de indisponibilidade do item avaliado, ou probabilidade de encontrá-lo indisponível. Esta é a visão de risco costumeira na indústria de serviços. Será utilizada nesta pesquisa para estimar indicadores de indisponibilidade e severidade de perturbações no sistema elétrico.

■

### **Exemplo 3 – Risco de Interrupção no Suprimento**

Se  $C_i$  é medido em termos de produção interrompida, então  $R$  estimará o fluxo de produção suspenso por acidentes nas instalações. Esta é uma visão de risco costumeira na indústria de processos e serviços, de interesse da administração da produção. Será utilizada nesta pesquisa para avaliar o nível de robustez e imunidade do sistema elétrico a perturbações.

■

### **Exemplo 4 – Risco de Catástrofe**

Se  $C_i$  for a consequência de valor elevado de um evento muito raro, então poderá ser de interesse simplesmente avaliar a frequência de sua ocorrência. Esta é uma visão de risco costumeira na avaliação de desastres e de incidentes de segurança (IEC [114]). Será utilizada nesta pesquisa para avaliar a incidência de danos permanentes com perda total de ativos do sistema elétrico.

■

Se os eventos não ocorrem individualmente, mas são dependentes ou correlacionados estatisticamente, expressões mais elaboradas devem ser consideradas, derivadas da árvore de falha do processo. A escolha dos eventos indesejáveis e seus efeitos é fortemente dependente da preocupação do analista de risco. Usualmente, os eventos relevantes são escolhidos entre aqueles que causam mudanças significativas nas consequências de interesse do avaliador. Estas podem ser de natureza humana (ferimentos, doenças, mortes), econômicas (lucros cessantes, prejuízos, perdas de capital) ou ambientais (na flora, fauna ou ecossistemas), etc. Assim, o desempenho e risco podem ser medidos em termos monetários, ou qualquer outra unidade compatível com as consequências de interesse, tais como o número de pessoas feridas ou mortas, energia não suprida por um sistema elétrico, tempo de recuperação de um ecossistema, etc. Estas considerações definirão o tipo de métrica de desempenho utilizada.

## **3.4. Métricas de Desempenho**

Nesta pesquisa serão estudadas métricas de quantificação estocástica de desempenho, associando-as a uma descrição estrutural do processo industrial, e dos sistemas de proteção e prevenção de falhas instalados. Inicialmente, são revistos os conceitos e utilidades das métricas tradicionais de quantificação de desempenho, geralmente associadas à conjunção da frequência de ocorrência de acidentes com sua gravidade em termos de consequências, ou ao valor esperado de perda em um intervalo de tempo referencial. Estas métricas são facilmente aplicadas a componentes isolados, mas de difícil aplicação em processos industriais complexos, com muitos componentes e subsistemas interligados.

A etapa seguinte buscará identificar modelos genéricos da estrutura dos processos industriais que tenham utilidade na avaliação de desempenho. A pesquisa tentará modelar a forma como esta estrutura afeta o desempenho global da indústria, e a contribuição do desempenho individual e local de cada componente ou subsistema.

Além da estrutura do processo, a distribuição e alocação dos meios de proteção e prevenção de risco também afetam o risco global e local. A pesquisa investigará modelos formais de representação desta associação, e de que maneira ela afeta a avaliação do desempenho. A partir da representação lógica destas estruturas, será possível montar um modelo matemático de avaliação do desempenho e risco do processo, permitindo sua utilização para simulações e cálculos. Entre as formas de avaliação, serão estudados métodos de hierarquização e estratificação do desempenho em componentes e partes do processo, através da quantificação da influência relativa de cada item e sua proteção, no desempenho e risco global e local. Em especial o modelo deverá ser capaz de avaliar a sensibilidade do desempenho e risco a mudanças incrementais nos níveis de proteção e na estrutura do processo, demonstrado em um estudo de caso específico para uma subestação. Também deverá ser possível avaliar a contribuição cruzada de cada agente nos demais agentes interligados. Em última instância, o modelo deverá permitir a hierarquização e Inter comparação entre unidades industriais de um mesmo setor ou de diferentes setores industriais.

### 3.5. Metodologia de Desempenho

A metodologia de desempenho desta pesquisa baseia-se nos resultados de análises de contingências estáticas no sistema elétrico. Os resultados referem-se ao estado operacional final, antes das ações de restauração tomadas pelo centro de controle. Para contextualizar este aspecto, será útil referenciar a Tabela 1, adaptada de (MONTICELLI [165]), que lista os seis níveis de segurança estática típicos na operação de sistemas elétricos.

*Tabela 1 – Níveis de Segurança Estática de Sistemas de Potência*

#	Descrição	Corte de Carga	Violação de Limite	Violação em Contingência	Ação Após Contingência
1	Seguro	Não	Não	Não	Não
2	Seguro Corretivo	Não	Não	Não	Sim
3	Alerta	Não	Não	Sim	Sim
4	Emergência Corretivo	Não	Sim	Não	Sim
5	Emergência Não Corretivo	Não	Sim	Sim	Sim
6	Recuperação	Sim	Não	Sim	Sim

Os níveis são diferenciados em ordem decrescente de segurança, conforme haja corte de carga, violações de limites operacionais, violação durante contingências no sistema, e necessidade de ações operacionais após as contingências. A análise de desempenho desta pesquisa se concentrará nas contingências que levam o sistema

a migrar além do nível Seguro, suficientes para promover desligamento de equipamentos ou corte de carga no sistema. Os dados utilizados serão resultantes da análise de contingências após a estabilização do sistema, e antes das ações de recuperação. O método pesquisado baseia-se na propagação de perturbações através da topologia da rede elétrica ou industrial. O mecanismo básico de propagação de desligamentos em cascata encontra-se ilustrado na Figura 2, adaptada de (CIAUSIUS e EREMIÁ [64]), sendo dividido em quatro estágios:

1. Operação – situação normal do sistema;
2. Proteção – atuação dos sistemas de proteção em contingência;
3. Propagação – evolução dos desligamentos em cascata; e
4. Normalização – restauração da condição de operação normal.

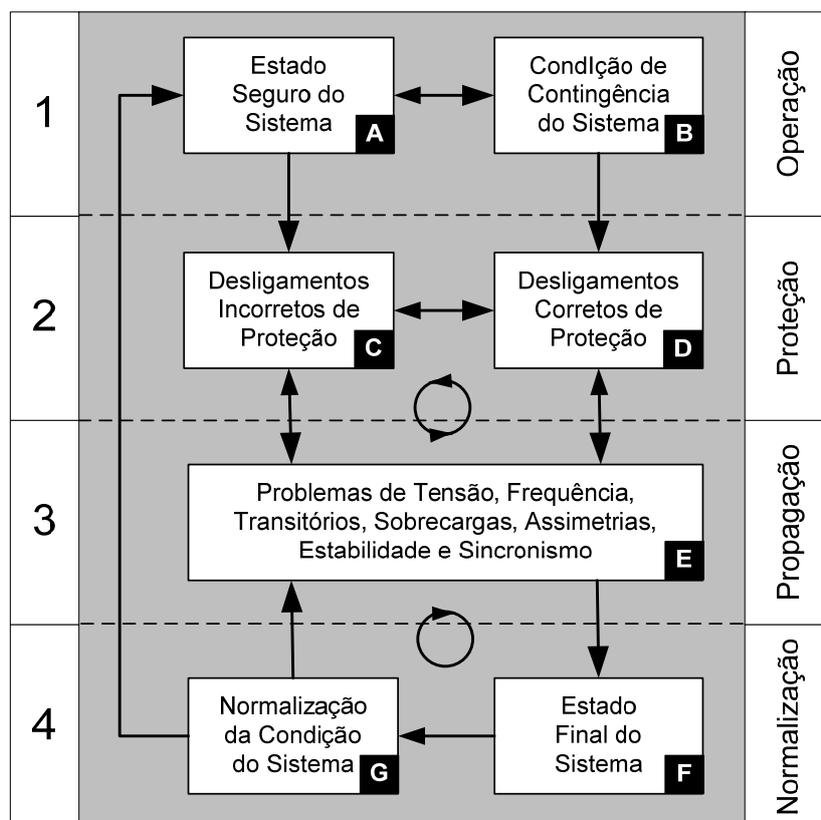


Figura 2 – Estágios de Desligamentos em Cascata

Estes estágios são utilizados para descrever as mudanças dos níveis de segurança estática da Tabela 1. No primeiro estágio, Operação, o sistema elétrico pode alternar continuamente entre duas situações, indicadas na Figura 2:

- (A) Condição Segura do Sistema; e
- (B) Condição de Contingência do Sistema.

Neste estágio, as contingências são resultantes de ações normais de operação tais como redespacho de geração e reativos, desligamentos e reconexões programadas de equipamentos, e outras atividades planejadas. Estas operações são previstas e realizadas com o sistema no estado Seguro da Tabela 1. Eventualmente, contingências não planejadas podem conduzir o sistema ao segundo estágio,

Proteção, onde ocorrem atuações dos sistemas de proteção, em duas situações, indicadas na Figura 2:

- (C) Desligamentos Incorretos da Proteção; e
- (D) Desligamentos Corretos da Proteção,

podendo resultar na migração do sistema para os níveis de segurança 2 ou 3 da Tabela 1, Alerta ou Seguro Corretivo, conforme haja violação durante contingências. Neste estágio, as atuações corretas de proteção resultam de defeitos no sistema elétrico primário ou erros operacionais, enquanto as atuações incorretas normalmente resultam de falhas de relés e sistemas de controle, ou erros humanos em sua parametrização. Nota-se, na Figura 2, que as situações C e D podem se alternar, já que uma atuação incorreta pode provocar uma atuação correta de outro sistema, e vice versa. Após a atuação das proteções, o sistema poderá mudar para o terceiro estágio, Propagação, no qual podem ocorrer as situações identificadas pela letra E na Figura 2, com os seguintes possibilidades:

- (E) Problemas de violação de Tensão, Frequência, Transitórios, Sobrecargas, Assimetrias, Estabilidade e Sincronismo.

Neste estágio, o sistema migrará para os níveis de segurança estática 4 ou 5 da Tabela 1, Emergência, conforme ocorram novas violações de limites em contingências. Estas condições caracterizam os fenômenos típicos da dinâmica eletromecânica e eletromagnética do sistema elétrico, após uma perturbação ou atuação de sistemas de proteção, podendo conduzir a atuações adicionais de proteção, com um retorno ao segundo estágio, conforme mostrado na Figura 2. A alternância entre os estágios 2 e 3 permanecerá até que o sistema atinja um equilíbrio no estágio 4, Normalização, composto das etapas:

- (F) Estado Final do Sistema; e
- (G) Normalização da Condição do Sistema,

equivalentes ao nível de segurança estática 6 da Tabela 1, Recuperação, caracterizado pelo desligamento de cargas. O Estado Final do Sistema (F) será atingido quando não houver mais atuação de sistemas de proteção, com o sistema elétrico em um estado estável, iniciando-se a etapa de Normalização da Condição do Sistema (G). Nesta etapa, dependendo do processo de recomposição, poderá haver um retorno ao estágio 3 ou 2, caso ocorram situações instáveis como as listadas na etapa (E) da Figura 2.

Nesta sequência de eventos e estágios, muitos fatores contribuem para o desempenho do sistema. Além das taxas de saída forçada e programada intrínsecas de cada componente, outros fatores tais como a segurança e confiabilidade de proteções, as falhas de disjuntores e sistemas de proteção, e os tempos de restauração manual e religamento automático influem no nível de penetração de distúrbios e na recuperação da condição normal do sistema.

Para investigar as consequências destes fenômenos, esta pesquisa buscou determinar a contribuição conjunta destes fatores no nível final de desempenho de cada nó da rede elétrica, e a fração de responsabilidade de cada agente envolvido.

A escolha destes fatores corresponde ao nível de decisão técnico normalmente empregado nas empresas de energia elétrica, e a disponibilidade de dados estatísticos no setor industrial correspondente. A Tabela 2 ilustra o modelo de impacto cruzado entre eventos e consequências nos componentes e agentes da rede elétrica, utilizado nesta pesquisa.

*Tabela 2 – Modelo de Impacto Cruzado*

		Empresa →	Consequências				
			A		...	Z	
		↓ Item	1	2	...	n-1	n
Eventos	A	1			...		
		2			...		
	...	⋮	...	...	...	...	...
		n-1			...		
	Z	n			...		

A Tabela 2 é uma representação matricial do diagrama de contexto ilustrado na Figura 1, que lista os tipos de eventos e consequências de interesse para as empresas. Eventos de origem externa e interna à rede podem acontecer em qualquer equipamento ou agente conectado, e propagar seus efeitos para os demais equipamentos e agentes conectados. Estes efeitos serão medidos através de indicadores de desempenho em cada ponto da rede e para as subredes interligadas de cada agente.

Nos projetos de pesquisa que antecederam a esta tese (SIQUEIRA [234]), modelos foram desenvolvidos para simular a disseminação de falhas em desligamentos em cascata, e que fossem adequados para avaliar o impacto de eventos causadores de perturbações (SIQUEIRA [229]), tais como manutenções, ações operacionais e de planejamento de cada agente, e falhas em equipamentos primários e secundários. Pretende-se que o modelo resultante seja usado como um simulador de propagação de falhas na rede, para estimar não apenas indicadores de continuidade, mas também indicadores probabilísticos tais como Energia e Demanda não Supridas (EENS, EDNS) de cada agente, a Probabilidade e Esperança de Perda de Carga (LOLP, LOLE) de cada agente e consumidor. Deverá calcular também a fração de responsabilidade de cada agente em cada indicador, e o risco próprio e transferido entre os agentes interligados referentes a desligamentos em cascata.

Nos modelos adotados, os dados de entrada podem ser gerados por estudos, simulações e técnicas de modelagem já existentes, produzidos por estudos de fluxo de potência ótimo (FPO), confiabilidade, estabilidade, curto-circuito, resposta do sistema de proteção, identificação de componentes isolados e análise de conectividade, ou qualquer outro método, inclusive manualmente. Estes estudos serão discutidos no Capítulo 12 - Introdução à Avaliação de Desempenho.

Salienta-se que os métodos não são propostos como alternativas às técnicas existentes de análise de sistemas, mas como forma de representação matemática e análise complementar dos resultados obtidos com estas técnicas. Devem ser entendidos também como um formalismo matemático de representação dos dados e

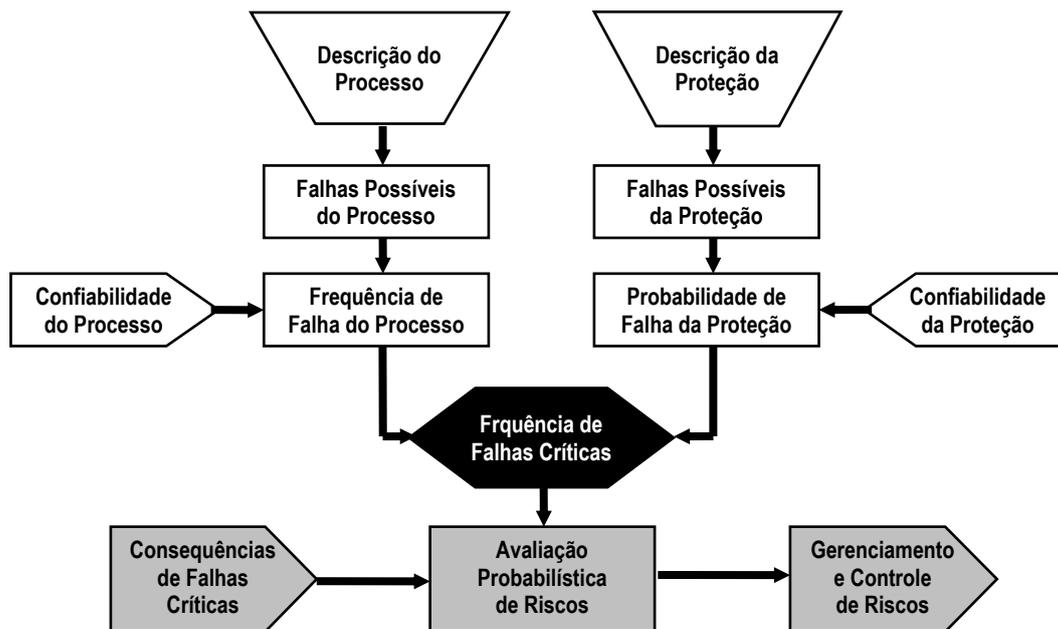
cálculos necessários, e não como uma recomendação da técnica de implementação computacional. Por isto não serão comparados ou avaliados em relação aos métodos existentes. Computacionalmente, muitas técnicas de pesquisa em grafos podem ser aplicadas nas operações matriciais, e vice-versa, não sendo objeto desta pesquisa avaliar seu desempenho comparativo. Por utilizar matrizes esparsas (MOROZOWSKI [168]), técnicas adequadas de representação por grafos, listas, árvores, etc., e algoritmos de busca e varredura, em largura e profundidade nestas estruturas podem ser utilizadas como forma de implementação da modelagem matricial adotada nesta pesquisa (AHO, HOPCROFT e ULLMAN [4], GOLDMAN e HEDETNIEMI [98], REIN, NIEVERGELT e DEO [199]).

### **3.6. Metodologia de Risco**

Na avaliação de risco, além da influência do desempenho dos equipamentos e processos primários, deve-se considerar os equipamentos e sistemas de proteção associados. Estes sistemas reduzem o risco através da prevenção ou mitigação das consequências de falhas. Para contemplar simultaneamente estes aspectos no setor elétrico, a metodologia empregada nesta pesquisa consta das seguintes etapas:

1. Definições de níveis de risco e modos de falhas de instalações elétricas;
2. Particionamento e zoneamento das instalações para análise de risco;
3. Identificação de sistemas automáticos de proteção;
4. Modelagem probabilística de equipamentos e esquemas de proteção;
5. Estimativa de consequências para cada modo de falha;
6. Cálculo e identificação de áreas de risco para uma subestação real; e
7. Recomendações de melhorias na proteção para reduzir risco.

Estes passos são sumarizados na Figura 3, adaptados de (RAAFAT [194]) para tornar explícito o papel desempenhado pelos dispositivos de proteção no desempenho da instalação.



*Figura 3 – Modelo para Avaliação Probabilística de Riscos*

Muitas informações serão necessárias para a análise do risco, suportadas por ferramentas específicas para cada etapa. Nesta pesquisa, as seguintes ferramentas e dados serão utilizados:

1. Histórico de falhas de equipamentos de geração e transmissão de energia;
2. Registros de manutenção e políticas de proteção de equipamentos;
3. Modelos de equipamentos e sua proteção;
4. Árvores e florestas de falhas para avaliar causas e riscos catastróficos;
5. Grafos de influência para modelar eventos dependentes;
6. Árvores de eventos e grafos para avaliar as consequências de falhas; e
7. Softwares estatísticos e de simulação para avaliar os riscos principais.

Os itens 1 e 2 são tradicionalmente armazenados pelos agentes e pelo operador do sistema elétrico. Os demais itens são modelos matemáticos pesquisados nesta tese. Como estudo de caso será avaliado o risco típico de uma subestação elétrica de extra-alta tensão, identificando suas zonas críticas e melhorias necessárias nos sistemas de proteção.

### **3.7. Sumário**

Quantificar o desempenho e risco de um sistema industrial envolve a análise conjunta de fatores locais, tais como o desempenho individual de cada componente, à modelagem e análise da topologia da rede que os interliga. Este capítulo procedeu a identificação dos interessados na análise de desempenho, as definições e conceitos iniciais sobre desempenho e métricas, e uma introdução às metodologias de desempenho e risco exploradas nesta pesquisa. A pesquisa inicia-se pelo estudo dos modelos individuais de equipamentos, descritos na segunda parte desta tese.

## **SEGUNDA PARTE – MODELAGEM DE COMPONENTES**

## 4. Introdução à Modelagem de Componentes

### 4.1. Introdução

Modelos de componentes são necessários em praticamente todas as atividades de análise de sistemas complexos, em especial nas indústrias de processo e que operam em redes interligadas. Além da representação em estudos de fluxo, sejam eles de carga elétrica, sólida, líquida ou gasosa, ou mesmo mensagens eletrônicas, mercadorias, veículos, etc., modelos são necessários ao planejamento, operação, otimização, e para modelar o comportamento estatístico de redes quando perturbadas em um ou mais dos seus componentes.

Em sistemas sujeitos a eventos aleatórios, tais como defeitos e falhas funcionais, modelos estocásticos são necessários para representar a dinâmica de interação entre as falhas locais em componentes, e sua propagação a outros componentes através da rede. Nestes modelos, além da propensão à falha, dependente do dimensionamento e da tecnologia de projeto e construção de cada item, interessa também representar a forma como o componente é dimensionado, operado e mantido, ao longo de sua vida útil. O dimensionamento é afetado não só por requisitos técnicos, mas também por fatores ambientais e de mercado. Atualmente, a elevação de custos, de mão-de-obra e de capital, associados à concorrência em escala mundial, tem induzido as empresas naturalmente à prática do dimensionamento de equipamentos no limite da necessidade dos processos, para reduzir custos, tornando mais estreitas as faixas operacionais, aumentando as falhas e a importância da manutenção. Em decorrência, as atividades de manutenção demandam atualmente grandes quantidades de recursos de mão de obra especializada, em praticamente todo ramo de atividade moderna. Além da indústria elétrica, a manutenção é necessária em qualquer instalação industrial, seja de comércio, serviço, logística ou militar. Modelos são necessários também para dimensionar e otimizar a operação e manutenção destes componentes.

Nas indústrias de manufatura, os efeitos resultantes de indisponibilidades se agravaram pela adoção quase universal do sistema “*just-in-time*”, onde estoques reduzidos de produtos inacabados associados a pequenas perturbações são mais prováveis de interromper toda uma linha de produção, com grandes reflexos nos resultados da indústria. No setor elétrico de potência, em especial, os estoques intermediários de energia são praticamente inexistentes ou inviáveis, tornando-o mais vulnerável sobre este aspecto. Nos setores industriais regulados, normas rígidas são definidas pelo órgão regulador para reduzir os impactos de indisponibilidades. Modelos são necessários também para analisar a operação com estas restrições, e para avaliar seus reflexos sobre os resultados empresariais.

Ao lado disso, a conjuntura econômica moderna obriga as empresas industriais a flexibilizarem seus critérios de planejamento, visando manterem-se competitivas,

umentando a fragilidade dos empreendimentos, com redução nas margens de lucro e rentabilidade. No setor elétrico, a concorrência entre agentes do mercado aumenta a pressão por melhor desempenho e menor custo. Para a manutenção, esta situação tem resultado em maiores demandas de intervenções no sistema produtivo e redução na flexibilidade de sua liberação para manutenção. Uma consequência imediata é o crescimento das manutenções com os equipamentos em operação, aumentando a probabilidade de acidentes. Em longo prazo, pode resultar na redução na vida útil dos componentes, e na antecipação de investimentos de capital para sua substituição.

## 4.2. Justificativa

Embora utilizados no planejamento de sistemas elétricos, modelos de componentes têm sido pouco aplicados nas demais áreas operacionais e de manutenção. As atividades de manutenção tradicionalmente têm sido estabelecidas por meios empíricos e intuitivos, ou com base em padrões experimentais e históricos. Suportadas por experiência acumulada, intercâmbio técnico com empresas congêneres, e recomendações de fabricantes, as empresas normalmente adotam um conjunto de atividades e frequências de manutenção, as quais são mantidas por vários períodos consecutivos. O resultado, em geral, é um programa de manutenção baseado mais no que pode ser feito em cada componente, do que necessariamente deve ser feito nos itens da rede. Embora muitos indicadores estejam disponíveis para quantificar os resultados obtidos, poucos estão relacionados com parâmetros de decisão. Em geral, os índices de avaliação disponíveis limitam-se a estatísticas descritivas de componentes, sem correlação com parâmetros decisórios da rede. Eventuais modificações nos métodos são implementadas de forma experimental, atendendo situações isoladas ou transitórias, sem antevisão dos reflexos em longo prazo no restante da indústria.

Carente de uma base metodológica e científica, este processo não assegura que os métodos e a frequência de manutenção sejam os melhores para a empresa e seus clientes. Mesmo garantindo a qualidade técnica da atividade de manutenção no componente, não há certeza de que a solução seja ótima, do ponto de vista sistêmico, empresarial ou social. Além disso, é impossível avaliar objetivamente, com os métodos tradicionais, sua influência real na missão da empresa, e principalmente, quantificar os custos e benefícios finais para os consumidores do produto ou usuários do serviço.

Todos estes fatores evidenciam a necessidade da definição de modelos de representação de componentes e sua participação nos macro modelos de redes de processos industriais. Para isto, requer-se uma metodologia de modelagem que analise objetivamente varias questões, entre as quais se destacam as seguintes:

- Que tipo de modelo é mais adequado para cada tipo de equipamento?
- Como modelar a propensão à falha de cada componente?
- Como representar a influência das atividades de manutenção e operação no modelo do componente?
- Como interligar estes modelos para representar o comportamento de redes interligadas de componentes?

Para responder estas questões, será necessário estudar os modelos dos componentes que se adequem não só à análise do comportamento isolado, mas também para a análise conjunta de redes interligadas de componentes, objeto desta pesquisa.

### 4.3. Objetivo

Dentro dos objetivos gerais desta pesquisa, estabelecidos no parágrafo 1.4, esta parte destina-se a analisar os modelos de componentes necessários para avaliar o desempenho de redes de processos industriais. Objetiva-se definir os modelos matemáticos que serão usados para correlacionar as decisões tomadas em nível de cada componente, com a confiabilidade da rede e resultados empresariais decorrentes. A obtenção destes modelos viabilizará a quantificação dos impactos provocados pelo desempenho e manutenção localizada de um componente no restante da rede, e, principalmente, permitirá aperfeiçoar as decisões e maximizar os resultados de interesse da empresa, clientes e sociedade.

Partindo do comportamento individual de cada componente, e de suas atividades de manutenção e operação, serão pesquisados métodos de modelagem matemática adequados à sua representação. Os modelos pesquisados deverão ser genéricos o suficiente para aplicação em diferentes ambientes industriais e tecnológicos, e a diferentes equipamentos. A pesquisa procurará o estabelecimento de modelos adequados à quantificação de indicadores individuais, e sua contribuição nos resultados e índices empresariais. Em especial, os modelos serão testados em um sistema de geração e transmissão de energia elétrica, visando validar a metodologia, e determinar os parâmetros a partir dos dados normalmente disponíveis nos registros operacionais. Os modelos desenvolvidos nesta etapa serão utilizados no restante da pesquisa como entrada para representação estocástica de redes interligadas de componentes, típicas dos sistemas elétricos de potência e de indústrias que operam em cadeias produtivas.

### 4.4. Metodologia

Com base nos diversos modelos existentes, e nos objetivos pretendidos, esta parte da pesquisa foi desenvolvida em cinco etapas, assim denominadas:

1. Introdução à Modelagem de Componentes;
2. Modelos Estocásticos;
3. Modelos de Componentes;
4. Análise e Parametrização;
5. Modelagem de Dados; e
6. Conclusões.

Esta Primeira Parte, **Introdução à Modelagem de Componentes**, define os objetivos gerais desta parte e as etapas de desenvolvimento.

A Segunda Parte, **Modelos Estocásticos**, apresentará uma visão geral dos modelos estatísticos utilizados na representação de componentes de redes industriais.

A Terceira Parte, **Modelos de Componentes**, revisará a teoria de Redes de Petri e Bayesianas, e os processos Markovianos aplicáveis a componentes industriais. Os principais conceitos e resultados serão listados, adequados à análise de regimes transitórios e permanentes de componentes e sistemas dinâmicos. Esta etapa avaliará os métodos disponíveis para a determinação de modelos comportamentais de componentes, e de atividades de manutenção e operação. Serão pesquisados modelos matemáticos de representação dos mecanismos de falhas e degradação funcionais de itens submetidos à manutenção, e de eventos operacionais no desempenho do componente.

Na Quarta Etapa, **Análise e Parametrização**, os modelos definidos na etapa anterior serão analisados quanto aos dados necessários à parametrização. Serão identificados métodos de quantificação dos valores das probabilidades, frequências e durações médias dos estados típicos destes sistemas, com base em dados históricos de desempenho, para diversas políticas de manutenção e operação.

Na Quinta Etapa da pesquisa, **Modelagem de Dados**, serão definidos os modelos de bases de dados para representação de conjuntos completos de todos os componentes de um sistema. Os modelos pesquisados serão avaliados quanto à utilidade para outras áreas e processos tecnológicos, em especial na composição de redes mais complexas de componentes interligados, objeto de etapas posteriores da pesquisa. Esta etapa resumirá as generalizações possíveis dos resultados anteriores, com sugestões de pesquisas adicionais. Em especial, serão exploradas as possibilidades de interligação dos modelos para simulação de redes complexas de componentes.

#### **4.5. Sumário**

Modelar cada componente de uma rede industrial é um pré-requisito ao estudo e modelagem da rede completa. Os modelos individuais de cada componente precisam ser adequados à composição em rede, para a representação da topologia do processo. Além disso, eles precisam ser parametrizados com base em dados históricos, para que representem adequadamente cada componente modelado. Modelos estocásticos são estudados no próximo capítulo, como ferramenta para representação destes componentes.

## 5. Modelos Estocásticos

### 5.1. Introdução

A diversidade de modelos estocásticos disponíveis sobre componentes físicos exige uma avaliação de adequacidade para cada tipo de sistema. As opções incluem as Redes Bayesianas, as Redes de Petri, as Redes Markovianas, a Teoria das Filas, a Teoria dos Jogos, etc. Para a avaliação de desempenho de sistemas elétricos interligados, serão estudados os modelos mais adequados, considerando não apenas os parâmetros de projeto, mas também as atividades de manutenção e operação que afetam seu desempenho.

Dentro dos objetivos desta pesquisa, este capítulo fará uma revisão da teoria dos processos Markovianos, Redes de Petri e Bayesianas, limitando-se àquelas com número finito ou enumerável de estados, com transições discretas ou contínuas no tempo, transições com disparo estocástico ou determinístico, e causalidades determinísticas ou probabilísticas. No primeiro caso, costumam ser chamados de Cadeias de Markov. No segundo caso são denominados de Redes de Petri Estocásticas Generalizadas. No terceiro caso são modeladas por Redes Bayesianas. Nestes subconjuntos, a revisão se deterá apenas nos conceitos e resultados necessários aos objetivos da pesquisa. O desenvolvimento baseia-se essencialmente nas referências (SIQUEIRA [227], PETERSON [190], e JENSEN [127][128]).

### 5.2. Modelos Markovianos

Tradicionalmente, os modelos Markovianos tem sido utilizados para modelar o comportamento estocástico de componentes sujeitos a falhas. Mesmo quando o mecanismo de falha não obedece fielmente aos princípios estabelecidos por Markov, os conceitos gerais são utilizados nos modelos semi-Markovianos. A principal característica de um processo Markoviano é sua capacidade de “esquecer” a sequência de estados onde esteve no passado. Isto significa que apenas o estado atual do processo é relevante na determinação dos estados futuros. Para representar este aspecto, uma variável aleatória sem memória é caracterizada pela seguinte definição:

**Definição 4** – *Variável Aleatória sem Memória*

Uma variável aleatória  $X$  não possui memória se:

$$P(X > s + t | X > t) = P(X > s), \quad (2)$$

para todos  $s, t \geq 0$ , e  $P(X)$  é a probabilidade do evento  $X$  ocorrer.

■

Esta característica, conhecida como propriedade fundamental dos processos Markovianos, permite antecipar como uma cadeia de Markov irá se comportar no futuro, e calcular as probabilidades e valores esperados que quantificam seu comportamento. Entre os demais princípios básicos dos processos Markovianos, citam-se os conceitos de estado e transição, com as seguintes definições (HOWARD [111]):

#### **Definição 5 – Estado de um Sistema**

Estado é o conjunto de informações necessárias para descrever o sistema em um dado instante.

■

#### **Definição 6 – Transição entre Estados**

Transição é o evento de mudança de um estado para outro.

■

#### **Definição 7 – Taxa de Transição**

A Taxa de Transição é a frequência de transição de um estado de origem a um estado de destino, condicionada a probabilidade do sistema encontrar-se no estado de origem.

■

Além destas definições, será útil introduzir também o conceito e terminologias relacionadas a grafos e redes de componentes interligados.

#### **Definição 8 – Grafo ou Rede**

Um Grafo ou Rede  $G$  é um par (HARARY [105]):

$$G = (V, E), \tag{3}$$

onde  $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$  é um conjunto finito não-vazio de nós (ou componentes),  
 $E = \{e_1, e_2, \dots, e_m\}$  é um conjunto finito não-vazio de vértices (ou arcos),

que satisfazem a relação  $E \subseteq [V]^2$ , ou seja, os elementos de  $E$  são subconjuntos de dois elementos de  $V$ .

■

Com estes conceitos é possível formalizar a definição de uma Rede Markoviana como um caso particular de um grafo:

#### **Definição 9 – Rede Markoviana**

Uma Rede Markoviana  $MN$  (*Markov Net*) é uma quintupla (NORRIS [180]):

$$MN = (S, T, I, O, L), \tag{4}$$

onde  $S = \{s_1, s_2, \dots, s_n\}$  é um conjunto finito não-vazio de estados,  
 $T = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$  é um conjunto finito não-vazio de transições,  
 $I: T \rightarrow S$  é o mapeamento de transições para estados de origem,  
 $O: T \rightarrow S$  é mapeamento de transições para estados de destino,  
 $L = \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m\}$  é um conjunto finito de taxas de transição entre estados;

■

Estes conceitos são convenientemente representados por um diagrama de transição, que represente os possíveis estados interligados pelas possíveis transições.

### 5.3. Diagrama de Transição

Cadeias de Markov são frequentemente representadas por diagramas ou grafos orientados, nos quais cada nó ou vértice representa um estado possível da cadeia, e os elos representam as possíveis transições entre os estados.

#### Exemplo 5 – Diagrama de Transição de Cadeia de Markov

A Figura 4 a seguir ilustra uma cadeia de Markov com quatro estados e cinco transições, representadas por setas interligando os estados. As transições são nomeadas pelas respectivas taxas de transição.

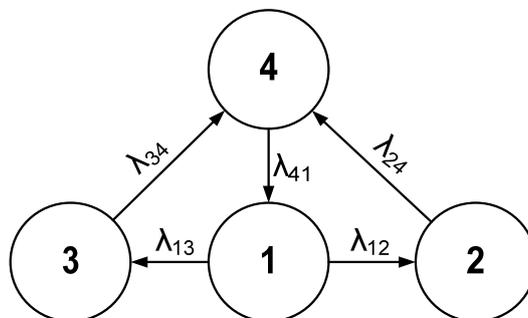


Figura 4 – Diagrama de Transição de Cadeia de Markov

■

Estes diagramas não só representam a estrutura do modelo, mas facilitam sua modelagem matemática.

### 5.4. Modelagem Matemática

Para a modelagem de um processo Markoviano, será útil introduzir a seguinte definição:

#### Definição 10 – Espaço de Estados

Espaço de Estados  $\Omega$ , é o conjunto de  $N$  possíveis estados  $s$  em que o processo pode se encontrar em um determinado instante:

$$\Omega = \{1, 2, 3, \dots, N\}. \quad (5)$$

■

Com esta definição uma cadeia de Markov pode ser representada por uma sequência de variáveis aleatórias  $s(n)$ , tal que a probabilidade do processo se encontrar em um estado específico  $i \in \Omega$  será denotada por sua Probabilidade de Estado  $s(n)$  no tempo  $n$ , dada por:

$$\pi_i(n) = P\{s(n) = i\}, \quad n \geq 1, \quad (6)$$

onde o critério de mútua exclusão entre os estados garante que a soma das probabilidades do espaço sempre seja unitária

$$\sum_{i=1}^N \pi_i(n) = 1, \quad n \geq 1. \quad (7)$$

A chance de evolução de um estado para outro pode ser modelada pela seguinte definição:

**Definição 11 – Probabilidade de Transição**

A Probabilidade de Transição entre os estados  $i$  e  $j$ , é definida como a probabilidade  $p_{ij}$  que o processo, estando no estado  $i$  no tempo  $n$ , irá ocupar o estado  $j$ , após sua próxima transição

$$p_{ij} = P\{s(n+1) = j | s(n) = i\}, \quad (8)$$

sujeita à mesma restrição de mútua exclusão entre as transições:

$$\sum_{j=1}^N p_{ij} = 1. \quad (9)$$

■

Observa-se que as probabilidades acima independem de  $n$ . Estas  $N^2$  probabilidades podem ser convenientemente representadas por uma matriz  $N \times N$ , definida por:

**Definição 12 – Matriz Estocástica de Transição**

A Matriz Estocástica de Transição reúne todas as probabilidades de transição entre todos os estados de uma cadeia de Markov, em uma única estrutura algébrica:

$$\mathbf{P} = \{p_{ij}\} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1N} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ p_{N1} & p_{N2} & \cdots & p_{NN} \end{bmatrix}. \quad (10)$$

■

A expressão (9) garante a soma unitária dos elementos de cada linha desta matriz, válida para uma transição qualquer do processo. Um processo idêntico pode ser estabelecido para múltiplas transições.

## 5.5. Matriz de Transições Múltiplas

Quando consideradas transições sucessivas de estado, pode-se introduzir o seguinte conceito para um instante  $n$  qualquer:

**Definição 13** – *Probabilidade de Transição no Instante  $n$*

A probabilidade que o processo venha a ocupar o estado  $j$  no instante  $n$ , dado que ele ocupava o estado  $i$  no instante 0, será definida como:

$$\phi_{ij}(n) = P\{s(n) = j | s(0) = i\}. \quad (11)$$

■

A expressão (11) é também conhecida como probabilidade de transição em  $n$  etapas, do estado  $i$  para  $j$ . Usando a propriedade fundamental dos processos Markovianos, e a equação acima, obtém-se (HOWARD [111], NORRIS [180]) a forma de recursão para a probabilidade de transição múltipla no instante  $n+1$ , conhecendo-se os valores no instante anterior:

$$\phi_i(n+1) = \sum_{k=1}^N \phi_k(n) * p_{ki}(n). \quad (12)$$

Em notação matricial, tem-se

$$\Phi(n+1) = \Phi(n)P. \quad (13)$$

Estas equações, usadas recursivamente, permitem calcular a matriz de transição múltipla de um processo Markoviano, para qualquer número de transições, quando sua matriz de transição for conhecida. Tem-se

$$\Phi(n) = P^n = \{\phi_{ij}(n)\} = \begin{bmatrix} \phi_{11}(n) & \phi_{12}(n) & \dots & \phi_{1N}(n) \\ \phi_{21}(n) & \phi_{22}(n) & \dots & \phi_{2N}(n) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \phi_{N1}(n) & \phi_{N2}(n) & \dots & \phi_{NN}(n) \end{bmatrix}. \quad (14)$$

Este resultado, também conhecido como a equação fundamental de um processo Markoviano, calcula a matriz de transição múltipla elevando-se a matriz de transição à potência  $n$ , onde  $n$  é o número de passos de transição. Com isto é possível estimar as probabilidades futuras dos estados do processo.

## 5.6. Probabilidades de Estado

Os resultados anteriores permitem calcular as probabilidades de estado de um processo Markoviano, em qualquer instante de tempo futuro. Partindo-se da probabilidade inicial do processo, no instante  $n=0$ , e utilizando a probabilidade de transição múltipla (Eq. (14)), obtém-se a probabilidade de cada estado do processo, após  $n$  transições sucessivas:

$$\pi_j(n) = \sum_{i=1}^N \pi_i(0) * \phi_j(n). \quad (15)$$

Nota-se que, se o processo é Markoviano, a probabilidade de estado em um instante qualquer pode ser expressa apenas em função da probabilidade do estado no instante anterior, já que o estado atual é suficiente para determinar a trajetória futura do processo:

$$\pi_j(n) = \sum_{i=1}^N \pi_i(n-1) * p_{ij}(n). \quad (16)$$

Estes resultados conduzem à determinação das probabilidades limites ou assintóticas dos estados de um modelo Markoviano.

## 5.7. Comportamento Assintótico

No estudo de processos Markovianos é comum haver interesse na determinação de condições limites de comportamento, após um número elevado de transições. Estas condições podem ser avaliadas determinando-se as transições e estados assintóticos do processo.

### Definição 14 – Probabilidade Assintótica

A probabilidade assintótica  $\pi_i(\infty)$  representa a proporção das vezes que a cadeia de Markov visita o estado  $i$  em todo o tempo de observação, ou seja, no longo prazo.

■

Fazendo-se  $n$  crescer indefinidamente, obtém-se, como condição limite a equação:

$$\sum_{i=1}^N \pi_j(\infty) * p_{ji} = \sum_{i=1}^N \pi_i(\infty) * p_{ij}, \quad (17)$$

onde o valor constante de  $\pi$  pode ser extraído do somatório do lado esquerdo da expressão, ou seja:

$$\pi_j(\infty) * \sum_{i=1}^N p_{ji} = \sum_{i=1}^N \pi_i(\infty) * p_{ij}. \quad (18)$$

O princípio da exclusão múltipla entre transições permite eliminar o somatório da esquerda nesta expressão, resultando no valor da probabilidade do estado assintótico:

$$\pi_j(\infty) = \sum_{i=1}^N \pi_i(\infty) * p_{ij}. \quad (19)$$

Em notação matricial, a expressão (19) resulta em

$$\mathbf{\Pi}(\infty) = \mathbf{\Pi}(\infty) * P, \quad (20)$$

onde  $\mathbf{\Pi}(\infty)$  é o vetor de probabilidade dos estados da cadeia no estado assintótico.

## 5.8. Processos Especiais

Com a teoria já apresentada é possível modelar alguns casos especiais de processos Markovianos, tais como os processos identidade, os processos periódicos e os processos estocásticos duplos.

### Definição 15 – Processos Identidade

Processos identidade representam situações limites de modelos Markovianos onde não ocorrem transições entre estados distintos.

■

Os processos identidade são caracterizados por diagramas de transições peculiares, nos quais todas as transições têm origem e destino no mesmo estado. Isto significa que, uma vez que o processo esteja em um determinado estado, ele permanecerá indefinidamente nesta condição.

### Exemplo 6 – Processo Identidade

A Figura 5 ilustra um diagrama de transição típico destes sistemas, com três estados.

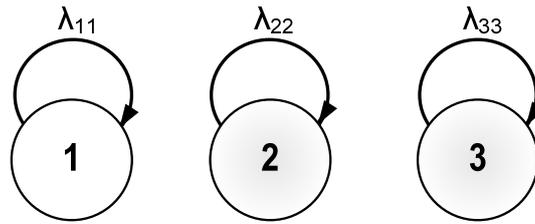


Figura 5 – Modelo de Processo Identidade

■

A matriz de transição de um processo identidade reduz-se à matriz diagonal identidade, na qual todos os elementos são nulos, exceto aqueles situados na diagonal principal. Esta representação decorre da própria definição da matriz de transição e da Figura 5:

$$\Phi(n) = \mathbf{I} = \{\phi_{ij}(n)\} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix}. \quad (21)$$

**Definição 16 – Processos Periódicos**

Os processos periódicos caracterizam-se pela repetição sistemática de uma determinada sequência de estados, ao longo do tempo.

■

O exemplo seguinte ilustra esta definição.

**Exemplo 7 – Processo Periódico**

A Figura 6 ilustra o diagrama de transição de um sistema periódico de três estados, evidenciado pela circularidade das transições.

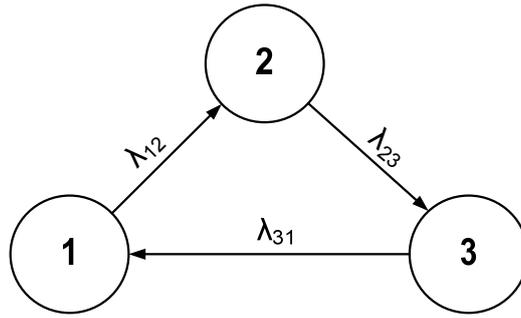


Figura 6 – Modelo de Processo Periódico

■

A característica destes sistemas reflete-se na matriz de transição múltipla, a qual se transforma na matriz identidade, após um período fixo de tempo, igual ao período da oscilação. O exemplo a seguir demonstra esta propriedade.

**Exemplo 8 – Matriz de Transição de Processo Periódico**

Seja um processo de 3 estados e 3 transições periódicas, onde se tem, para a primeira transição

$$\Phi(1) = \mathbf{P} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (22)$$

A matriz de transição para a segunda transição será, por definição

$$\Phi(2) = \mathbf{P}^2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (23)$$

Na terceira transição, obtém-se a matriz identidade, a partir da qual, as demais serão idênticas, revelando a periodicidade do processo

$$\Phi(3) = \mathbf{P}^3 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (24)$$

■

**Definição 17 – Processos Estocásticos Duplos**

Outro tipo especial de cadeia de Markov descreve o processo estocástico duplo. Este tipo caracteriza-se pela soma das linhas e colunas da matriz de transição totalizarem 1, ou seja,

$$\sum_{j=1}^N p_{ij} = \sum_{i=1}^N p_{ij} = 1. \quad (25)$$

■

Esta condição conduz à principal característica dos processos estocásticos duplos, em que os estados assintóticos são equiprováveis

$$\pi_j(\infty) = \sum_{i=1}^N \pi_i(\infty) * p_{ij}(\infty) = \frac{1}{N}, \quad (26)$$

ou seja, a probabilidade assintótica é a mesma para todos os estados.

## 5.9. Processos Redutíveis

Um importante resultado da teoria dos processos Markovianos refere-se à caracterização de processos equivalentes, obtidos da transformação de processos mergeáveis.

### Definição 18 – Processos Redutíveis

Processos Redutíveis são processos que podem ser transformados em outros processos mais simples, pela junção de subconjuntos de estados, sem perder as características dinâmicas e assintóticas dos processos originais (HOWARD [111]).

■

Esta característica permite reduzir um processo a um modelo simplificado, no qual seja mais fácil a análise, com resultados aplicáveis ao sistema original. Em geral, a principal modificação aplicável a um modelo consiste na junção de vários estados em um estado equivalente **A**, reduzindo a dimensão do modelo, conforme mostrado na Figura 7.

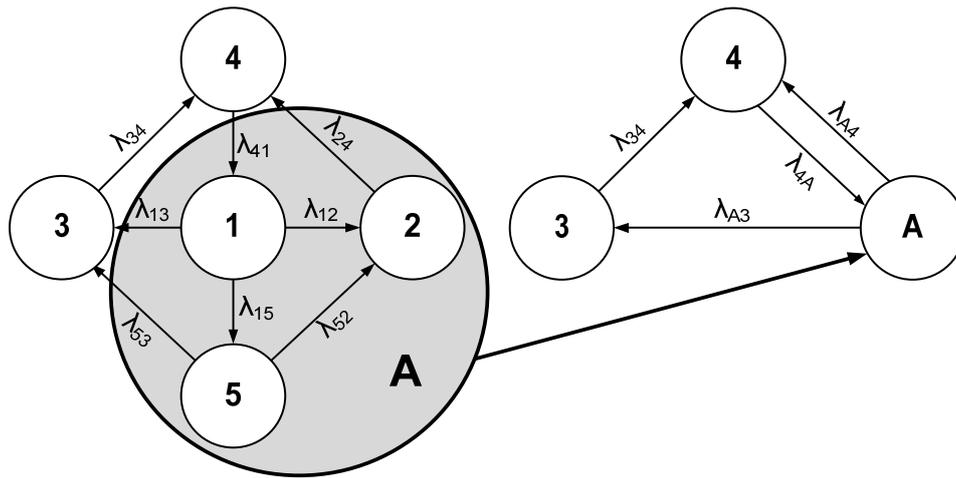


Figura 7 – Modelo de Processos Redutíveis

Para que isto seja possível, demonstra-se [HOWARD [111]] ser necessário e suficiente que a soma das probabilidades de transição (de e) para os estados do grupo A seja a mesma para qualquer estado externo a A:

$$\sum_{j \in A} p_{ij} = p_{iA}, \quad i \leq N. \quad (27)$$

Os processos redutíveis têm similaridades com os equivalentes topológicos de sistemas elétricos, utilizados para reduzir a dimensão física de modelos. Para os objetivos desta pesquisa, será útil também introduzir os conceitos de processos contínuos e agregados.

## 5.10. Processos Contínuos

Para a maioria dos sistemas reais, a passagem do tempo ocorre de forma contínua e não de forma discreta. Esta característica será introduzida com a seguinte definição:

### Definição 19 – Processos Contínuos

Nos processos contínuos, mas com espaço de estados finito, também conhecidos como descontínuos, as transições entre estados podem ocorrer a qualquer instante de tempo.

■

Nestes casos, as frequências com que estas transições ocorrem dependem naturalmente das probabilidades dos estados de origem, e das taxas de transição entre os estados atuais e futuros:

$$f_{ij}(t) = \lambda_{ij} * \pi_i(t), \quad i \leq N, \quad (28)$$

onde  $\lambda_{ij}$  é definido como a taxa de transição entre os estados  $i$  e  $j$ . As taxas de variação das probabilidades de estado serão então calculadas pela diferença das

frequências com que o sistema entra e sai de cada estado, sendo dadas pelas equações de Chapman-Kolmogorov (NORRIS [180]):

$$\frac{d\pi_i(t)}{dt} = \sum_{j=0}^N f_{ji} - \sum_{i=0}^N f_{ij} = \sum_{j=0}^N [(\pi_j(t) * \lambda_{ji})] - \pi_i(t) * \sum_{i=0}^N \lambda_{ij}, \quad i \leq N. \quad (29)$$

A partir destas equações, diversos parâmetros podem ser definidos, como valores característicos do modelo, avaliados em condições limites ou permanentes destas equações, tais como os períodos de transição e permanência nos estados, e sua frequência de ocorrência.

**Definição 20 – Período de Transição entre Estados**

O Período de Transição entre Estados, por exemplo, traduz o tempo médio que o sistema leva entre dois estados sucessivos, sendo dado por:

$$T_{ij}(t) = \frac{1}{f_{ij}(t)} = \frac{1}{\lambda_{ij} * \pi_i(t)}, \quad i, j \leq N. \quad (30)$$

■

**Definição 21 – Frequência de Ocorrência dos Estados**

A Frequência de Ocorrência dos Estados, traduz a taxa de incidência ou ocorrência de cada estado, sendo avaliada pela soma das frequências de transição cujo destino final é o estado avaliado. Tem-se,

$$f_i(t) = \sum_{j=1}^N f_{ji}(t), \quad i \leq N. \quad (31)$$

■

**Definição 22 – Período de Permanência nos Estados**

Analogamente, define-se o Período de Permanência nos Estados, como o tempo médio que o sistema permanece em cada estado, ou seja, o inverso da frequência de ocorrência

$$T_i(t) = \frac{1}{f_i(t)}, \quad i \leq N. \quad (32)$$

■

Parâmetros similares podem ser definidos para sistemas que agregam diversos estados em conjuntos equivalentes, nos processos agregados.

## 5.11. Processos Agregados

Em muitas aplicações, o interesse do analista reside não em um exemplar específico da natureza, mas em uma população inteira de exemplares, cuja

distribuição de estados pode variar no tempo (HOWARD [111]). Em geral, a quantidade de exemplares inviabiliza o tratamento simultâneo de todos os modelos, mesmo admitindo sua independência. Nestes casos, podem ser utilizados os modelos Markovianos vetoriais ou populacionais (SAGE [203]).

**Definição 23** – *Modelos Markovianos Vetoriais ou Populacionais*

Modelos Markovianos Vetoriais ou Populacionais são modelos simplificados, que representam conjuntos de modelos de mesma estrutura, tal que a probabilidade de cada estado do modelo populacional representa a proporção esperada de itens do conjunto modelado com o mesmo estado do modelo vetorial.

■

Supondo que cada unidade seja independente das demais, e que possuam modelos similares, então a população inteira poderá ser representada por um componente típico, com a mesma estrutura das demais unidades, e cujos estados obedeçam à relação:

$$P_i = \frac{1}{N} * \sum_{k=1}^N P_i^k , \tag{33}$$

onde:  $N$  = número de exemplares na população;  
 $P_i^k$  = probabilidade do estado  $i$  do item  $k$  da população; e  
 $P_i$  = probabilidade do estado  $i$  do item típico populacional.

As probabilidades de transição do exemplar típico também podem ser definidas em função dos itens da população, pela expressão:

$$P_{ij} = \frac{1}{N} * \sum_{k=1}^N P_{ij}^k , \tag{34}$$

onde:  $N$  = número de itens na população;  
 $P_{ij}^k$  = probabilidade de transição do estado  $i$  ao  $j$  do item  $k$  da população; e  
 $P_{ij}$  = probabilidade de transição do estado  $i$  ao  $j$  do item típico populacional.

Assim definido, o modelo típico obedecerá às mesmas equações de Chapman-Kolmogorov (NORRIS [180]). Além disso, a probabilidade de cada estado será também uma estimativa da fração esperada de componentes da população naquele estado. Estes conceitos serão úteis na determinação de parâmetros de componentes típicos, extraídos de estatísticas operacionais de uma população de itens similares (SIQUEIRA [233]), e para avaliar o retorno esperado de conjuntos de processos similares.

**5.12. Processos com Retorno**

Para avaliação de desempenho, o modelo básico de um sistema Markoviano pode ser estendido associando-se taxas de retorno, produzidas pela permanência ou

transição entre os vários estados do modelo (NORRIS [180], WHITE [271]), pela seguinte definição:

**Definição 24 – Modelos Markovianos com Retornos**

Retornos são resultados produzidos pelo sistema, pela permanência ou transição entre os estados, de interesse para a análise e tomada de decisão.

■

O valor instantâneo esperado do retorno de permanência em cada estado pode ser calculado por

$$E[c(t)] = \sum_{i=0}^N c_i(t) * \pi_i(t), \quad (35)$$

onde  $c_i(t)$  é a taxa de retorno específica obtida para a permanência no estado  $i$  no instante  $t$ . De maneira análoga, o valor instantâneo esperado do retorno de transição entre estados pode ser calculado por

$$E[c_i(t)] = \sum_{i,j=0}^N c_{ij}(t) * f_{ij}(t). \quad (36)$$

O retorno acumulado esperado, num intervalo de tempo  $(0,t)$ , será então:

$$E[C(t)] = \sum_{i=0}^N \int_0^t c_i(\tau) * \pi_i(\tau) * d\tau + \sum_{i,j=0}^N \int_0^t c_{ij}(\tau) * f_{ij}(\tau) * d\tau. \quad (37)$$

Nota-se que estas expressões permitem facilmente a inclusão de fluxo de retorno descontado (SECURATO [216]), já que as taxas de retorno podem ser funções do tempo. Assim, se  $\gamma$  for uma taxa de desconto para retornos futuros, as equações anteriores serão reduzidas a:

$$E[c(t)] = \sum_{i=0}^N \gamma^t * c_i(t) * \pi_i(t), \quad (38)$$

$$E[c_i(t)] = \sum_{i,j=0}^N \gamma^t * c_{ij}(t) * f_{ij}(t), \text{ e} \quad (39)$$

$$E[C(t)] = \sum_{i=0}^N \int_0^t \gamma^t * c_i(\tau) * \pi_i(\tau) * d\tau + \sum_{i,j=0}^N \int_0^t \gamma^t * c_{ij}(\tau) * f_{ij}(\tau) * d\tau. \quad (40)$$

Os sistemas com retorno descontado são especialmente importantes quando o analista está interessado em resultados econômicos atualizados para valores correntes ou futuros, devendo ser considerados nos sistemas de decisão baseados em retornos financeiros. Os princípios são aplicáveis a outros tipos de modelos, entre eles as Redes de Petri e Bayesianas.

### 5.13. Redes de Petri

Redes de Petri (*Petri Net*) são alternativas aos processos Markovianos, para modelagem de sistemas complexos. Nestas redes, o conceito de estado é representado pela distribuição de sinais ou marcas em determinados lugares, e a transição destas marcas entre os lugares simula o comportamento dinâmico das mudanças de estado do sistema modelado. Matematicamente estes conceitos podem ser representados pela seguinte definição:

#### Definição 25 – Rede de Petri

Uma Rede de Petri  $PN$  é uma sêxtupla (PETERSON [190]):

$$PN = (P, T, I, O, K, M_0), \quad (41)$$

onde  $P = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$  é um conjunto finito não-vazio de lugares,  
 $T = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$  é um conjunto finito não-vazio de transições,  
 $I: T \rightarrow P$  é o mapeamento de transições para lugares de entrada,  
 $O: T \rightarrow P$  é mapeamento de transições para lugares de saída,  
 $K: P \rightarrow N$  é o conjunto da capacidades associadas a cada lugar;  
 $M_0: P \rightarrow N$  é mapeamento de marcações iniciais para lugares; e  
 $N = \{0, 1, 2, \dots\}$  é o conjunto de números inteiros não negativos.

As capacidades referem-se ao número máximo de marcações admitidas em cada lugar da rede.

■

O exemplo a seguir ilustra estes conceitos.

#### Exemplo 9 – Rede de Petri

A Figura 9 contém uma representação gráfica de uma Rede de Petri com três transições  $t_1$  a  $t_3$ , quatro lugares  $p_1$  a  $p_4$ , e oito arcos representando o mapeamento das transições para os lugares de entrada e saída. A transição  $t_2$  só será disparada se o número de marcas nos lugares  $p_1$  a  $p_3$  forem maiores que zero, enquanto as transições  $t_1$  ou  $t_3$  só serão disparadas se houver pelo menos uma marca no lugar  $p_4$ . Cada disparo de transição retirará uma marca de cada lugar de entrada e colocará uma nova marca em cada lugar de saída da transição.

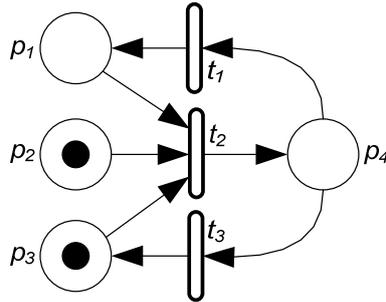


Figura 8 – Modelo de Rede de Petri

■

Uma limitação das Redes de Petri tradicionais consiste na inviabilidade de se testar a existência de marcas em um lugar, e tomar alguma ação baseada nesta informação. Para superar esta dificuldade, arcos inibidores (PETERSON [190]) são admitidos na seguinte variante da Rede de Petri tradicional:

**Definição 26 – Rede de Petri com Inibidores**

Uma Rede de Petri com Inibidores é uma Rede de Petri tradicional na qual são permitidos arcos inibidores entre os lugares, os quais habilitam as transições caso o número de marcas no lugar de origem seja nulo; caso contrário, as regras são idênticas às da Rede de Petri tradicional.

■

Os arcos inibidores são desenhados com um círculo na extremidade, em substituição à seta dos arcos normais, conforme mostra o seguinte exemplo:

**Exemplo 10 – Rede de Petri com Inibidores**

A Figura 9 ilustra o fragmento de uma Rede de Petri com Inibidores, com uma transição  $t$ , quatro lugares  $p_1$  a  $p_4$ , e quatro arcos, sendo um deles inibidor. A transição  $t$  só será disparada se os números de marcas nos lugares  $p_2$  e  $p_3$  forem maiores que zero, e o número de marcas no lugar  $p_1$  for nulo.

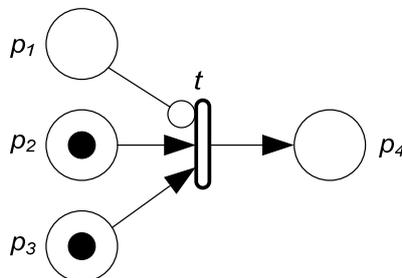


Figura 9 – Modelo de Rede de Petri com Arcos Inibidores

■

Todas as transições nestas redes disparam instantaneamente, imediatamente após ter sido atendido o número mínimo de marcas nos lugares de entrada. Isto

inviabiliza a modelagem de sistemas com mudanças de estado temporizadas, motivando o desenvolvimento das Redes de Petri Estocásticas.

## 5.14. Redes de Petri Estocásticas

Redes de Petri Estocásticas (*Stochastic Petri Net*) são definidas assumindo que todas as transições são temporizadas e que o atraso no disparo das transições é associado a variáveis aleatórias distribuídas exponencialmente. A seguinte definição formaliza esta rede:

### Definição 27 – Rede de Petri Estocástica

Uma Rede de Petri Estocástica *SPN* é uma sétupla (PETERSON [190]):

$$SPN = (P, T, I, O, K, L, M_0), \quad (42)$$

onde  $P = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$  é um conjunto finito não-vazio de lugares;  
 $T = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$  é um conjunto finito não-vazio de transições;  
 $I: T \rightarrow P$  é o mapeamento de transições para lugares de entrada;  
 $O: T \rightarrow P$  é mapeamento de transições para lugares de saída;  
 $K: P \rightarrow N$  é o conjunto das capacidades associadas a cada lugar;  
 $L = \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m\}$  é um conjunto finito de taxas de disparos;  
 $M_0: P \rightarrow N$  é o mapeamento de marcações iniciais para lugares; e  
 $N = \{0, 1, 2, \dots\}$  é o conjunto de números inteiros não negativos.

As capacidades referem-se ao número máximo de marcações admitidas em cada lugar da rede.

■

Nestas redes, pode ocorrer que várias transições sejam habilitadas simultaneamente para uma dada marcação. Neste caso, a transição temporizada  $t_i$  dispara com uma prioridade dada por:

$$p_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{k \in H} \lambda_k}, \quad (43)$$

podendo inibir o disparo de outras transições habilitadas, de menor prioridade.

### Exemplo 11 – Rede de Petri Estocástica

A Figura 10 ilustra uma Rede de Petri Estocástica, com cinco transições, identificadas pelas taxas de disparo  $\lambda_{ij}$ , quatro lugares  $p_1$  a  $p_4$ , e dez arcos. As transições só serão disparadas se os números de marcas nos lugares de origem forem maiores que zero, após um tempo aleatório dado por uma distribuição exponencial de taxa  $\lambda_{ij}$ . Este exemplo replica a funcionalidade do modelo Markoviano da Figura 4.

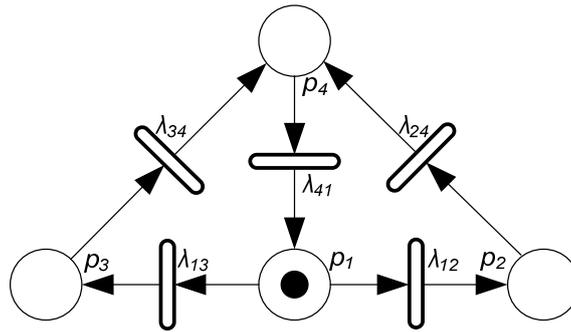


Figura 10 – Modelo de Rede de Petri Estocástica

■

Uma restrição adicional deste tipo de modelo consiste na exigência da temporização em todas as transições, motivando outra generalização do conceito original.

### 5.15. Redes de Petri Estocásticas Generalizadas

Redes de Petri Estocásticas Generalizadas (*Generalized Stochastic Petri Net*) são definidas assumindo que algumas transições são temporizadas, como nas Rede de Petri Estocásticas, enquanto outras transições são instantâneas, como nas Redes de Petri tradicionais. Estes modelos são formalizados na seguinte definição:

#### Definição 28 – Rede de Petri Estocástica Generalizada

Uma Rede de Petri Estocástica Generalizada *GSPN* é uma ócupla (PETERSON [190]):

$$GSPN = (P, T, I, O, K, L, M_0, \Pi), \quad (44)$$

onde $P = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$	é um conjunto finito não-vazio de lugares;
$T = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$	é um conjunto finito não-vazio de transições;
$I : T \rightarrow P$	é o mapeamento de transições para lugares de entrada;
$O : T \rightarrow P$	é o mapeamento de transições para lugares de saída;
$K : P \rightarrow N$	é o conjunto das capacidades associadas a cada lugar;
$L = \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m\}$	é um conjunto finito de taxas de disparos;
$M_0 : P \rightarrow N$	é o mapeamento de marcações iniciais para lugares;
$\Pi : P \rightarrow N$	é o mapeamento de prioridades entre transições; e
$N = \{0, 1, 2, \dots\}$	é o conjunto de números inteiros não negativos.

As capacidades referem-se ao número máximo de marcações admitidas em cada lugar da rede.

■

O mapeamento  $\Pi$  normalmente associa a maior prioridade às transições instantâneas ( $\Pi=0$ ), garantindo seu disparo antes das transições temporizadas. Uma característica importante da rede *GSPN* é o isomorfismo com Cadeias de Markov,

que permite a avaliação quantitativa do desempenho de sistemas. Nestas redes, duas classes diferentes de transições são possíveis: transições imediatas e transições temporizadas. A transição imediata dispara em tempo zero após ser habilitada. A transição temporizada, a exemplo da rede *SPN*, dispara só após um tempo aleatório, distribuído exponencialmente, associado à transição, com uma prioridade definida pela equação (43). Se o conjunto de transições habilitadas compreender tanto transições imediatas quanto temporizadas, então somente as transições imediatas serão disparadas. O exemplo a seguir ilustra este conceito.

### Exemplo 12 – Rede de Petri Estocástica Generalizada

A Figura 11 ilustra o fragmento de uma Rede de Petri Estocástica Generalizada, com quatro transições temporizadas, identificadas pelas taxas de disparo  $\lambda_{ij}$ , uma transição instantânea  $t$ , quatro lugares  $p_1$  a  $p_4$ , e dez arcos. As transições temporizadas só serão disparadas se os números de marcas nos lugares de origem forem maiores que zero, após um tempo aleatório dado por uma distribuição exponencial de taxa  $\lambda_{ij}$ . A transição instantânea  $t$  será disparada imediatamente após a existência de pelo menos uma marca no lugar  $p_4$ .

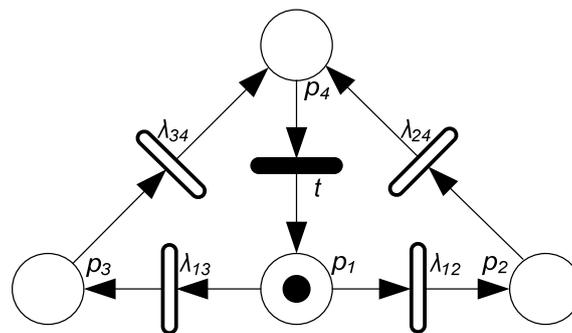


Figura 11 – Modelo de Rede de Petri Estocástica Generalizada

■

Observa-se que as transições instantâneas são representadas graficamente por traços cheios enquanto as transições temporizadas são representadas por retângulos arredondados em branco. Esta representação será seguida no restante desta pesquisa.

## 5.16. Redes Bayesianas

Além das relações dinâmicas entre elementos e estados descritos pelas redes de Petri e Markov, será necessário representar relações estáticas de causalidades probabilísticas entre conjuntos de variáveis descritivas dos modelos. Estas relações são modeladas convenientemente por Redes Bayesianas, assim definidas:

### Definição 29 – Rede Bayesiana

Uma Rede Bayesiana  $BN$  é uma quádrupla (JENSENb [128] [127]):

$$BN = (V, A, I, O), \tag{45}$$

onde  $V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$  é um conjunto finito não-vazio de variáveis;  
 $A = \{a_1, a_2, \dots, a_m\}$  é um conjunto finito não-vazio de arcos;  
 $I : A \rightarrow V$  é o mapeamento de arcos para variáveis antecedentes; e  
 $O : A \rightarrow V$  é o mapeamento de arcos para variáveis consequentes.

Em uma Rede Bayesiana:

- os nós correspondem a variáveis aleatórias;
- um arco direcionado liga pares de variáveis (nós), que tem uma influência direta entre si;
- cada nó tem associados os estados da variável que representa; e
- cada variável possui um conjunto limitado de estados mutuamente exclusivos.

Para cada variável consequente  $v$  que possui como antecedentes as variáveis  $v_1, \dots, v_n$ , existe uma tabela de probabilidades condicionais  $P(v | v_1, \dots, v_n)$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta definição.

### Exemplo 13 – Rede Bayesiana

A Figura 12 ilustra uma Rede Bayesiana, com quatro variáveis binárias aleatórias representadas pelos nós  $A, B, C$  e  $D$ , com estados (1) ativos ou (2) passivos, e cinco arcos representando a influência entre os nós. Os arcos são marcados pela probabilidade de que o estado ativo (1) do nó de origem determine o estado ativo (2) do nó de destino. Conforme indicado nesta figura, o nó  $A$  influencia os nós  $B$  e  $C$ , que influenciam o nó  $D$ , que por sua vez influencia o nó  $A$ .

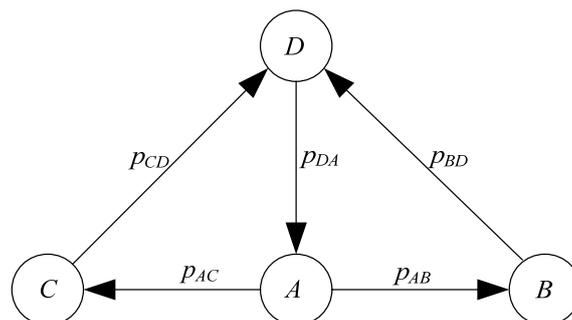


Figura 12 – Rede Bayesiana

As seguintes probabilidades condicionais estão associadas a esta rede:

$$p(B_1|A_1) = p_{AB} \quad = \text{probabilidade de } B_1 \text{ condicionada a } A_1, \tag{46}$$

$$p(B_1|A_2) = 0 \quad = \text{probabilidade de } B_1 \text{ condicionada a } A_2, \tag{47}$$

$$p(B_2|A_1) = 0 \quad = \text{probabilidade de } B_2 \text{ condicionada a } A_1, \tag{48}$$

$$p(B_2|A_2) = 0 \quad = \text{probabilidade de } B_2 \text{ condicionada a } A_2, \tag{49}$$

$$\begin{aligned}
p(C_1|A_1) &= p_{AC} && = \text{probabilidade de } C_1 \text{ condicionada a } A_1, && (50) \\
p(C_1|A_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } C_1 \text{ condicionada a } A_2, && (51) \\
p(C_2|A_1) &= 0 && = \text{probabilidade de } C_2 \text{ condicionada a } A_1, && (52) \\
p(C_2|A_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } C_2 \text{ condicionada a } A_2, && (53) \\
p(D_1|C_1) &= p_{CD} && = \text{probabilidade de } D_1 \text{ condicionada a } C_1, && (54) \\
p(D_1|C_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } D_1 \text{ condicionada a } C_2, && (55) \\
p(D_2|C_1) &= 0 && = \text{probabilidade de } D_2 \text{ condicionada a } C_1, && (56) \\
p(D_2|C_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } D_2 \text{ condicionada a } C_2, && (57) \\
p(D_1|B_1) &= p_{BD} && = \text{probabilidade de } D_1 \text{ condicionada a } B_1, && (58) \\
p(D_1|B_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } D_1 \text{ condicionada a } B_2, && (59) \\
p(D_2|B_1) &= 0 && = \text{probabilidade de } D_2 \text{ condicionada a } B_1, && (60) \\
p(D_2|B_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } D_2 \text{ condicionada a } B_2, && (61) \\
p(A_1|D_1) &= p_{DA} && = \text{probabilidade de } A_1 \text{ condicionada a } D_1, && (62) \\
p(A_1|D_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } A_1 \text{ condicionada a } D_2, && (63) \\
p(A_2|D_1) &= 0 && = \text{probabilidade de } A_2 \text{ condicionada a } D_1, && (64) \\
p(A_2|D_2) &= 0 && = \text{probabilidade de } A_2 \text{ condicionada a } D_2. && (65)
\end{aligned}$$

A Tabela 3 modela as relações de probabilidades condicionais entre os estados das variáveis deste modelo.

*Tabela 3 – Rede Bayesiana*

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	
<b>1</b>	0	$P_{12}$	$P_{13}$	0	
<b>2</b>	0	0	0	$P_{24}$	(66)
<b>3</b>	0	0	0	$P_{34}$	
<b>4</b>	$p_{41}$	0	0	0	

■

Redes Bayesianas serão utilizadas nesta pesquisa para modelar as operações indevidas ou recusas de operação de sistemas de proteção, e para modelar as causalidades de desligamentos isolados ou simultâneos na rede elétrica.

## 5.17. Sumário

Esse capítulo apresentou um resumo da teoria dos sistemas estocásticos conhecidos como Markovianos, Redes de Petri e Redes Bayesianas. A principal característica dos modelos Markovianos resume-se na capacidade de esquecer os estados passados, ou seja, seu comportamento futuro depende apenas do estado atual. Além destas características, os seguintes conceitos foram revistos para os modelos Markovianos:

- Espaço de Estado;
- Transições entre Estados;
- Matriz Estocástica de Transição;
- Probabilidades dos Estados; e
- Comportamento Assintótico.

Entre os processos Markovianos especiais, os seguintes foram descritos:

- Processos Identidade;
- Processos Periódicos;
- Processos Estocásticos Duplos;
- Processos Mergeáveis;
- Processos Contínuos;
- Processos Agregados; e
- Processos com Retornos.

Redes de Petri estendem as funcionalidades dos Modelos Markovianos, permitindo a modelagem de sistemas que incluem transições determinísticas e estocásticas. Entre os diversos tipos de Redes de Petri existentes, as seguintes foram apresentadas, de interesse desta pesquisa:

- Redes de Petri Tradicionais;
- Redes de Petri com Inibidores;
- Redes de Petri Estocásticas; e
- Redes de Petri Estocásticas Generalizadas.

Redes Bayesianas agregam incerteza nas relações de causalidade entre eventos, mesmo que estes sejam determinísticos. Esta propriedade será usada na modelagem de sistemas de proteção e desligamentos simultâneos. Todos estes modelos serão utilizados nos capítulos seguintes para representar equipamentos individuais, e sua interligação em redes industriais, para avaliação de desempenho.

## 6. Modelos de Componentes

### 6.1. Introdução

Redes de processos industriais são formadas pela conexão de muitos componentes, que formam subconjuntos que realizam uma ou mais funções, de interesse da indústria. Cada componente tem um mecanismo de falha próprio, determinado por suas características intrínsecas e pela influência de outros componentes da rede à qual ele pertence. Simultaneamente, cada componente afeta um subconjunto dos demais componentes, ou serve de meio de influência entre outros componentes da mesma rede.

Além do comportamento próprio dos componentes, as redes de processo modernas dependem também de complexos sistemas de automação, que também formam redes distribuídas, as quais possuem comportamento próprio que afeta o desempenho dos componentes e de todo o processo automatizado. Adicionalmente, os componentes estão sujeitos às ações programadas ou forçadas de manutenção e operação, com intervenção humana, que também influem em seu desempenho. Em alguns setores da indústria, tanto a manutenção como a operação podem ser realizadas por terceiros, ou por agentes externos ao setor industrial específico, aumentando os fatores influentes no desempenho.

Para pesquisar estes sistemas, este capítulo utiliza modelos dos componentes de redes industriais e sistemas de automação, desenvolvidos segundo a teoria Markoviana e as Redes de Petri Estocásticas descritas no capítulo anterior. Modelos genéricos serão definidos para representar equipamentos primários e sistemas de proteção. Sua validação e parametrização com dados reais foi anteriormente descrita por (SIQUEIRA [233] [228] [229] [230] [231]) para redes elétricas de alta tensão. Estes modelos serão utilizados no restante da pesquisa, para investigar o comportamento conjunto interligado, sob a influência de fatores internos e externos ao sistema pesquisado.

### 6.2. Componentes de Redes

Para os objetivos desta pesquisa, os componentes de redes elétricas podem ser divididos em componentes primários e secundários.

#### **Definição 30** – *Componentes Primários*

Componentes Primários representam as partes do processo diretamente responsáveis pela consecução de uma função primária, tais como transformações e reações químicas na indústria de processos; geração, transporte e transformação

de energia na indústria elétrica; deslocamento e armazenamento de produtos e materiais nos setores logísticos, etc.

■

### **Definição 31 – Componentes Secundários**

Componentes Secundários são aqueles empregados em funções de suporte, tais como proteção, controle, regulação, automação, partida, parada, etc., dos processos e componentes primários.

■

Em redes de energia elétrica, os componentes primários seriam os geradores, transformadores, linhas de transmissão, etc. Em redes de distribuição de água, seriam as bombas de elevação e recalque, as válvulas, tanques de decantação, canalizações, etc. Em redes de distribuição de gás seriam os tanques de acumulação, os compressores, as válvulas, as tubulações, etc. Na indústria química seriam os destiladores, reatores, aquecedores, caldeiras, etc. Analogamente, os componentes secundários seriam os relés de proteção e comando, os computadores de processos, as redes de automação, as válvulas de alívio de pressão, os reguladores de fluxo, velocidade, etc.

Utilizando a teoria Markoviana e Redes de Petri Estocásticas do capítulo 5, o estudo do comportamento de cada componente será realizado pela identificação dos possíveis estados de funcionamento, das possibilidades de transição entre os estados, e dos eventos que disparam estas transições. Os estados considerados serão função do tipo de resultado desejado, e dos objetivos da análise. Nesta pesquisa, além do mecanismo de falha de cada componente primário, será importante também modelar o desempenho dos processos de manutenção e operação associados, visando sua utilização em modelos mais complexos de desempenho industrial.

## **6.3. Modelos de Manutenção**

Muitos modelos são utilizados na Engenharia de Manutenção para representar o comportamento de falha de equipamentos (veja-se por exemplo JARDINE e TSANG [125]). As opções se diferenciam pelas distribuições de probabilidade de falha utilizadas, o número de estados representados, e a política de manutenção adotada. Para os objetivos desta pesquisa, as falhas serão classificadas de acordo com a MCC ou Manutenção Centrada na Confiabilidade (SIQUEIRA [227], SMITH [248] [249], MOUBRAY [172], AUGUST [21] [22] e BLOOM [44]), conforme o efeito produzido na função do sistema a que pertencem, em duas categorias básicas: as falhas funcionais e as falhas potenciais.

### **Definição 32 – Falha Funcional**

Uma Falha Funcional é definida pela incapacidade de um item de desempenhar uma função específica dentro de limites desejados de performance. Corresponde ao conceito usual de falha, com indisponibilidade forçada do equipamento ou função.

■

### **Definição 33 – Falha Potencial**

Uma Falha Potencial é definida como uma condição identificável e mensurável que indica uma falha funcional pendente ou em processo de ocorrência. Corresponde ao conceito usual de defeito, mas que não impede o equipamento de continuar em operação ou a função de ser executada, mesmo que em estado degradado.

■

Um modelo genérico que contemple os modos de falha de cada equipamento pode ser então desenvolvido, conceituando-se, *a priori*, estados que representem estas situações, segundo as seguintes definições:

### **Definição 34 – Estado Normal**

O estado “Normal” corresponde à situação de ausência de defeitos e anormalidades que impeçam ou degradem a funcionalidade do equipamento.

■

### **Definição 35 – Estado de Defeito**

O estado de “Defeito” representa um nível de degradação da performance do equipamento ou aumento da probabilidade de falha permanente, devido a uma Falha Potencial, mas ainda insuficiente para provocar uma indisponibilidade forçada ou interrupção da função.

■

### **Definição 36 – Estado de Falha**

O estado de “Falha” compreende a condição de indisponibilidade forçada do equipamento, após uma Falha Funcional, até o final do reparo, com o retorno da operacionalidade, se ele for reparável, ou substituição, caso contrário.

■

Outros estados estatisticamente menos prováveis poderiam ser incluídos, aumentando a dimensão e a complexidade do modelo. Nesta pesquisa, apenas os estados de manutenção, preventiva e corretiva, serão de interesse para o modelo, sendo assim definidos:

### **Definição 37 – Estado de Prevenção**

O estado de “Prevenção” compreende uma condição de inspeção, substituição ou restauração planejada de alguma função do equipamento, de caráter preventivo.

■

### **Definição 38 – Estado de Correção**

O estado de “Correção” compreende uma condição de regularização planejada de alguma função já degradada do equipamento, de caráter corretivo, normalmente identificada por uma inspeção no estado de Prevenção.

■

A Correção ocorre quando, durante uma atividade de Prevenção, detecta-se a necessidade de eliminação de um defeito no equipamento, antes que evolua para uma Falha Funcional. Dependendo da tecnologia envolvida, estas situações são realizadas de forma independente, até mesmo por equipes distintas, como na inspeção (aérea ou terrestre) e reparo de linhas de transmissão, ou de forma concorrente, como nos testes e correções de defeitos em sistemas de proteção. Assim, defeitos internos ou Falhas Potenciais aumentam inicialmente a vulnerabilidade do equipamento, antes de evoluir para uma Falha Funcional. Esta vulnerabilidade será modelada por uma transição do estado Normal para Defeito, no qual a probabilidade de evolução para uma Falha Funcional é maior. Neste estado, apenas uma manutenção preventiva poderá corrigir a Falha Potencial, antes que ela evolua para uma Falha Funcional. A modelagem destas transições em um modelo Markoviano depende da política de manutenção adotada em cada equipamento. Três políticas são normalmente adotadas na Engenharia de Manutenção (AVEN e JENSEN [23], SIQUEIRA [227]) assim denominadas:

- ARP - *Age Replacement Policy*;
- BRP - *Block Replacement Policy*; e
- MRP - *Minimal Repair Policy*.

#### **Definição 39 – Age Replacement Policy**

Age Replacement Policy (ARP) é a política de manutenção realizada de acordo com a idade operacional do componente após a última manutenção, assegurando seu funcionamento como novo (*good as new*) ou providenciando sua substituição, reiniciando a contagem de tempo operacional após cada falha funcional.

■

#### **Definição 40 – Block Replacement Policy**

Block Replacement Policy (BRP) é a política de manutenção realizada a intervalos fixos de tempo, assegurando o funcionamento do item como novo (*good as new*) ou providenciando sua substituição, reiniciando a contagem de tempo após cada falha funcional.

■

Nestas duas políticas pressupõe-se que a ação de Reparo após uma falha restaura totalmente a capacidade funcional, trazendo-a ao estado Normal (*good as new*). A Figura 13 ilustra o modelo Markoviano destas políticas, com os estados e transições já definidos.

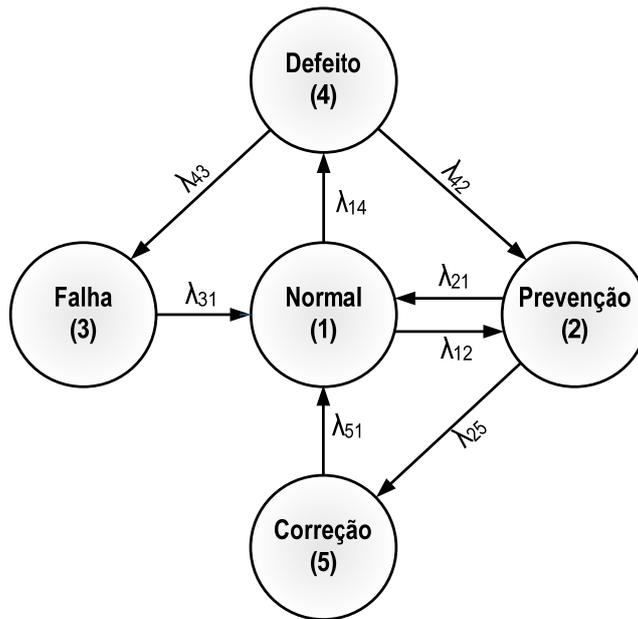


Figura 13 – Modelo de Estados ARP e BRP

A terceira política, em geral a menos recomendada, é utilizada em algumas situações, sendo assim definida:

**Definição 41 – Minimal Repair Policy**

Minimal Repair Policy (MRP) é a política de manutenção que consiste na realização de reparos mínimos suficientes para restaurar a funcionalidade do item após as falhas, entre as manutenções preventivas, ao nível em que se encontrava imediatamente antes da falha (*bad as old*), com substituições ou restaurações periódicas nas manutenções preventivas a intervalos fixos de tempo.

■

Se a política de manutenção seguir a lógica MRP (*Minimal Repair Policy*), a ação de Reparo após uma falha funcional será mínima, suficiente apenas para restaurar a função ao nível de desempenho imediatamente antes da falha (*bad as old*). A transição, neste caso, será para o estado de Defeito, que antecedeu a falha, conforme ilustrado na Figura 14.

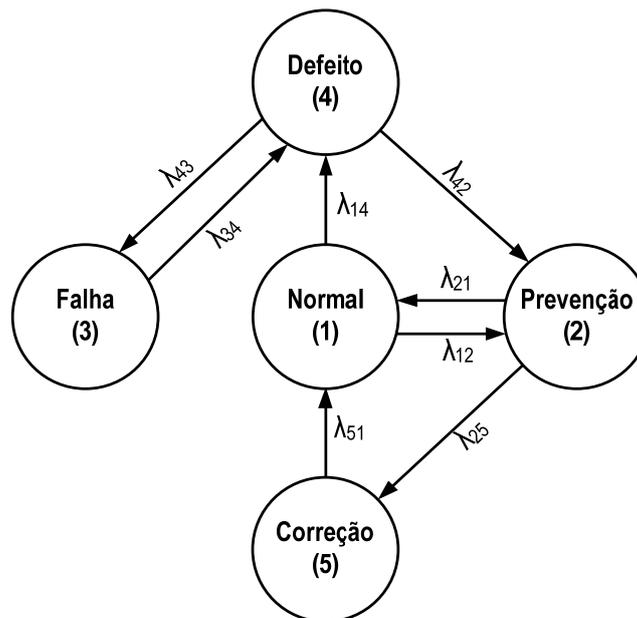


Figura 14 – Modelo de Estados MRP

Nestes modelos, nove transições de estado estão representadas, assim definidas:

**Definição 42 – Transições de Estados Primários**

As Transições de Estados Primários correspondem aos eventos de mudança de estado do componente primário, sendo representadas nos modelos Markovianos da Figura 14 e Figura 15 por arcos direcionados interligando os estados, com as seguintes taxas de transição:

- $\lambda_{12}$  = início da manutenção preventiva, com o equipamento normal;
- $\lambda_{21}$  = término da manutenção preventiva, com o equipamento normal;
- $\lambda_{42}$  = início da manutenção preventiva, com o equipamento sob defeito;
- $\lambda_{25}$  = início da manutenção corretiva, com o equipamento sob defeito;
- $\lambda_{51}$  = término da manutenção corretiva, com o defeito corrigido;
- $\lambda_{14}$  = início de defeito, com o equipamento normal;
- $\lambda_{43}$  = início da falha funcional, com o equipamento sob defeito;
- $\lambda_{34}$  = reparo funcional mínimo, deixando o equipamento sob defeito;
- $\lambda_{31}$  = reparo funcional completo, deixando o equipamento normal;

■

Nota-se que, se a correção de defeitos ocorrer imediatamente após sua descoberta, durante a Prevenção (Inspeção Preditiva/Funcional, ou Restauração/Substituição Preventivas), será suficiente anular o tempo de permanência no estado de número 5 (Correção) neste modelo. Analogamente, se as falhas forem aleatórias (intempestivas), apenas os estados 1 (Normal), 3 (Falha) e 4 (Defeito), serão suficientes. Este último apenas um estado de transição, com tempo de permanência nulo, já que neste caso não tem sentido a manutenção preventiva ou corretiva, apenas o reparo. As taxas de transição para os estados 2 e 5 serão nulas neste caso (SIQUEIRA [227]).

Os modelos de manutenção são importantes para se pesquisar a melhor política de manutenção para cada tipo de equipamento, objetivando maximizar um indicador de resultado (normalmente a disponibilidade), sujeito às restrições próprias de cada empresa (normalmente custo) (SIQUEIRA [231] [228]). Para avaliação de desempenho de sistemas elétricos, modelos operacionais mais simples normalmente são adotados, agrupando parte destes estados, conforme a definição de processos mergeáveis do parágrafo 5.9.

#### **6.4. Modelos de Operação**

Sob o ponto de vista operacional, interessa avaliar as situações nas quais o equipamento encontra-se disponível para operação. Os seguintes estados podem então ser definidos e identificados, em um componente primário, de interesse desta pesquisa:

##### **Definição 43 – Estado Disponível**

Diz-se que o componente está no Estado Disponível se o componente estiver executando ou apto a desempenhar sua função primária na rede ou processo industrial. Em outras palavras, não possui defeito intrínseco que o impeça de funcionar, mesmo com estado degradado. Aplica-se também às situações de manutenção preventiva que não interrompam sua funcionalidade.

■

##### **Definição 44 – Estado Indisponível Forçado**

Diz-se que o componente está no Estado Indisponível Forçado quando o componente estiver indisponível ou inapto para executar sua função na rede ou processo industrial, devido a falha ou defeito interno, intrínseco à sua constituição, que resultem em seu desligamento intempestivo ou forçado da rede, para reparo ou substituição.

■

##### **Definição 45 – Estado Indisponível Programado**

Diz-se que o componente está no Estado Indisponível Programado quando o componente estiver indisponível para executar sua função na rede ou processo industrial, devido a seu desligamento planejado, para correção ou prevenção de defeitos, por necessidade operacional, ou para manutenção programada.

■

Além destes estados, derivados do modelo de manutenção do equipamento, será importante modelar as atividades operacionais que impactam no desempenho da rede. Entre elas destacam-se as atividades de reconexão do equipamento à rede, após uma indisponibilidade programada ou forçada. O seguinte estado representará esta situação:

##### **Definição 46 – Estado de Reconexão**

Diz-se que o componente está no Estado de Reconexão quando já estiver encerrado o processo de correção de defeito ou manutenção, estando à disposição da produção ou operação, ou em processo de reconexão à rede ou ao processo industrial, mas ainda isolado dos demais componentes.

■

A escolha destes estados objetiva representar as situações de maior impacto na produção e nos resultados industriais, permitindo mensurar as seguintes condições, de interesse desta pesquisa:

1. Qualidade intrínseca de cada componente para o processo, através dos estados de Disponibilidade e Indisponibilidade Forçada;
2. Qualidade dos serviços de manutenção preventiva e corretiva utilizados na indústria, através dos estados de Indisponibilidade Forçada e Programada dos componentes; e
3. Qualidade dos serviços operacionais da indústria, através do estado de Reconexão, após um período de indisponibilidade de um componente.

O ciclo operacional de cada componente consiste na permanência temporária e transição entre os estados primários, disparadas por eventos externos ou internos a cada componente da rede, assim definidos:

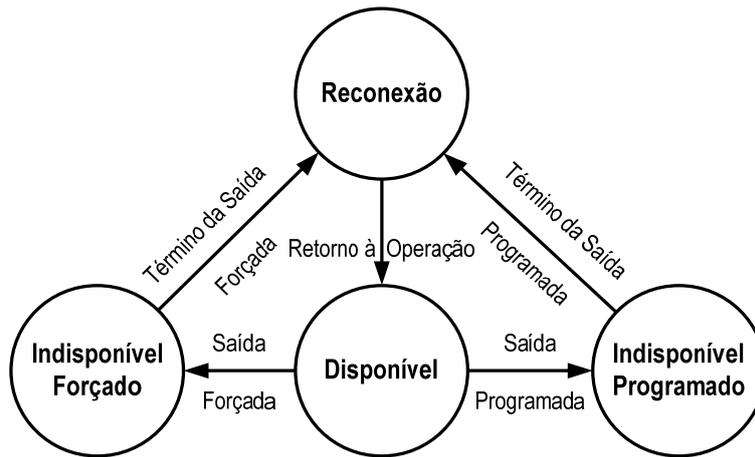
#### **Definição 47 – Eventos Operacionais**

Os Eventos Operacionais são definidos pelas transições no estado de disponibilidade do equipamento, com as seguintes possibilidades:

1. Saídas forçadas, resultantes de defeitos internos;
2. Saídas programadas, para manutenção preventiva ou motivos operacionais;
3. Término de saída forçada, com retorno ao estado de Reconexão;
4. Término de saída programada, com retorno ao estado de Reconexão; e
5. Retorno à operação, com o término das atividades de Reconexão.

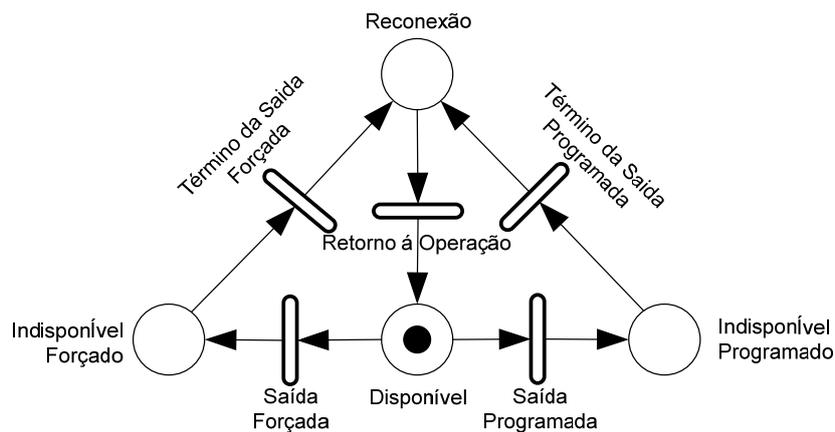
■

A Figura 15 ilustra estes eventos na forma de transições entre estados de um modelo Markoviano, para um componente primário de um processo industrial.



*Figura 15 – Modelo Markoviano de Componente Primário*

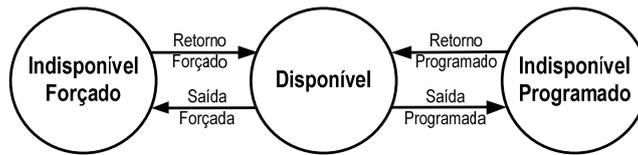
O mesmo modelo pode ser representado por uma Rede de Petri. A Figura 16 ilustra a Rede de Petri Estocástica que modela o componente primário desta rede. A taxa de disparo de cada transição neste modelo corresponde à taxa de transição do modelo Markoviano da Figura 15. Uma marca foi acrescentada no lugar Disponível para inicializar o modelo.



*Figura 16 – Rede de Petri de Componente Primário*

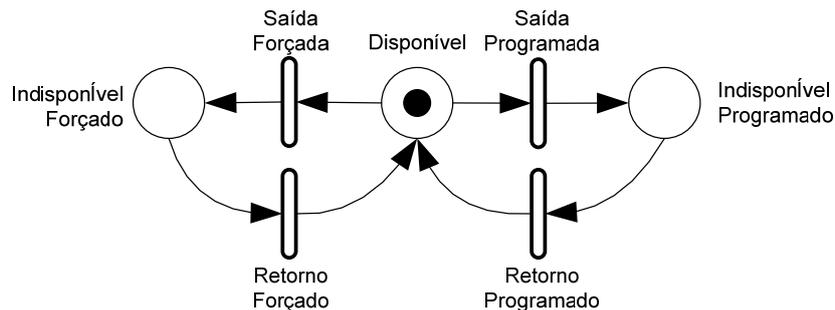
■

Uma simplificação deste modelo consiste em incluir os tempos de reconexão do equipamento nos estados correspondentes de indisponibilidade forçada ou programada, resultando no modelo da Figura 17.



*Figura 17 – Modelo Simplificado de Componente Primário*

Este modelo será útil apenas para representar os estados de disponibilidade e indisponibilidade total do equipamento, ignorando a contribuição das ações de reconexão, após uma indisponibilidade. A Figura 18 ilustra a Rede de Petri Estocástica deste modelo, inicializada com uma marca no lugar Disponível.



*Figura 18 – Rede de Petri Simplificada de Componente Primário*

Os modelos de manutenção e operação serão complementados por modelos dos sistemas de proteção, para representar o funcionamento completo do componente.

## 6.5. Modelos de Proteção

Os componentes secundários e de proteção de uma instalação industrial também possuem seus modos de falha e normalidade funcionais. A exemplo dos modelos de equipamentos primários, são classificados como processos discretos no espaço e contínuos no tempo. Estas características são comuns em sistemas automáticos digitalizados, usados na indústria moderna. Outra característica é que são reativos, ou seja, reagem a eventos externos, conforme sua programação. Ou seja, eles podem, a qualquer instante, mudar de estado, dentro de um conjunto finito de possibilidades. Estas mudanças são decorrentes de eventos no processo industrial, tais como curtos-circuitos, sobre pressões, incêndios e sobrecargas de máquinas, ou de eventos internos aos próprios sistemas de proteção, tais como a queima de um relé ou circuito eletrônico. Por serem sistemas ativos, podem provocar o desligamento do componente primário sob falha, ou desligá-lo intempestivamente por defeito próprio. Para modelar estes sistemas, será útil definir os seguintes eventos originários de sistemas de proteção, e de interesse da produção ou operação:

- Desligamentos corretos;
- Desligamentos incorretos; e
- Recusas de desligamento.

#### **Definição 48 – Desligamentos Corretos**

Os desligamentos corretos ocorrem quando o sistema detecta uma anormalidade no componente primário controlado ou protegido, estando ele próprio no estado normal, e reage emitindo uma ordem de desligamento, para saída forçada do equipamento.

■

Enquadram-se nessa classe as atuações durante curto-circuito e sobre tensões internas em equipamentos elétricos, vazamentos e sobre pressões em equipamentos que usam fluidos, desgaste em peças móveis, etc. São classificadas como corretas considerando que, na presença do defeito, a ação correta é desativar o equipamento, para protegê-lo de danos maiores, ou simplesmente porque não desempenha mais a função a que se destina. O desligamento pode ser manual, imediatamente após um alerta para o operador, ou automático, através de um sistema de proteção sensível ao defeito. Uma atuação correta pode resultar também em uma saída forçada, mas indevida, de um equipamento, nas seguintes condições:

#### **Definição 49 – Saídas Forçadas Indevidas**

As Saídas Forçadas Indevidas, por falhas de componentes secundários (ex: recusas na proteção, sobre alcance de ajustes de relés, etc.), ocorrem quando da existência de defeito interno em outro componente primário, para o qual a proteção própria não atua, ou atua com retardo, resultando no desligamento de vários outros componentes a ele interligados. São indevidas por serem desnecessárias, em condições normais de funcionamento.

■

Nestes casos, ocorrem normalmente associados a uma recusa de desligamento de outro componente, assim definida:

#### **Definição 50 – Recusas de Desligamento**

As Recusas de Desligamento ocorrem quando o sistema de proteção é requisitado para desligar o componente primário e se recusa a fazê-lo, ou não reage.

■

Estes dois últimos casos em geral decorrem de defeitos ocultos acumulados no sistema de proteção, ou erros de parametrização, os quais só são revelados no instante em que são requisitados a operar. A seguinte definição aplica-se a estas falhas:

#### **Definição 51 – Falhas Ocultas**

As Falhas Ocultas são caracterizadas pela falta de observabilidade do instante que ocorrem, típicas de sistemas que operam em *stand-by*, aguardando o instante para exercerem sua função. Em geral, estas falhas são invisíveis, até que se manifestem quando os equipamentos secundários são solicitados.

■

As falhas ocultas também podem ocorrer em disjuntores, ao promoverem o desligamento indevido da função principal, ou se recusarem a desligar, quando solicitados. Estes casos são responsáveis pelos desligamentos incorretos do equipamento ou função protegida, segundo a seguinte definição:

### **Definição 52 – Desligamentos Incorretos**

Os Desligamentos Incorretos em geral ocorrem intempestivamente ou em resposta a um evento externo (tal como uma mudança de carregamento do componente, um defeito em um componente primário adjacente, etc.), reagindo erroneamente devido a uma falha oculta interna ou erro de parametrização do próprio sistema de proteção.

■

São considerados incorretos por serem desnecessários para proteger o equipamento, já que não há defeito interno no componente primário. Ocorrem geralmente em sistemas automáticos de proteção e controle quando da ocorrência de falha de algum relé ou malha de controle secundário, que resulte em uma ordem de desligamento, ou em sistemas interligados, na qual a proteção de componentes adjacentes funciona como proteção de retaguarda caso a proteção própria de algum componente primário deixe de funcionar.

Assim, para os objetivos desta pesquisa, os modos de falha de um sistema de proteção podem ser derivados da enumeração exaustiva dos estados conjuntos da proteção e do equipamento protegido. Para um sistema típico, duas anormalidades principais caracterizam a condição de um sistema de proteção, com impacto direto no componente primário:

- TRIP: quando estiver propenso a desligamento automático indevido; ou
- BLOQUEIO: quando estiver propenso a impedir um desligamento correto.

As transições entre os estados representam os eventos de falha interna ao sistema de proteção, conduzindo-o aos estados de propensão ao *trip* ou bloqueio, e seu retorno à normalidade, após uma ação da manutenção. Por outro lado, do ponto de vista da proteção, o item primário ou equipamento protegido também pode estar apenas em dois estados possíveis, em um instante qualquer da operação:

- BOM: sem defeito interno ou condição que demande seu desligamento; e
- MAU: com defeito interno que exija seu desligamento.

A Tabela 4 a seguir ilustra as possibilidades de combinação destes estados, e sua classificação de anormalidade:

Tabela 4 – Modos de Falha de Proteção

MODOS DE FALHA		PROTEÇÃO	
		TRIP	BLOQUEIO
EQUIPAMENTO PRIMÁRIO	BOM	Defeito	Normal
	MAU	Normal	Recusa

Além da operação Normal, este quadro revela dois modos de falha que provocam atuações não-conformes de um sistema de proteção:

- **Defeito:** quando a proteção desliga o equipamento primário protegido, sem haver defeito no mesmo; e
- **Recusa:** quando a proteção não desliga totalmente o equipamento primário protegido, na presença de um defeito no mesmo.

O primeiro modo de falha é prejudicial à confiabilidade e continuidade do processo industrial, e aos objetivos da empresa, por causar desligamentos desnecessários e imprevistos para o cliente ou consumidor. O segundo, além das consequências acima, representa um elevado risco à segurança dos equipamentos e pessoas envolvidas. Além da possibilidade de danos permanentes, esta falha resulta normalmente em interrupções demoradas e de maior vulto do processo industrial, uma vez que a atuação das proteções de retaguarda ou de falha de proteção desligará uma área maior do processo por um tempo maior que o necessário. Estas situações definem os estados possíveis de um sistema de proteção.

## 6.6. Estados da Proteção

Estabelecidos os modos de falha, é possível identificar o conjunto dos estados plausíveis de um sistema secundário ou de proteção. Inicialmente, três estados serão considerados, assim denominados: Normal, Defeito e Recusa.

### Definição 53 – Estado Normal da Proteção

Diz-se que a proteção está no Estado Normal se ela estiver apta a executar sua missão, atuando conforme projetada. Em outras palavras, não possuir defeito intrínseco, estando em condições de desligar o equipamento protegido na ocorrência de um defeito interno, e simultaneamente bloquear seu desligamento na ausência de defeito ou na ocorrência de defeitos externos ao processo ou zona protegida.

■

### Definição 54 – Estado de Defeito da Proteção

Diz-se que a proteção está no Estado de Defeito quando ela estiver com defeito interno ou intrínseco, propensa a atuações não-conformes, tais como desligar

intempestivamente o equipamento protegido, na ausência de um defeito, ou na ocorrência de defeito externo ao equipamento primário.

■

#### **Definição 55** – *Estado de Recusa da Proteção*

Diz-se que a proteção está no Estado de Recusa quando ela estiver com defeito interno ou intrínseco, que a impeça de atuar na ocorrência de defeito no equipamento primário protegido.

■

Além destes casos, a proteção poderá estar indisponível para operação, por estar em manutenção. Dois estados adicionais são identificados, para modelar estas situações denominadas de Reparo e Teste.

#### **Definição 56** – *Estado de Reparo da Proteção*

Diz-se que a proteção está no Estado de Reparo quando, em decorrência de um defeito interno, a proteção estiver sendo restaurada, por uma manutenção corretiva.

■

#### **Definição 57** – *Estado de Teste da Proteção*

Diz-se que a proteção está no Estado de Teste quando ela estiver sendo submetida a uma inspeção ou teste periódico, manutenção preventiva ou auto teste.

■

Estes cinco estados foram selecionados por serem estatisticamente significativos, considerando os tempos de permanência envolvidos (SIQUEIRA [233]). Outros estados menos significativos podem ser facilmente incluídos em uma das classes acima, sem afetar significativamente os resultados. Em algumas ocasiões, será útil agregar alguns destes estados, para facilitar a análise e reduzir as dimensões e os dados necessários ao modelo.

## **6.7. Transições da Proteção**

A etapa seguinte no processo de modelagem, consiste na identificação das transições entre os estados da proteção. A Figura 19 introduz uma numeração de referência para os cinco estados já definidos e ilustra as possibilidades de transições entre eles. Esta numeração será utilizada como referência no restante desta pesquisa.

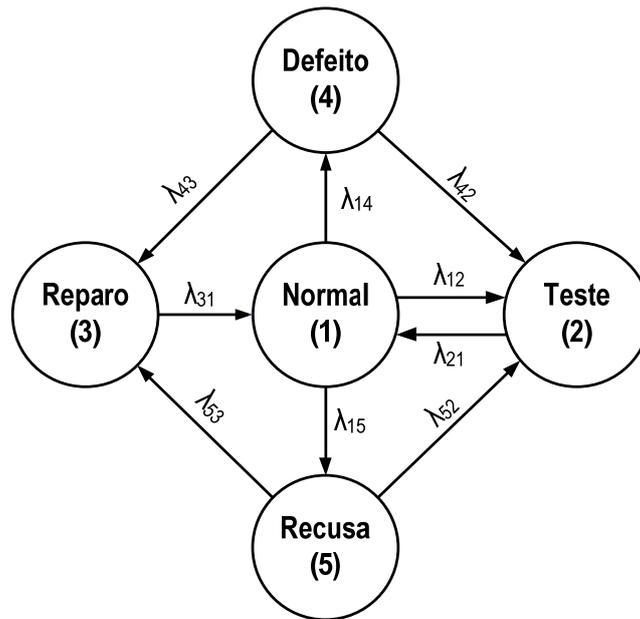


Figura 19 – Modelo de Transições entre Estados da Proteção

Para completar o modelo, nove transições são identificadas entre os estados secundários da proteção, assim definidas:

**Definição 58** – *Transições de Estados Secundários*

As Transições de Estados Secundários correspondem aos eventos de mudança de estado do componente secundário ou de proteção, sendo representadas no modelo Markoviano da Figura 19 por arcos direcionados interligando os estados, com as seguintes taxas de transição:

- $\lambda_{12}$  = início do teste, com a proteção no estado normal;
- $\lambda_{21}$  = término do teste, com a proteção no estado normal;
- $\lambda_{42}$  = início do teste, com a proteção sob defeito;
- $\lambda_{52}$  = início do teste, com a proteção sob recusa;
- $\lambda_{14}$  = início do estado de defeito, com a proteção no estado normal;
- $\lambda_{15}$  = início do estado de recusa, com a proteção no estado normal;
- $\lambda_{43}$  = desligamento indevido, com a proteção sob defeito;
- $\lambda_{53}$  = recusa de desligamento, com a proteção sob recusa; e
- $\lambda_{31}$  = reparo funcional, normalizando o estado da proteção.

■

As transições originadas dos estados de manutenção (Teste e Reparo) serão sempre para o estado Normal, admitindo-se que a equipe de manutenção sempre devolve o equipamento à operação sem defeitos (*BRP – Block Replacement Policy*). Os casos em que a proteção retorna com defeito (*MRP – Minimal Repair Policy*) serão considerados como passagens rápidas pelo estado Normal, com a imediata transição para um dos estados anormais (Defeito ou Recusa). Além de estatisticamente desprezíveis e imperceptíveis, estas possibilidades serão computadas como reincidências de defeito.

As transições que se originam nos estados anormais (Defeito ou Recusa) são sempre direcionadas para um dos estados da manutenção (Reparo ou Teste). Ou seja, estatisticamente são desprezíveis as possibilidades de um defeito interno à proteção ser corrigido sem a intervenção da equipe de manutenção. Mesmo que ocorresse, não seria observável.

As transições diretas entre os estados de Defeito e Recusa, embora fisicamente possíveis, são também desprezíveis estatisticamente. Elas exigiriam a ocorrência de contingência tripla, ou seja, o sistema precisaria estar com um defeito interno, surgir outro defeito, e este último cancelar o efeito do primeiro. Em todo caso, mesmo que este evento ocorresse na prática, ele jamais seria computado, uma vez que estas transições não são observáveis fisicamente, e estatisticamente o estado computado será sempre aquele detectado no instante de uma ocorrência ou durante a manutenção.<sup>1</sup>

Finalmente, estando a proteção no estado Normal, ela pode transitar para um dos estados anormais (Defeito ou Recusa) em decorrência de um defeito intrínseco, ou para o estado de Teste, durante a manutenção preventiva. A transição direta para o estado de Reparo não existe já que ela será sempre precedida por uma transição prévia para um dos estados anormais (Defeito ou Recusa), permanecendo nestes estados por um período estatisticamente significativo. Ou seja, o modelo só se aplica aos defeitos nos circuitos de segurança da proteção, de gravidade suficiente para provocar uma atuação indevida ou recusa da proteção. Defeitos nos circuitos secundários de supervisão, tais como oscilógrafos, registradores e anunciadores de eventos, não afetarão a disponibilidade da proteção e do componente primário protegido, não sendo considerados nesta análise. A Figura 20 ilustra a Rede de Petri Estocástica da Proteção, equivalente ao modelo da Figura 19, onde cada taxa de disparo corresponde a uma taxa de transição no modelo Markoviano. A marca no estado 1 inicializa o modelo no estado Normal.

---

<sup>1</sup> Alguns sistemas programáveis já possuem a capacidade de auto-correção para alguns tipos de defeitos internos.

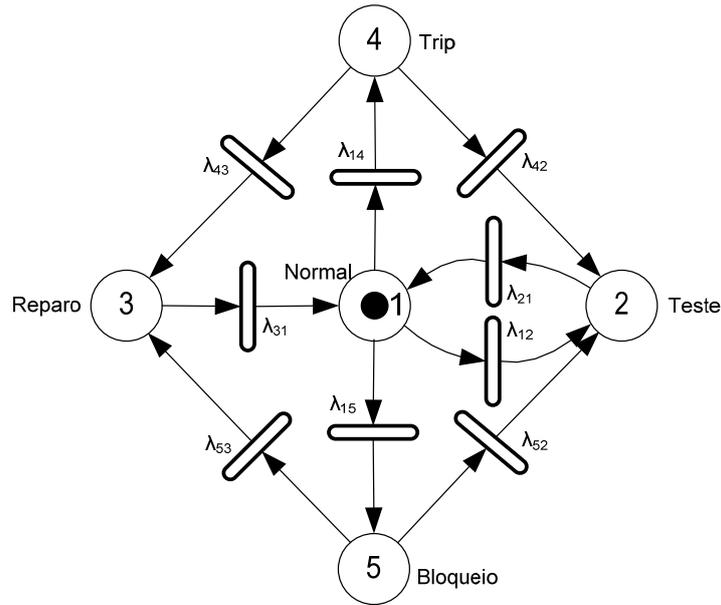


Figura 20 – Rede de Petri de Proteção

Uma análise superficial deste modelo confirma facilmente a possibilidade de se atingir cada estado a partir de qualquer outro, mesmo que através de estados intermediários. Ou seja, não existem estados finais ou absorvedores (NORRIS 1997). Esta característica, própria dos sistemas chamados ergóticos, garantirá que os valores finais das probabilidades dos estados sejam independentes das condições iniciais, facilitando a análise do estado permanente.

Estes modelos são também importantes na definição da melhor política de teste periódico da proteção, objetivando maximizar o desempenho com base em um indicador de resultado (normalmente a confiabilidade), sujeito às restrições próprias de cada empresa (normalmente custo) (SIQUEIRA [233]). Para efeito de avaliação de desempenho de sistemas elétricos, modelos operacionais mais simplificados normalmente são adotados, para representar cada sistema de proteção. Neste sentido, os estados de Teste e Reparo podem ser agrupados com o estado Normal, já que invariavelmente, durante estes estados, são adotadas medidas adequadas para proteger o componente primário. Assim, o modelo anterior pode ser resumido para o modelo representado na Figura 21.

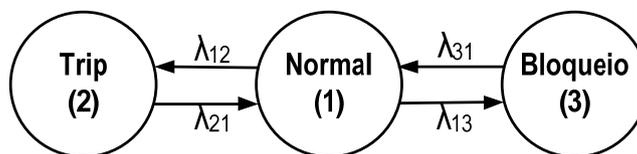


Figura 21 – Modelo Simplificado da Proteção

Neste modelo, os estados de Trip e Bloqueio são idênticos aos estados correspondentes da Figura 19. O estado Normal, entretanto, passa a ser expandido, e ter uma definição por exclusão.

**Definição 59** – Estado Normal Expandido

Diz-se que a proteção está no Estado Normal (expandido) quando não estiver no estado de Bloqueio ou Trip.

■

Neste modelo, as transições do estado Normal para Trip ou Bloqueio, ocorrem de forma aleatória, quando da ocorrência de defeitos internos aos próprios sistemas de proteção ou automação. As transições inversas, de Trip ou Bloqueio para Normal, só ocorrerão após uma manutenção ou inspeção preventiva ou corretiva, programada ou decorrente de uma atuação incorreta ou recusa de atuação. A Figura 22 ilustra a Rede de Petri Estocástica equivalente deste modelo, inicializada com uma marca no estado Normal.

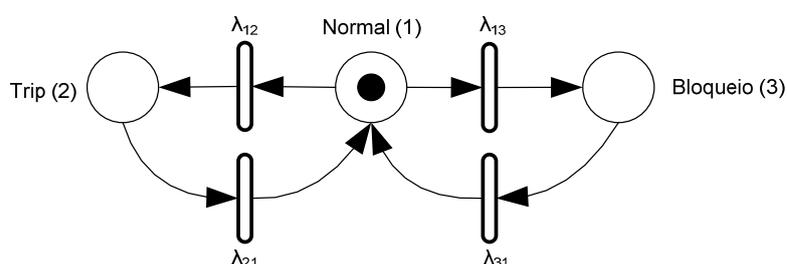


Figura 22 – Rede de Petri Simplificada da Proteção

Estes modelos serão utilizados para determinar as necessidades de parametrização e levantamento de dados para avaliação de desempenho, estudadas no capítulo seguinte.

## 6.8. Sumário

A teoria Markoviana e as Redes de Petri Estocásticas foram utilizadas neste capítulo para modelar os componentes primários de um processo industrial, e os componentes secundários, utilizados nos sistemas de proteção. Os seguintes modelos foram definidos:

- Modelo de Manutenção;
- Modelo de Operação; e
- Modelo de Proteção.

Para os modelos de manutenção, as seguintes políticas de manutenção foram consideradas:

- *ARP - Age Replacement Policy;*
- *BRP - Block Replacement Policy;* e
- *MRP - Minimal Repair Policy.*

Os modelos contemplam não só os fatores determinantes do desempenho individual e política de manutenção, mas também fatores externos como as intervenções para

operação e reconexão após uma indisponibilidade. Formas simplificadas destes modelos foram estudadas, para aplicação em sistemas interligados. O capítulo seguinte avaliará os parâmetros necessários ao uso destes modelos, na avaliação de desempenho e risco.

## **7. Análise e Parametrização**

### **7.1. Introdução**

Estabelecidos os modelos individuais de cada componente de uma rede industrial, é necessário identificar os parâmetros operacionais que permitam sua parametrização para estudos de análise e simulação da rede. Deverão, preferivelmente, ser obtidos de dados operacionais relativos aos componentes modelados, por estatísticas ou médias amostrais das sequências históricas de eventos ocorridos no processo industrial.

Este capítulo identifica os dados operacionais necessários para parametrizar os modelos de simulação de componentes primários e secundários de redes de processos industriais. Serão identificadas as métricas típicas de cada componente que permitam sua inclusão em uma representação uniforme do comportamento da rede. Os modelos serão mensurados pelas seguintes estatísticas ou médias amostrais:

1. Frequência Própria de Saída Forçada;
2. Frequência Própria de Saída Programada;
3. Duração Própria de Saída Forçada;
4. Duração Própria de Saída Programada;
5. Duração Própria de Reconexão;
6. Carga e Geração Própria Conectada;
7. Confiabilidade Própria da Proteção; e
8. Vulnerabilidade Própria da Proteção.

A característica comum a estes valores, que motivou sua escolha, é que são factíveis de mensuração a partir de dados operacionais normalmente disponíveis nos sistemas de gestão de ativos e produção das empresas proprietárias ou de bases de dados de empresas operadoras destes ativos. A palavra “Própria” refere-se ao caráter intrínseco destes parâmetros, particulares a cada componente ou função da rede, e independentes do comportamento dos demais componentes ou da topologia do processo industrial. Os conceitos de manutenção utilizados seguem aproximadamente a referência (SIQUEIRA [227]).

### **7.2. Frequência Própria de Saída Forçada**

Entre os eventos de indisponibilidade de componentes de maior impacto no desempenho sistêmico de uma rede citam-se as saídas não programadas ou forçadas de equipamentos. A ausência de planejamento ou previsibilidade destes eventos aumentam as consequências em relação aos eventos programados ou

previsíveis. Para modelar as saídas intempestivas não programadas de equipamentos será útil introduzir o seguinte parâmetro:

**Definição 60 – Frequência Própria de Saída Forçada**

A Frequência Própria de Saída Forçada ( $f_{ii}$ ) (*FOR – Forced Outage Rate*) de um componente primário  $i$  é definida pelo número de vezes que o componente desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por falha intrínseca ou de natureza interna, sendo estimada por.

$$f_{ii} = \frac{\sum \text{NúmeroDeSaídasForçadasPrópriasDoComponente}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}} \quad (67)$$

■

Representa o efeito visível da confiabilidade própria ou da qualidade de sua tecnologia, e da qualidade da manutenção adotada. Além dos eventos oriundos de falhas no próprio componente primário, são considerados nesta métrica, os desligamentos provocados por defeitos nos sistemas de automação e proteção próprios, mas não desligamentos por falhas em outros componentes primários ou secundários da rede. A Figura 23 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, medindo-se a frequência de transição entre os estados 1 e 3. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]).

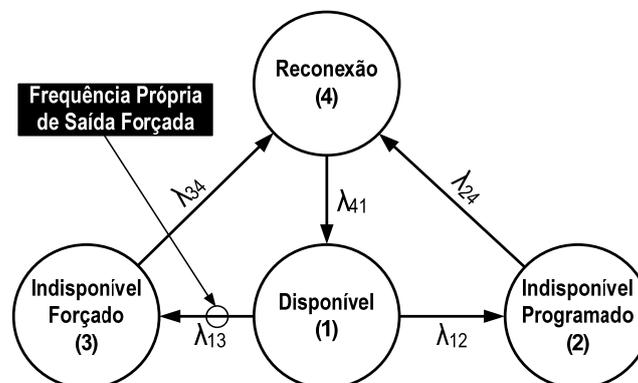


Figura 23 – Modelo de Frequência Própria de Saída Forçada

Nota-se que, por definição, este dado difere da taxa de transição entre estes estados. É comum, no ambiente industrial, confundir esta métrica com a taxa de falha  $\lambda$  do componente primário. Embora ambas tenham a mesma unidade de medida, não só representam conceitos diferentes, como também são calculadas de forma diferente. A primeira representa uma observação (métrica) do número de ocorrências de desligamentos ocorridos no componente por causas próprias, dividido pelo período de tempo de observação. A segunda representa uma probabilidade, assim definida:

### Definição 61 – Taxa de Falha

A taxa de falha é a probabilidade instantânea de ocorrência de uma falha (ou desligamento) do componente em um período infinitesimal de tempo, condicionada ao estado operacional no início do período, dividida por este período.

■

No Brasil uma métrica similar é padronizada nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob o nome de Taxa de Desligamentos Forçados das Funções Transmissão e Geração (TDFE) e avaliada anualmente para cada Função de Transmissão e Geração da Rede Básica pela fórmula (ONS [186]):

$$TDFE = \frac{\text{NúmeroDeDesligamentosForçadosDaFunção}}{\text{HorasDeServiçoDaFunção}}. \quad (68)$$

Definidos estes conceitos, é possível estimar diretamente, para cada componente  $i$ , a Frequência Própria de Saída Forçada por (SIQUEIRA [227]):

$$f_{fi} = \frac{1}{MTBF_i + MTTR_i}, \quad (69)$$

onde *MTBF* (*Mean Time Between Failure*) é o tempo médio entre falhas do componente, e *MTTR* (*Mean Time to Repair*) é o tempo médio para reparo do componente. Estes parâmetros são tradicionalmente avaliados nos sistemas de gestão de produção e manutenção industriais, para equipamentos reparáveis sem manutenção preventiva. Para itens sujeitos a manutenção preventiva, recomenda-se usar diretamente a expressão (67) que já considera este aspecto e as demais saídas programadas.

### 7.3. Frequência Própria de Saída Programada

Além das saídas forçadas, todo componente de um sistema interligado precisa ser desativado preventivamente, para manutenção ou por razões operacionais. Por ser um evento previsível ou planejado, é possível adotar medidas que mitiguem suas consequências para a rede elétrica e seus usuários. Para modelar as saídas tempestivas ou planejadas dos equipamentos será utilizado o seguinte parâmetro:

#### Definição 62 – Frequência Própria de Saída Programada

A Frequência Própria de Saída Programada ( $f_{pi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo número de vezes que o componente desliga tempestivamente, em um determinado período de tempo, para manutenção preventiva ou por necessidade operacional própria, sendo estimada por:

$$f_{pi} = \frac{\sum \text{NúmeroDeSaídasProgramadasPrópriasDoComponente}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}}. \quad (70)$$

■

Para a produção industrial, este parâmetro representa o efeito visível da qualidade da operação e da manutenção preventiva adotada. Apenas os eventos resultantes ou oriundos de desligamentos programados do próprio componente primário são computadas. Não são considerados, nesta métrica, os desligamentos provocados por defeitos nos sistemas secundários, de automação e proteção próprios, e no próprio componente, bem como desligamentos programados ou por falhas em outros componentes primários da rede que afetem a disponibilidade do componente em análise. A Figura 24 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, medindo-se a frequência de transição entre os estados 1 e 2. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]). Nota-se que, por definição, este dado difere da taxa de transição entre estes estados, pelas mesmas considerações do item anterior.

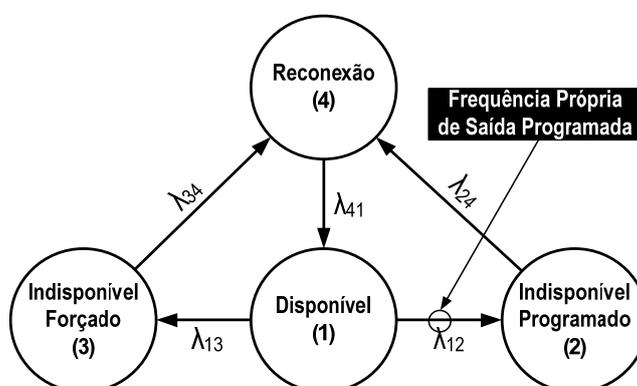


Figura 24 – Modelo de Frequência Própria de Saída Programada

Se as saídas programadas do item forem principalmente para a realização de manutenção, então é possível estimar diretamente, para cada componente  $i$ , a Frequência Própria de Saída Programada por (SIQUEIRA [227]):

$$f_{pi} = \frac{1}{MTBM_i + MTTM_i} \quad (71)$$

onde  $MTBM$  (*Mean Time Between Maintenance*), é o tempo médio entre as manutenções preventivas ou programadas do componente, e  $MTTM$  (*Mean Time do Maintain*) é o tempo médio para realização destas manutenções no componente. Estes parâmetros são tradicionalmente avaliados nos sistemas de gestão de produção e manutenção industriais, junto com a duração das saídas forçadas e programadas de cada função.

#### 7.4. Duração Própria de Saída Forçada

O impacto de uma saída forçada de um componente será amplificado proporcionalmente ao tempo em que ele permanece indisponível, principalmente por

se tratar de um evento não planejado. Para modelar o intervalo de tempo em que o equipamento fica indisponível intempestivamente, será introduzido o seguinte parâmetro:

**Definição 63 – Duração Própria de Saída Forçada**

A Duração Própria de Saída Forçada ( $d_{fi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo médio que o componente permanece desligado, de forma intempestiva, para manutenção corretiva após um desligamento forçado ou por necessidade operacional intempestiva, sendo estimado por:

$$d_{fi} = \frac{\sum \text{Duração De Saídas Forçadas Próprias Do Componente } (i)}{\sum \text{Número De Saídas Forçadas Próprias Do Componente } (i)} \quad (72)$$

onde os somatórios referem-se ao mesmo período de observação.

■

No Brasil uma métrica similar é padronizada nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob o nome de Duração Média de Desligamento Forçado das Funções Transmissão e Geração (*DMDF*) e avaliada anualmente para cada Função de Transmissão e Geração da Rede Básica pela fórmula (ONS [186]):

$$DMDF = \frac{\text{Número De Horas De Desligamentos Forçados Da Função}}{\text{Número De Desligamentos Forçados Da Função}} \quad (73)$$

Para a produção industrial, representa o efeito mais significativo sobre a qualidade da operação e da manutenção corretiva adotada. Apenas os eventos resultantes ou oriundos de desligamentos forçados no próprio componente primário são computados. São considerados, nesta métrica, os desligamentos provocados por defeitos nos sistemas secundários, de automação e proteção próprios, mas não inclui os desligamentos por falhas em outros componentes primários da rede. A Figura 25 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, estimando o tempo médio de permanência no estado 3. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]).

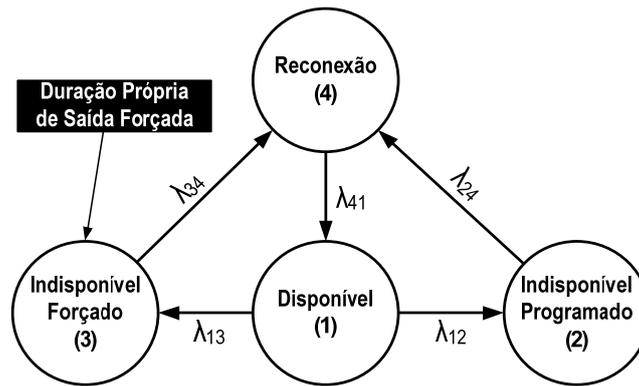


Figura 25 – Modelo de Duração Própria de Saída Forçada

Nos modelos anteriores, a Duração Própria de Saída Forçada é definida principalmente pelo parâmetro *MTTR*, como indicador da mantabilidade do equipamento, na medida em que estima a dificuldade em se detectar, reparar e corrigir, respectivamente, falhas potenciais e funcionais no sistema. O valor de *MTTR* pode ser estimado deterministicamente ou por meios estatísticos, uma vez que, para cada tipo de equipamento, considerando uma equipe típica de manutenção, são preestabelecidas as sequências de tarefas executadas na atividade e, por conseguinte, os tempos médios envolvidos. Também podem ser estimados estatisticamente, por serem dependentes da localização da falha no equipamento danificado, a qual é uma variável aleatória. A estimação deste parâmetro pode ser realizada por estatísticas simples, sobre os dados históricos de manutenção ou operação industrial, em uma determinada janela de tempo, através da média amostral:

$$d_{Ri} = MTTR_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_{Ri}} t_{Rj}}{n_{Ri}}, \quad (74)$$

onde  $n_{Ri}$  = número de reparos realizados no período no item  $i$ ; e  
 $t_{Rj}$  = tempo gasto no reparo  $j$  do item  $i$ .

Este parâmetro também é tradicionalmente avaliado nos sistemas de gestão de manutenção industriais, junto com a duração própria das saídas programadas.

## 7.5. Duração Própria de Saída Programada

Além da frequência de saída programada de cada componente de um sistema, o tempo de indisponibilidade influi no desempenho da rede, e nas consequências para seus usuários. Para modelagem do tempo de indisponibilidade tempestiva do equipamento, será utilizado o seguinte parâmetro:

**Definição 64** – *Duração Própria de Saída Programada*

A Duração Própria de Saída Programada ( $d_{Pi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo médio que o componente permanece desligado, de forma

programada, para manutenção preventiva ou por necessidade operacional e de produção, sendo estimado por:

$$d_{pi} = \frac{\sum DuraçãoDeSaídasProgramadasPrópriasDoComponente(i)}{\sum NúmeroDeSaídasProgramadasPrópriasDoComponente(i)} \quad (75)$$

onde os somatórios referem-se ao mesmo período de observação.

■

Para a produção industrial, representa o efeito mais significativo decorrente da qualidade da operação e da manutenção preventiva adotada. Apenas os eventos resultantes ou oriundos de desligamentos programados no próprio componente primário são computados. São considerados também nesta métrica, os desligamentos programados nos sistemas secundários, de automação e proteção do próprio componente, que resultem em indisponibilidade, mas excluídos os desligamentos programados em outros componentes primários da rede. A Figura 26 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, estimando o tempo médio de permanência no estado 2. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]).

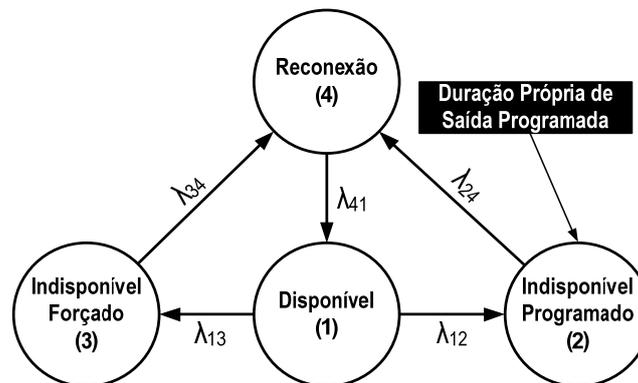


Figura 26 – Modelo de Duração Própria de Saída Programada

Nos modelos anteriores, a Duração Própria de Saída Programada é definida principalmente pelo parâmetro *MTTM*, como indicador da mantabilidade do equipamento, na medida em que estima a dificuldade em se executar atividades preventivas (testar, restaurar, substituir, etc.), bem como se detectar, reparar e corrigir, respectivamente, falhas potenciais e funcionais no sistema. O valor de *MTTM* pode ser estimado deterministicamente ou por meios estatísticos, uma vez que, para cada tipo de equipamento, considerando uma equipe típica de manutenção, são preestabelecidas as sequências de tarefas executadas na atividade e, por conseguinte, os tempos médios envolvidos. Também podem ser estimados estatisticamente, por serem dependentes da localização e correção de alguma falha descoberta na manutenção preventiva, as quais são variáveis aleatórias. A estimação deste parâmetro pode ser realizada por estatísticas simples,

sobre os dados históricos de manutenção ou operação, em uma determinada janela de tempo, através da média amostral:

$$d_{pi} = MTTM_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_{Mi}} t_{Mj}}{n_{Mi}}, \quad (76)$$

onde  $n_{Mi}$  = número de manutenções realizados no período no item  $i$ ; e  
 $t_{Mj}$  = tempo gasto no reparo  $j$  do item  $i$ .

Este parâmetro também é tradicionalmente avaliado nos sistemas de gestão de manutenção industriais, fornecendo diretamente a Duração Própria de Saída Programada de cada item, junto com os tempos de reconexão do equipamento ou função ao processo.

## 7.6. Duração Própria de Reconexão

Além dos tempos próprios de indisponibilidade forçada ou programada, cada equipamento possui um processo ou rotina própria de reconexão à rede, após uma saída, o qual influi no tempo total de indisponibilidade. Além desta sequência, requisitos tecnológicos ou restrições da rede podem determinar que períodos de espera após a conclusão do desligamento sejam obedecidos para reconexão. Em determinadas indústrias ou locais da rede, os tempos de espera podem ser superiores aos tempos de saída próprias em desligamentos forçados ou programados. Objetivando modelar o processo de recomposição ou religamento de um equipamento, após uma saída forçada ou programada, será introduzido o seguinte parâmetro:

### Definição 65 – Duração Própria de Reconexão

A Duração Própria de Reconexão ( $r_i$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo médio que o componente permanece desligado, aguardando a reconexão ou em processo de reconexão, após uma manutenção preventiva ou corretiva, ou parada operacional, sendo estimado por:

$$r_i = \frac{\sum \text{DuraçãoDeReconexõesPrópriasDoComponente}(i)}{\sum \text{NúmeroDeReconexõesPrópriasDoComponente}(i)}. \quad (77)$$

onde os somatórios referem-se ao mesmo período de observação.

■

Para a produção industrial, representa o efeito mais significativo sobre a qualidade da operação adotada, medindo a eficiência dos recursos utilizados e dos meios operacionais disponíveis para gerir o processo ou rede industrial. Apenas os tempos de espera resultantes de manobras, processos de religamento ou retardos são computados. Não são considerados, nesta métrica, os tempos relacionados às atividades de manutenção no próprio componente ou em outros itens da rede. A Figura 27 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura

15, estimando o tempo médio de permanência no estado 4. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]).

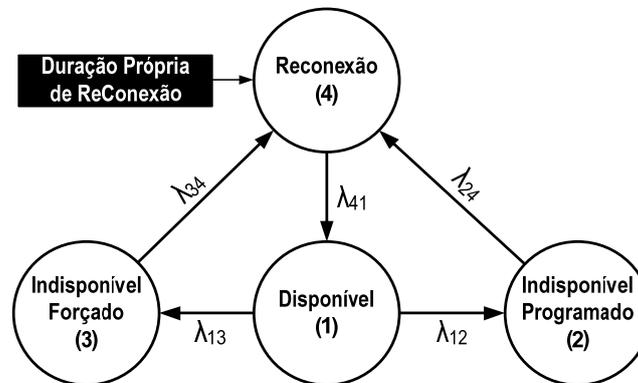


Figura 27 – Modelo de Duração Própria de Reconexão

No setor elétrico o parâmetro *MTTE* (*Mean Time to Energize*) é um indicador da operacionalidade do equipamento, na medida em que estima a dificuldade em se restaurar o estado operacional do componente no sistema, após a ação da manutenção. O valor de *MTTE* pode ser estimado deterministicamente ou por meios estatísticos, uma vez que, para cada tipo de equipamento, considerando uma equipe típica de operação, são preestabelecidas as sequências de tarefas executadas na reativação e, por conseguinte, os tempos médios envolvidos. Também podem ser estimados estatisticamente, por serem dependentes das condições operacionais do processo industrial, que é uma variável aleatória. A estimação destes parâmetros pode ser realizada por estatísticas simples, sobre os dados históricos de manutenção ou operação, em uma determinada janela de tempo, através da média amostral (SIQUEIRA [227]):

$$r_i = MTTE_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_{Ei}} t_{Ej}}{n_{Ei}}, \quad (78)$$

onde  $n_{Ei}$  = número de reconexões realizadas no período no item  $i$ ; e  
 $t_{Ej}$  = tempo gasto na reconexão  $j$  do item  $i$ .

Este parâmetro também é tradicionalmente avaliado nos sistemas de produção e operação industriais, fornecendo diretamente a Duração Própria de Reconexão de cada item, além da carga e geração própria interrompida em cada saída.

## 7.7. Carga e Geração Própria Conectada

Cada componente da rede pode ser um ponto de acesso para produtores ou consumidores de energia, que fornecem ou retiram potência do sistema. Para representar a injeção externa de energia ou demanda de carga na rede, será utilizado o seguinte parâmetro, para cada equipamento:

### Definição 66 – Carga e Geração Própria Conectada

A Carga e Geração Própria Conectada ( $l_i$ ) de um componente primário  $i$  é definida pela quantidade ou volume de produção média injetada ou retirada da rede ou processo industrial através do componente, no ponto de operação ou caso base considerado:

$$l_i = \begin{cases} +CargaAtivaConectadaNoComponente(i), & \text{se a potência for de carga, e} \\ -ProduçãoAtivaGeradaNoComponente(i), & \text{se a potência for de geração.} \end{cases} \quad (79)$$

■

Representa a demanda de produtos finais da indústria entregue diretamente através do equipamento, ou a produção interrompida pela indisponibilidade deste item. Nota-se que o seu valor refere-se à produção final, não se aplicando a itens ou produtos intermediários. Isto significa que todos os componentes intermediários na linha de produção, que não gerem ou entreguem produtos finais, mas apenas participem de sua composição terão Carga e Geração Própria Conectada nula. Na indústria de gás, por exemplo, os depósitos intermediários de acumulação, pressurização, liquefação, etc., serão componentes intermediários na produção final do gás. Apenas os componentes que conduzem ou entregam o gás aos clientes terão Carga e Geração Própria Conectada diferente de zero. Na indústria elétrica, os transformadores, linhas, disjuntores, que não possuam carga ou geração diretamente conectada, também serão componentes intermediários, com Carga e Geração Própria Conectada nula. Em geral, apenas os alimentadores ou disjuntores conectados diretamente às instalações dos consumidores finais ou agentes produtores terão produção própria diferente de zero, exceto nos casos de geração distribuída ou conexão de fontes diretamente a terciários de transformadores ou ao longo de linhas de distribuição. Isto não significa que a indisponibilidade de um componente intermediário em uma linha de produção ou rede industrial não resulte em interrupção na produção ou no fluxo de produtos entregues ao cliente. Nestes casos, a interrupção ocorrerá através de uma cascata de eventos que resultará na indisponibilidade também de um componente que esteja diretamente relacionado com a entrega dos produtos finais. Estas cascatas de eventos serão estudadas na terceira parte desta pesquisa.

Nos modelos Markovianos já descritos, a Carga e Geração Própria Conectada é determinante do desempenho e retorno esperado do sistema, através do componente modelado, de interesse da análise e do decisor. O valor instantâneo esperado do retorno de permanência em cada estado de indisponibilidade pode ser calculado por (SIQUEIRA [227]):

$$E[l(t)] = \sum_{j=0}^N l_j(t) * \pi_j(t), \quad (80)$$

onde  $l_j(t)$  é a taxa de retorno específica para o estado  $j$  no instante  $t$ , dada pela Carga e Geração Própria Conectada do componente, e  $\pi_j$  a probabilidade do estado  $j$  no instante  $t$ . Esta métrica pode ser facilmente estimada pelo valor médio das estatísticas de produção industrial, medidas em cada ponto de entrega de produtos

da indústria, sendo tradicionalmente avaliada nos sistemas de controle de produção e operação industriais. No setor elétrico, devido à sazonalidade da demanda de energia, são adotadas potências representativas de carga máxima e mínima dependendo do horário avaliado. Outras unidades de medida podem ser adotadas para as taxas de retorno, tais como dólar/hora, etc.

## 7.8. Confiabilidade Própria da Proteção

Embora a continuidade operacional de cada componente seja determinada principalmente pelos tempos e frequências próprias de saída forçada e programada, também é influenciada pelo comportamento dos sistemas de proteção e automação associados. A confiabilidade (*reliability*) e segurança (*dependability*) são os principais parâmetros característicos destes sistemas. Para modelar a confiabilidade do sistema de proteção, será utilizada a seguinte métrica probabilística de desempenho:

### Definição 67 – Confiabilidade Própria da Proteção

A Confiabilidade Própria da Proteção ( $c_i$ ) de um componente primário  $i$  é definida pela probabilidade média do seu sistema secundário de proteção promover seu desligamento automático em caso de defeito interno, sendo estimada por:

$$c_i = \frac{\sum \text{Atuações Corretas Da Proteção Do Componente}(i)}{\sum \text{Número De Solicitações Da Proteção Do Componente}(i)}, \quad (81)$$

onde os somatórios referem-se ao mesmo período de observação.

■

Este parâmetro deve ser diferenciado da definição tradicional de confiabilidade, como a probabilidade de funcionamento correto do item por um período especificado. No Brasil esta métrica é padronizada nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob o nome de Sistemas de Proteção – Atuações Corretas (*SPAC*) e avaliada anualmente para cada sistema de proteção da Rede Básica pela fórmula (ONS [186]):

$$SPAC = \frac{AC}{AC + AI + RA}, \quad (82)$$

onde:  $AC$  = Número de atuações corretas do sistema de proteção;  
 $AI$  = Número de atuações incorretas do sistema de proteção;  
 $RA$  = Número de recusas de atuações do sistema de proteção; e  
 $AC+AI+RA$  = Número total de solicitações do sistema de proteção.

Para a grande maioria das indústrias, este indicador representa o aspecto mais significativo para a segurança, tanto para a integridade patrimonial quanto do pessoal relacionado ao processo. No modelo Markoviano proposto, a Confiabilidade Própria da Proteção é representada pela probabilidade da proteção do componente se encontrar no estado Normal, conforme representado na Figura 13. A Figura 28

ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 21, estimando a fração média de tempo de permanência no estado 1, pela proporção de atuação correta em relação ao total de solicitações. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]).

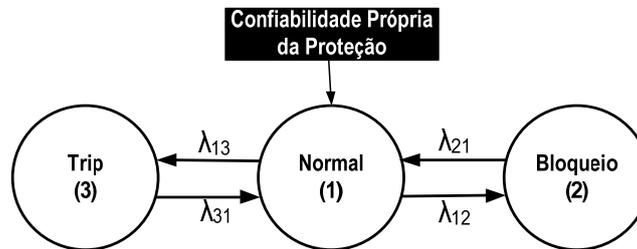


Figura 28 – Modelo de Confiabilidade Própria da Proteção

A estimação destes parâmetros também pode ser obtida conhecendo-se as taxas de defeito e falha de sistemas de proteção, e a política de manutenção adotada, através dos modelos Markovianos do capítulo 6. Por serem ocultas, sua determinação exige a adoção de métodos indiretos de estimação, conforme demonstrado por (SIQUEIRA [233]). A confiabilidade é tradicionalmente avaliada nos sistemas de gestão de ativos, junto com a vulnerabilidade própria dos sistemas de proteção.

## 7.9. Vulnerabilidade Própria da Proteção

Além da confiabilidade, cada sistema de proteção é caracterizado por sua predisposição a ações indevidas ou por sua segurança na ausência de falhas no item protegido (*dependability*). Para completar a modelagem do sistema de proteção sob este aspecto, será introduzido o seguinte parâmetro probabilístico:

### Definição 68 – Vulnerabilidade Própria da Proteção

A Vulnerabilidade Própria da Proteção ( $v_i$ ) de um componente primário  $i$  é definida pela probabilidade do seu sistema secundário de proteção promover um desligamento automático indevido, na ausência de defeito interno no componente primário, durante falhas em outros componentes, sendo estimada por:

$$v_i = \frac{\sum \text{Atuações Incorretas Da Proteção Do Componente}(i)}{\sum \text{Número De Solicitações Da Proteção Do Componente}(i)}, \quad (83)$$

onde os somatórios referem-se ao mesmo período de observação.

■

No Brasil esta métrica é padronizada nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob o nome de Sistemas de Proteção – Atuações

Incorretas (*SPAI*) e avaliada anualmente para cada sistema de proteção da Rede Básica pela fórmula (ONS [186]):

$$SPAI = \frac{AI}{AC + AI + RA}, \quad (84)$$

onde:  $AC$  = Número de atuações corretas do sistema de proteção;  
 $AI$  = Número de atuações incorretas do sistema de proteção;  
 $RA$  = Número de recusas de atuações do sistema de proteção; e  
 $AC+AI+RA$  = Número total de solicitações do sistema de proteção.

Para a grande maioria das indústrias, ela representa um efeito menos significativo que aquele provocado por recusas da proteção, não impactando na segurança patrimonial e pessoal relacionadas ao processo. A Figura 29 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 21, estimando a fração média de tempo de permanência no estado 3, pela fração de desligamentos incorretos da proteção em relação ao total de solicitações. Caso os dados históricos sejam insuficientes para um nível de confiança aceitável desta métrica, sugere-se utilizar um modelo Markoviano vetorial ou populacional, segundo a Definição 23, que inclua os demais equipamentos similares, conforme documentado em (SIQUEIRA [233]).

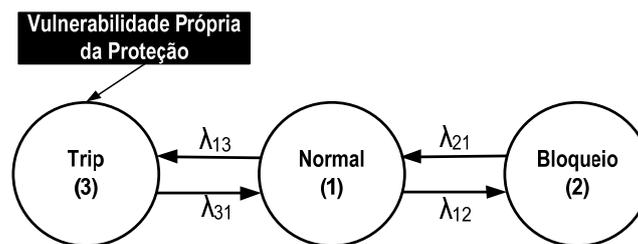


Figura 29 – Modelo de Vulnerabilidade Própria da Proteção

A estimação destes parâmetros também pode ser obtida conhecendo-se as taxas de defeito e falha de sistemas de proteção, e a política de manutenção adotada, através dos modelos Markovianos do capítulo 6. Por serem ocultas, sua determinação exige a adoção de métodos indiretos de estimação, conforme demonstrado por (SIQUEIRA [233]).

## 7.10. Sumário

Este capítulo introduziu as definições necessárias à parametrização dos modelos Markovianos e Redes de Petri que representam cada componente de uma rede industrial. Para facilitar a modelagem, todos os parâmetros são derivados de métricas tradicionalmente avaliadas no ambiente industrial, e disponibilizadas pelos sistemas de controle de produção e manutenção, ou estimadas indiretamente com base nestes dados, conforme (SIQUEIRA [229]). Os seguintes parâmetros foram definidos para cada equipamento:

1. Frequência Própria de Saída Forçada;
2. Frequência Própria de Saída Programada;

3. Duração Própria de Saída Forçada;
4. Duração Própria de Saída Programada;
5. Duração Própria de Reconexão;
6. Carga e Geração Própria Conectada;
7. Confiabilidade Própria da Proteção; e
8. Vulnerabilidade Própria da Proteção.

O capítulo seguinte detalhará a forma de representação destes dados em uma base de informações e modelos para avaliação de desempenho de sistemas elétricos e redes interligadas.

## 8. Modelagem de Dados

### 8.1. Introdução

O comportamento de cada componente em um sistema depende do seu desempenho individual em termos de frequência e duração próprias de saída forçada e programada, da confiabilidade e vulnerabilidade de sua proteção, da eficiência da manutenção e operação, além da carga diretamente conectada a cada componente. Para uma rede elétrica, estes aspectos podem ser modelados por conjuntos de redes Markovianas, Bayesianas ou de Petri, representadas por matrizes e vetores de parâmetros de mesma ordem da dimensão da rede. Para sistemas interligados, os modelos, vetores e matrizes poderão ser particionados em  $N$  sub-redes, representando as  $N$  empresas interligadas no sistema elétrico.

Este capítulo define a notação e composição vetorial dos parâmetros que representam os componentes de uma rede interligada de componentes industriais, como modelagem matemática da base de dados necessária à avaliação de desempenho. Os vetores serão utilizados na modelagem topológica e matricial da rede de componentes, na terceira parte desta pesquisa. Um sistema elétrico de potência simples será usado para exemplificar estes parâmetros, e para o cálculo dos indicadores de desempenho e risco nos próximos capítulos.

### 8.2. Vetorização

Estabelecidos os dados que caracterizam cada componente da rede, pode-se representar o espaço de parâmetros necessários à modelagem dos componentes de uma rede com  $n$  equipamentos primários, pelos seguintes vetores e matrizes diagonais:

- Frequência Própria de Saída Forçada ( $\mathbf{f}_i$ ),
- Frequência Própria de Saída Programada ( $\mathbf{f}_p$ ),
- Confiabilidade Própria da Proteção ( $\mathbf{c}$ ),
- Vulnerabilidade Própria da Proteção ( $\mathbf{v}$ ),
- Duração Própria de Reconexão ( $\mathbf{r}$ ),
- Duração Própria de Saída Forçada ( $\mathbf{d}_i$ ),
- Duração Própria de Saída Programada ( $\mathbf{d}_p$ ), e
- Carga e Geração Própria Conectada ( $\mathbf{l}$ ).

Em sistemas interligados, com  $N$  empresas operando conectadas entre si, os vetores acima poderão ser particionados pelas  $N$  empresas interligadas na rede. Os parâmetros  $\mathbf{f}_{i_i}$ ,  $\mathbf{f}_{p_i}$ ,  $\mathbf{d}_{i_i}$ ,  $\mathbf{d}_{p_i}$ ,  $\mathbf{l}_i$ ,  $\mathbf{c}_i$ ,  $\mathbf{v}_i$ , e  $\mathbf{r}_i$  serão os subvetores correspondentes aos

equipamentos da empresa  $i \leq N$ . Nestes vetores incluem-se todos os desligamentos automáticos, oriundos de fenômenos naturais, ambientais, acidentais, originados em equipamentos primários ou sistemas de proteção e controle, emergenciais ou urgentes, e os desligamentos planejados, para manutenção, regulação, novas conexões, modificações e melhorias na rede ou qualquer motivo planejado

### 8.3. Modelo de Sistema Elétrico

Para validar os conceitos e fórmulas utilizadas nesta pesquisa, um modelo simplificado de um sistema elétrico será utilizado, de forma recorrente, nos capítulos restantes. Este modelo permitirá a exemplificação dos cálculos matriciais necessários, utilizando a implementação de referência em *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A. Permitirá também a reprodução e confirmação dos cálculos apresentados em toda esta pesquisa. O Apêndice B detalha a codificação e o caso base de carregamento e fluxo de carga que será utilizado, conforme mostrado no exemplo a seguir.

#### Exemplo 14 – Modelo de Sistema Elétrico

A título de exemplo, a Figura 30, ilustra o diagrama unifilar do sistema elétrico simplificado que será utilizado para exemplificar e testar a metodologia desta pesquisa. O sistema consiste de uma rede interligando os sistemas elétricos de 4 empresas, delimitadas por linhas tracejadas, sendo duas de geração (Empresas 1 e 2), uma de transmissão (Empresa 3) e uma de distribuição (Empresa 4). Em particular, a Empresa 3 é proprietária de ativos isolados, compostos pelas linhas de transmissão 5 e 6, uma situação incomum mas cada dia mais frequente no mercado aberto de concessões na área de energia elétrica.

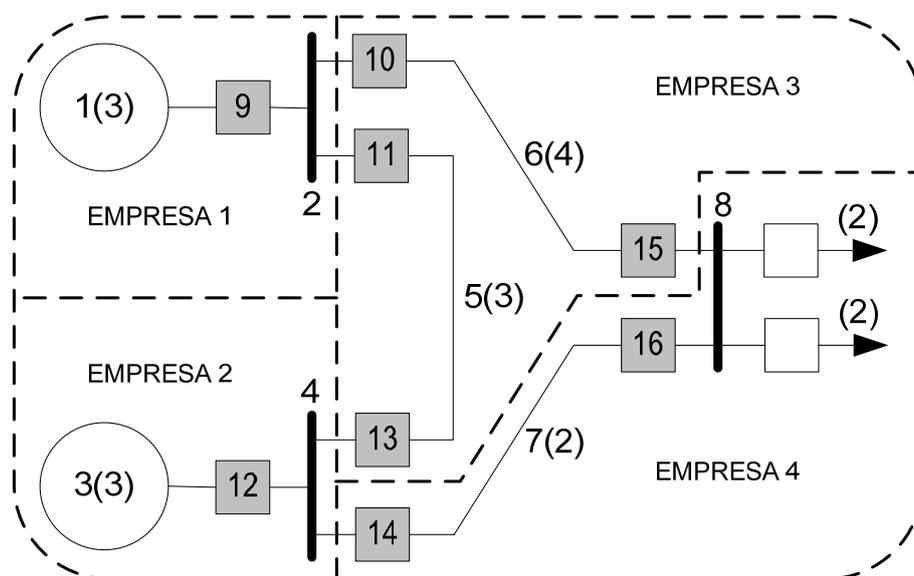


Figura 30 – Modelo de Sistema Elétrico

No sistema modelo os elementos têm capacidades de transmissão e geração limitadas, indicada entre parênteses na Figura 30, operando com carregamento definido em um caso base de fluxo de potência, indicados na coluna correspondente

da Tabela 5. Todos dados, inclusive de tempo, são especificados em valores por unidade (pu) de um subconjunto consistente do Sistema Internacional de Medidas (INMETRO [120]).

*Tabela 5 – Equipamentos do Sistema Elétrico Exemplo*

Item	Tipo	Empresa	Carga	Capacidade
1	Gerador	1	-2 pu	3 pu
2	Barramento	1	0 pu	---
3	Gerador	2	-2 pu	3 pu
4	Barramento	2	0 pu	---
5	Linha	3	0 pu	3 pu
6	Linha	3	2 pu	4 pu
7	Linha	4	2 pu	2 pu
8	Barramento	4	4 pu	---

Neste exemplo, admite-se que ambos geradores (total de 6 pu de capacidade) são necessários para suprir as cargas na barra 8 (4 pu de carga), e que a linha 6 (4 pu de capacidade de transmissão), sobrecarrega a linha 7 (2 pu de capacidade de transmissão) se desligar automaticamente, mas não quando programada previamente. Neste caso pressupõe-se que um redespacho programado de carga evitará o corte de suprimento. O inverso ocorre no desligamento da linha 7, que opera no limite de capacidade. Seu desligamento intempestivo não afetará a carga já que a geração da Empresa 3 poderá fluir pela linha 5, operada em vazio, e linha 6, com reserva de capacidade de transmissão. Estas informações serão utilizadas para definir os parâmetros deste modelo, e demais aspectos de modelagem, permitindo seu uso para simular e verificar os resultados dos cálculos nesta pesquisa.

■

Para modelar a partição do sistema elétrico entre as empresas conectadas será utilizada a seguinte matriz:

**Definição 69 – Matriz de Sistemas**

Define-se uma Matriz de Sistemas  $S$ , pela expressão:

$$S = [S_{ij}] = p_i S p_j = \begin{cases} 1, & \text{se o equipamento } p_j \text{ pertence ao sistema } p_i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (85)$$

onde  $p_i$  representa os sistemas, áreas de controle, agentes, empresas, ou quaisquer subconjuntos de equipamentos pertencentes à rede elétrica, e  $p_j$  denota os equipamentos da rede elétrica, com  $i \leq n$  e  $j \leq N$ .

■

Por consistência cada equipamento só pode pertencer a um único sistema, implicando que a soma dos elementos das colunas da matriz  $S$  será sempre igual à unidade. O critério de partição dos equipamentos entre os sistemas, seja por

proximidade elétrica, por agente, por empresa ou por área de controle, dependerá do interesse da pesquisa. O exemplo a seguir ilustra este princípio, para uma partição por empresa.

### Exemplo 15 – Matriz de Sistemas

A partição dos equipamentos do sistema modelo da Figura 30 entre as empresas 1 a 4 será modelada pela Matriz de Sistemas da Tabela 6:

Tabela 6 – Matriz de Sistemas

$$S = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc|c} \hline & \multicolumn{8}{\text{Equipamento}} & \\ \hline & \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} & \mathbf{Empresa} \\ \hline \mathbf{1} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} \\ \hline \mathbf{2} & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{2} \\ \hline \mathbf{3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & \mathbf{3} \\ \hline \mathbf{4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & \mathbf{4} \\ \hline \end{array} & (86) \end{array}$$

Cada linha nesta matriz representa uma empresa ou um sistema da rede interligada. As células hachuradas em cada linha, com valor unitário, representam os equipamentos pertencentes ao sistema da empresa representada pela linha correspondente. Nota-se que a soma dos elementos de cada coluna é igual à unidade, garantindo a consistência da partição.

■

Esta matriz será utilizada para investigar o impacto cruzado de desligamentos forçados e programados entre as empresas, subsistemas ou áreas de controle de um sistema elétrico. Estes desligamentos serão modelados inicialmente por vetores de frequências próprias de saída de cada componente.

## 8.4. Frequência Própria de Saída Forçada

Nesta pesquisa, a Frequência Própria de Saída Forçada  $f_{li}$  de um componente  $i$  da rede será medida pela taxa de incidência de desligamentos não programados do componente, por motivos ou falhas internas ou causas originadas no próprio componente, conforme a Definição 60. Incluem-se nesta métrica os desligamentos indevidos por falha nos sistemas secundários ou de controle e proteção do equipamento protegido. O modelo a seguir exemplifica esta definição.

### Exemplo 16 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada

A Figura 31 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, para um conjunto de três itens pela frequência média de transição entre os estados 1 e 3.

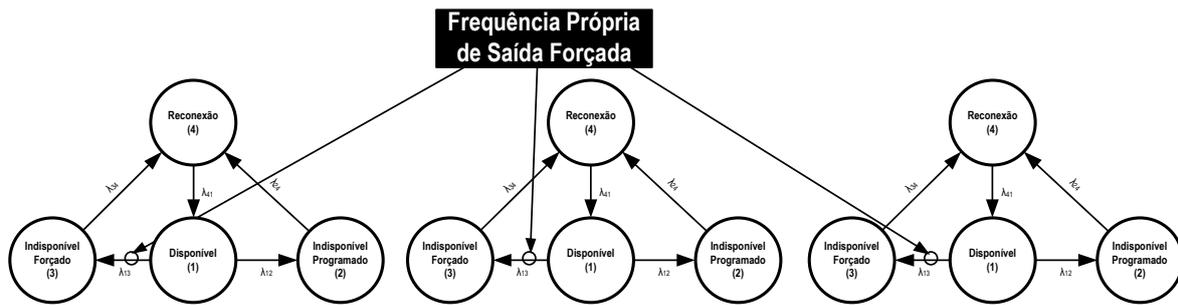


Figura 31 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada

Para uma representação matricial serão utilizadas as seguintes definições:

**Definição 70 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada**

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor ( $\mathbf{f}_I$ ) que reúna as Frequências Próprias de Saídas Forçadas de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{f}_I = [f_{I1} \quad f_{I2} \quad \dots \quad f_{In}]^T, \quad (87)$$

onde  $f_{Ii}$  = frequência de desligamento forçado do componente  $i$ , e  $T$  representa a operação de transposição de matrizes.

**Definição 71 – Matriz Diagonal de Frequência Própria de Saída Forçada**

Para cálculos matriciais será útil também definir uma matriz diagonal composta das Frequências Próprias de Saídas Forçadas:

$$\mathbf{f}_{ID} = \text{diag}(\mathbf{f}_I), \quad (88)$$

onde  $\text{diag}()$  é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz, usada para construir uma matriz quadrada que tem todos os elementos da diagonal principal definidos pelo argumento da função  $\text{diag}$  e zeros em todos os demais elementos.

Assim definido, o vetor  $\mathbf{f}_I$  modela conjuntamente todos os desligamentos forçados, independente do modo de falha que o provocou. Alternadamente, pode-se construir este vetor a partir de vetores específicos para cada modo de falha típico do sistema modelado. Em sistemas elétricos de potência, pode-se modelar independentemente cada tipo de modo de falha comum aos equipamentos elétricos, tais como os diferentes defeitos em linhas de transmissão:

- (1) Curto-circuito monofásico para terra;
- (2) Curto-circuito bifásico para terra;
- (3) Curto-circuito bifásico sem terra;
- (4) Curto-circuito trifásico;

- (5) Abertura monofásica com terra;
- (6) Abertura monofásica sem terra;
- (7) Abertura bifásica com terra;
- (8) Abertura bifásica sem terra;
- (9) Abertura trifásica; e
- (10) Abertura trifásica sem terra.

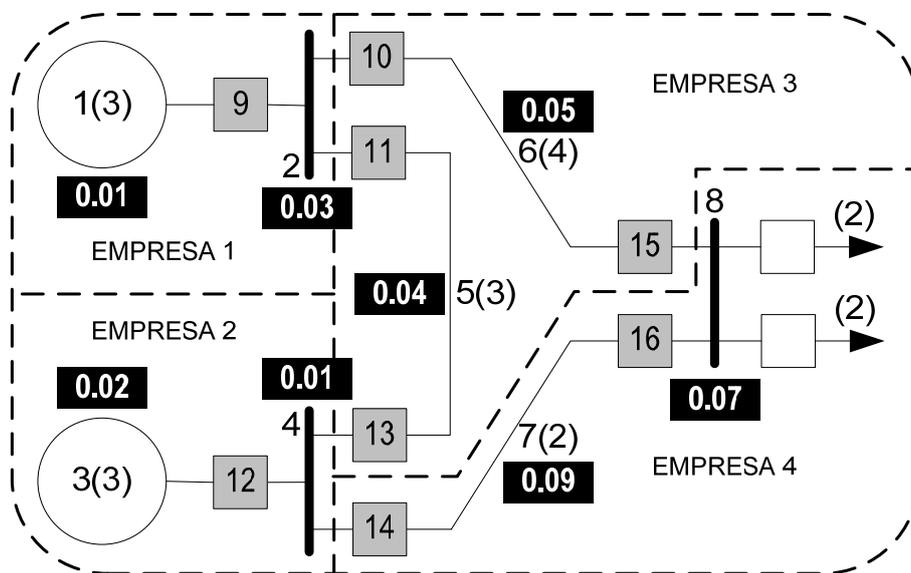
Listas similares de modos de falha podem ser usadas para diferentes tipos de equipamentos, tais como máquinas síncronas, capacitores, transformadores, reatores, etc. Em geral, independente do modo de falha interno do equipamento, a ação do sistema de proteção será sempre de desligar o equipamento inteiro, justificando sua modelagem nesta pesquisa pelo vetor de Frequência Própria de Saída Forçada, que inclui todos os modos de falha internos que resultem em saídas forçadas, exemplificado a seguir.

**Exemplo 17 – Frequência Própria de Saída Forçada**

A Figura 32 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Frequência Própria de Saída Forçada (Tabela 7):

*Tabela 7 – Frequência Própria de Saída Forçada*

Empresa Item $f_i^T =$	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
	0,01	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,09	0,07

(89)


*Figura 32 – Frequência Própria de Saída Forçada*

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

Um vetor similar será utilizado como estrutura de dados para modelar as saídas programadas dos componentes da rede.

## 8.5. Frequência Própria de Saída Programada

A Frequência Própria de Saída Programada  $f_{Pi}$  de um componente  $i$  da rede será medida pela taxa de incidência de desligamentos não forçados do componente, por motivos internos ou causas originadas no próprio componente, ou decorrente de um plano de intervenção, expansão ou manutenção, conforme a Definição 62. Incluem-se nesta métrica os desligamentos programados para intervenção nos sistemas secundários ou de controle e proteção do equipamento protegido. O modelo a seguir ilustra esta definição.

### Exemplo 18 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada

A Figura 33 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, para uma conjunto de três equipamentos, pela frequência medida de transição entre os estados 1 e 2.

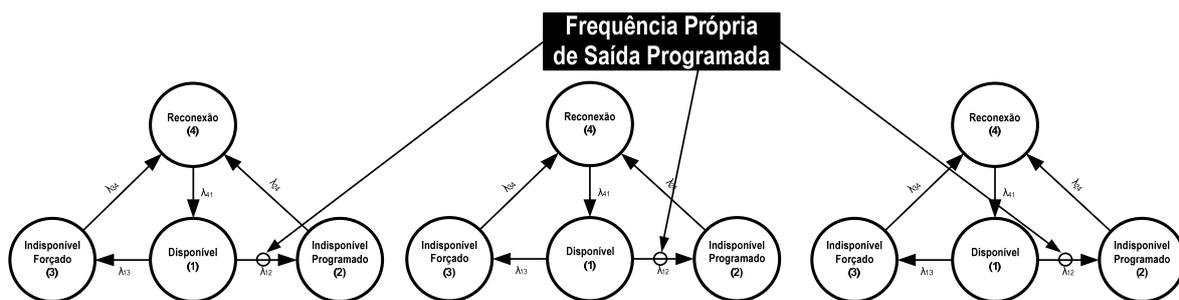


Figura 33 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada

A representação vetorial deste modelo será obtida das seguintes definições:

### Definição 72 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor ( $\mathbf{f}_p$ ) que reúna as Frequências Próprias de Saídas Programadas de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{f}_p = [f_{p1} \quad f_{p2} \quad \dots \quad f_{pn}]^T, \quad (90)$$

onde  $f_{Pi}$  = frequência própria de desligamento programado do componente  $i$ .

### Definição 73 – Matriz Diagonal de Frequência Própria de Saída Programada

Para cálculos matriciais será útil também definir uma matriz diagonal composta das Frequências Próprias de Saídas Programadas:

$$\mathbf{f}_{PD} = \text{diag}(\mathbf{f}_p), \quad (91)$$

onde *diag* é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Assim definido, o vetor  $\mathbf{f}_p$  modela conjuntamente todos os desligamentos programados em todos os componentes, independente das causas que os provocaram. Alternadamente, pode-se construir este vetor a partir de vetores específicos para cada motivo do desligamento. Em sistemas elétricos de potência, pode-se modelar independentemente desligamentos programados para:

- (1) Manutenção Preventiva;
- (2) Manutenção Corretiva Programada;
- (3) Regulação de Tensão;
- (4) Manutenção Preditiva;
- (5) Comissionamento;
- (6) Expansão
- (7) Etc.

Em geral, independente do motivo do desligamento programado do equipamento, a ação de desligamento será sempre do equipamento inteiro, justificando sua modelagem pelo vetor de Frequência Própria de Saída Programada, que inclui todos os motivos acima, conforme ilustrado no exemplo a seguir.

#### **Exemplo 19 – Frequência Própria de Saída Programada**

A Figura 34 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Frequência Própria de Saída Programada (Tabela 8):

*Tabela 8 – Frequência Própria de Saída Programada*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{f}_p^T =$	0,04	0,03	0,01	0,02	0,05	0,01	0,04	0,02

(92)

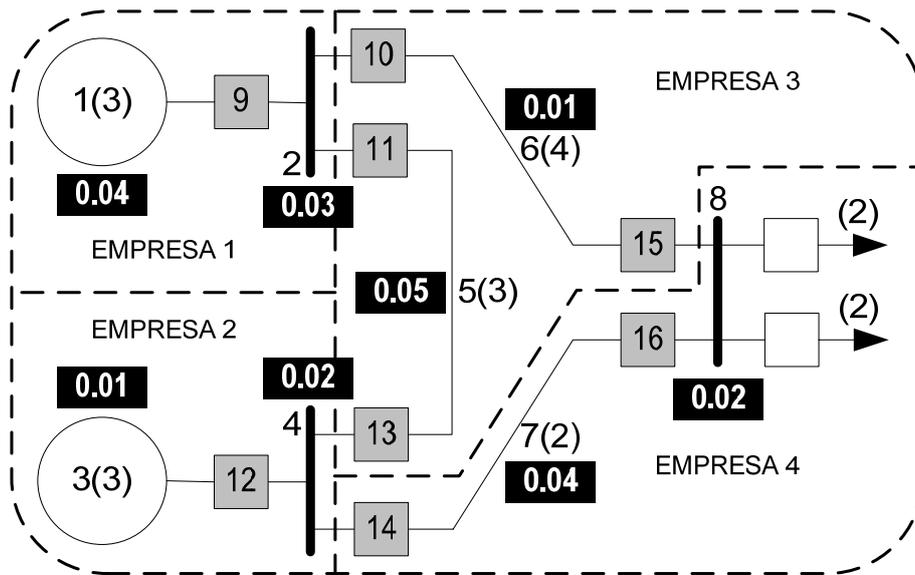


Figura 34 – Frequência Própria de Saída Programada

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

Complementando estes dados serão introduzidas as estruturas vetoriais para modelar a confiabilidade e vulnerabilidade próprias de cada sistema de proteção.

## 8.6. Confiabilidade Própria da Proteção

A Confiabilidade Própria da Proteção  $c_i$  de um componente  $i$  da rede será estimada pela probabilidade de que a proteção do item  $i$  atue corretamente, em um determinado instante, para falhas nos componentes da zona de proteção do item, conforme a Definição 67. Determina-se pela probabilidade da proteção se encontrar no estado Normal, conforme o modelo da Figura 19 ou Figura 21, exemplificado a seguir.

### Exemplo 20 – Modelo Vetorial de Confiabilidade Própria da Proteção

A Figura 35 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 21, para um conjunto de três equipamentos, pela probabilidade média do estado Normal (1).

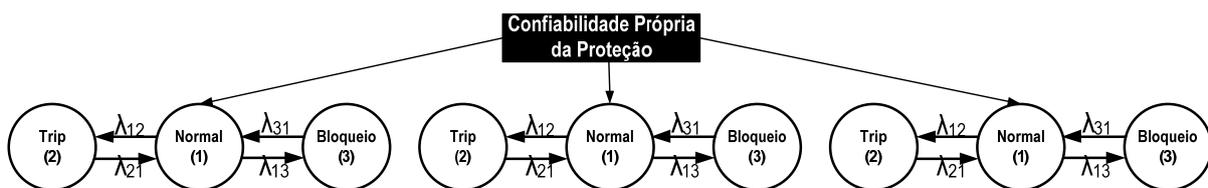


Figura 35 – Modelo Vetorial de Confiabilidade Própria da Proteção

■

A representação vetorial deste modelo será obtida das seguintes definições:

**Definição 74 – Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção**

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor ( $\mathbf{c}$ ) que reúna as Confiabilidades Próprias da Proteção de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{c} = [c_1 \quad c_2 \quad \dots \quad c_n]^T, \quad (93)$$

onde  $c_i$  = probabilidade de atuação correta da proteção do item  $i$ .

■

**Definição 75 – Matriz Diagonal de Confiabilidade Própria da Proteção**

Para cálculos matriciais, é útil também definir uma matriz diagonal composta das Confiabilidades Próprias da Proteção, dada por:

$$\mathbf{c}_D = \text{diag}(\mathbf{c}), \quad (94)$$

onde  $\text{diag}$  é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Disjuntores também podem ser incluídos no vetor  $\mathbf{c}$ , com sua probabilidade de abertura correta (quando solicitado), considerando que também são equipamentos de proteção. Assim definido, o vetor  $\mathbf{c}$  modela a confiabilidade conjunta de todos os tipos de proteção, independente do tipo de relé ou esquema protetivo adotado em cada equipamento. Também inclui na modelagem qualquer configuração do esquema de proteção utilizado, incluindo os sistemas simples, duplos, triplos, dois-de-três, etc. Alternadamente, pode-se construir este vetor a partir de subvetores específicos para cada tipo de proteção modelada. Em sistemas elétricos de potência, pode-se modelar independentemente cada tipo de proteção comum aos equipamentos elétricos, tais como os diferentes relés de linhas de transmissão:

- (1) Sobrecorrente de neutro;
- (2) Sobrecorrente de fase;
- (3) Sobretensão para terra;
- (4) Sobretensão entre fases;
- (5) Diferencial de terra;
- (6) Diferencial de fase;
- (7) Distância de terra;
- (8) Distância de fase;
- (9) Direcional de terra;
- (10) Direcional de fase;
- (11) Etc.

Listas similares de tipos de proteção podem ser usadas para diferentes tipos de equipamentos, tais como máquinas síncronas, capacitores, transformadores, reatores, etc. Em geral, independente do tipo de proteção do equipamento, a ação

do sistema de proteção será sempre de desligar o equipamento inteiro, justificando sua modelagem pelo vetor de Confiabilidade Própria da Proteção, que inclui todos os tipos de proteção e modos de falha que impeçam sua operação normal ou provoquem atuações indevidas. O exemplo a seguir ilustra este modelo.

### Exemplo 21 – Confiabilidade Própria da Proteção

A Figura 36 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Confiabilidade Própria da Proteção (Tabela 9):

Tabela 9 – Confiabilidade Própria da Proteção

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$c^T =$	0,90	0,80	0,70	0,80	0,90	0,60	0,70	0,80

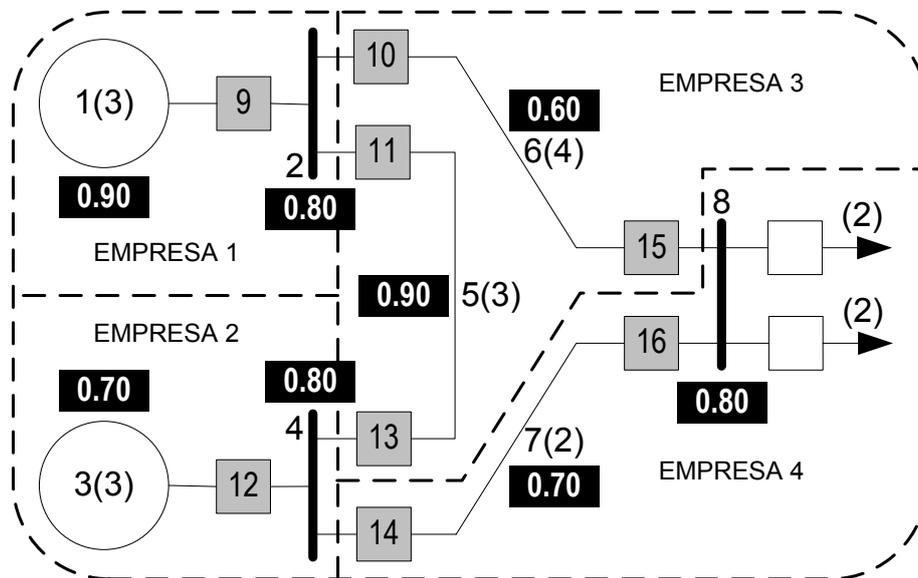
(95)


Figura 36 – Confiabilidade Própria da Proteção

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

Além da confiabilidade, as proteções serão modeladas pela vulnerabilidade própria de cada sistema.

## 8.7. Vulnerabilidade Própria da Proteção

A Vulnerabilidade Própria da Proteção  $v_i$  de um componente  $i$  da rede será estimada pela probabilidade de que a proteção do equipamento  $i$  atue indevidamente, em um determinado instante, na ausência de falha no equipamento protegido, para falhas

nos outros componentes fora da zona de proteção do equipamento, conforme a Definição 68. Determina-se pela probabilidade da proteção se encontrar no estado de Defeito, conforme o modelo da Figura 19 ou no estado de Trip, conforme o modelo da Figura 21. O exemplo a seguir ilustra esta definição.

**Exemplo 22 – Modelo Vetorial de Vulnerabilidade Própria da Proteção**

A Figura 37 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 21, para um conjunto de três equipamentos, pela probabilidade média do estado de Trip (2).

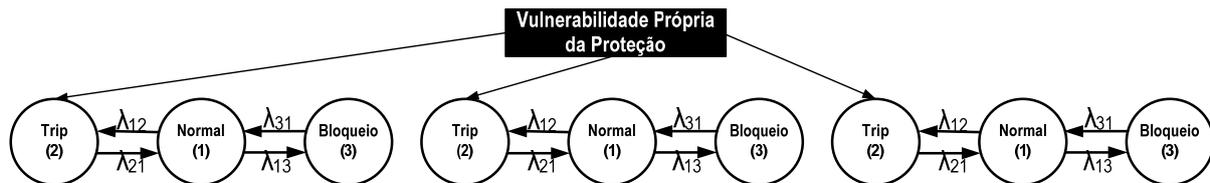


Figura 37 – Modelo Vetorial de Vulnerabilidade Própria da Proteção

■

A modelagem matricial será obtida das seguintes definições:

**Definição 76 – Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção**

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor ( $\mathbf{v}$ ) que reúna as Vulnerabilidades Próprias da Proteção de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{v} = [v_1 \quad v_2 \quad \dots \quad v_n]^T, \tag{96}$$

onde  $v_i$  = probabilidade de atuação indevida da proteção do item  $i$ , quando solicitada.

■

**Definição 77 – Matriz Diagonal de Vulnerabilidade Própria da Proteção**

Para cálculos matriciais será útil também definir uma matriz diagonal composta das Vulnerabilidades Próprias da Proteção:

$$\mathbf{v}_D = \text{diag}(\mathbf{v}), \tag{97}$$

onde  $\text{diag}$  é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Disjuntores também podem ser incluídos nos vetores  $\mathbf{v}$  e  $\mathbf{v}_D$ , com sua probabilidade de operação incorreta (quando não solicitado), considerando tratar-se de equipamentos de proteção. A probabilidade de estarem inoperantes será obviamente dada por  $1-c_i$  para cada equipamento  $i$ . Valem neste caso as mesmas considerações quanto à modelagem dos diferentes tipos de proteção feitas no item

anterior, justificando sua modelagem pelo vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção, que inclui todos os tipos de proteção, exemplificado a seguir.

### Exemplo 23 – Vulnerabilidade Própria da Proteção

A Figura 38 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção (Tabela 10):

Tabela 10 – Vulnerabilidade Própria da Proteção

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$v^T =$	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,06

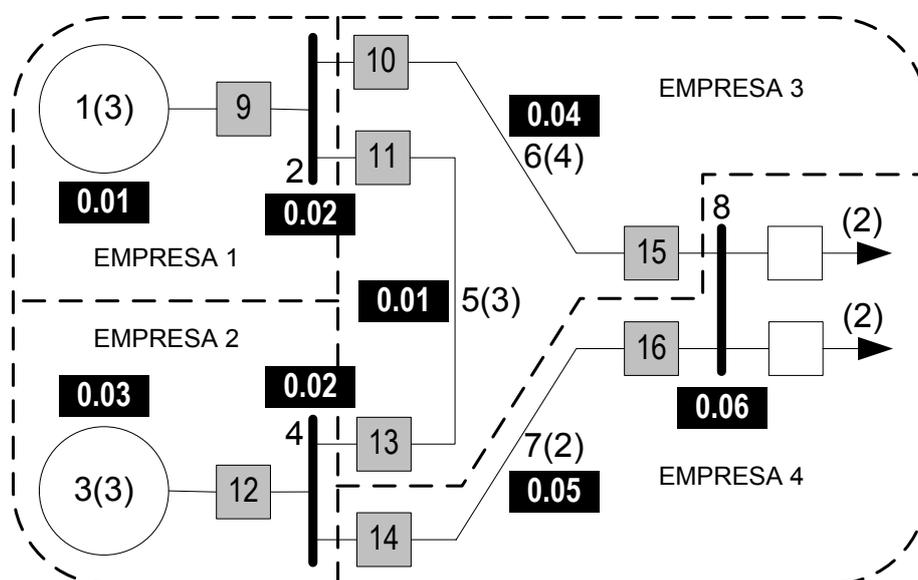
(98)


Figura 38 – Vulnerabilidade Própria da Proteção

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

De forma análoga, uma estrutura vetorial será utilizada para modelar os tempos de reconexão de equipamentos desligados à rede.

## 8.8. Duração Própria de Reconexão

A Duração Própria de Reconexão  $r_i$  de um componente  $i$  da rede será medida pelo tempo de reativação após cada desligamento do item  $i$ , conforme a Definição 65. O exemplo a seguir ilustra esta definição.

### Exemplo 24 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Reconexão

A Figura 39 ilustra como este dado pode ser estimado do modelo Markoviano da Figura 15, para um conjunto de três equipamentos, pelo tempo médio de permanência de cada equipamento no estado 4, Reconexão.



Figura 39 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Reconexão

■

De forma similar, o modelo matricial deste parâmetro será obtido das seguintes definições:

**Definição 78 – Vetor de Duração Própria de Reconexão**

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor ( $\mathbf{r}$ ) que reúna a Duração Própria de Reconexão de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{r} = [r_1 \quad r_2 \quad \dots \quad r_n]^T, \tag{99}$$

onde  $r_i$  = tempo de reconexão após desligamento do componente  $i$ .

■

**Definição 79 – Matriz Diagonal de Duração Própria de Reconexão**

Para cálculos matriciais, será útil também definir uma matriz diagonal composta das Durações Próprias de Reconexão:

$$\mathbf{r}_D = \text{diag}(\mathbf{r}), \tag{100}$$

onde  $\text{diag}$  é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Assim definido, o vetor  $\mathbf{r}$  modela conjuntamente o tempo de reconexão de todos os tipos de equipamentos, independente da forma de religamento ou esquema adotado em cada equipamento. Alternadamente, pode-se construir este vetor a partir de subvetores específicos para cada tipo de religamento modelado. Em sistemas elétricos de potência, pode-se modelar independentemente cada tipo de reconexão comum aos equipamentos elétricos, tais como:

- (1) Religamento manual;
- (2) Religamento automático;

- (3) Religamento remoto;
- (4) Religamento temporizado;
- (5) Religamento instantâneo;
- (6) Religamento sequencial;
- (7) Religamento sincronizado;
- (8) Etc.

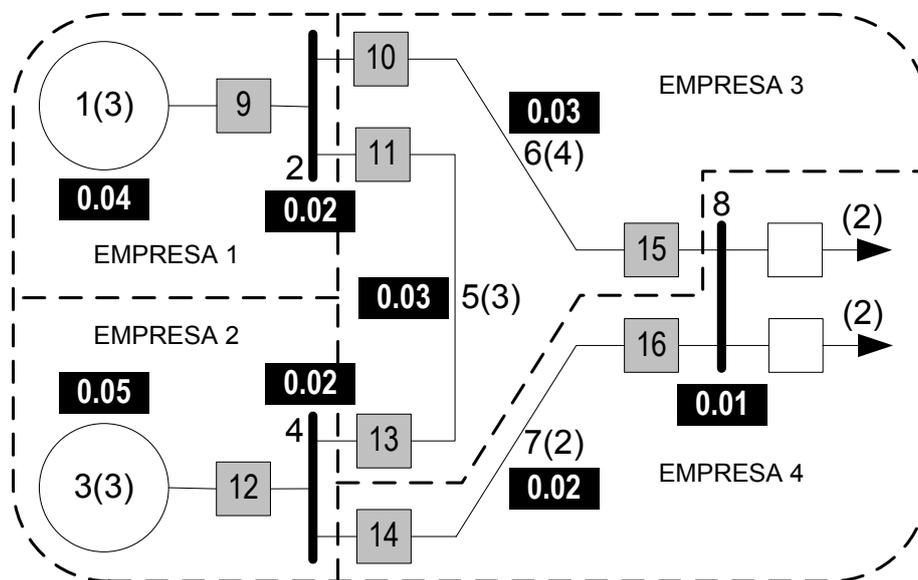
Listas similares de tipos de religamento podem ser usadas para diferentes espécies de equipamentos, tais como máquinas síncronas, capacitores, transformadores, reatores, etc. Em geral, independente do tipo de religamento, a ação do sistema de religamento será sempre de religar o equipamento inteiro, justificando sua modelagem pelo vetor de Duração Própria de Reconexão, que inclui todos os tipos de religamento. Este modelo será ilustrado através do seguinte exemplo:

**Exemplo 25 – Duração Própria de Reconexão**

A Figura 40 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Duração Própria de Reconexão (Tabela 11):

*Tabela 11 – Duração Própria de Reconexão*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$r^T =$	0,04	0,02	0,05	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01

(101)


*Figura 40 – Duração Própria da Reconexão*

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

Uma estrutura de dados similar será usada para modelar o tempo de indisponibilidade forçada de cada item.

## 8.9. Duração Própria de Saída Forçada

A Duração Própria de Saída Forçada  $d_{fi}$  de um componente  $i$  da rede será medida pelo tempo de indisponibilidade em desligamentos não programados do componente, por motivos internos ou causas originadas no próprio componente, conforme a Definição 63, exemplificada a seguir.

### Exemplo 26 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Forçada

A Figura 41 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, para um conjunto de três equipamentos, pelo tempo médio de permanência no estado 3, Indisponibilidade Forçada.

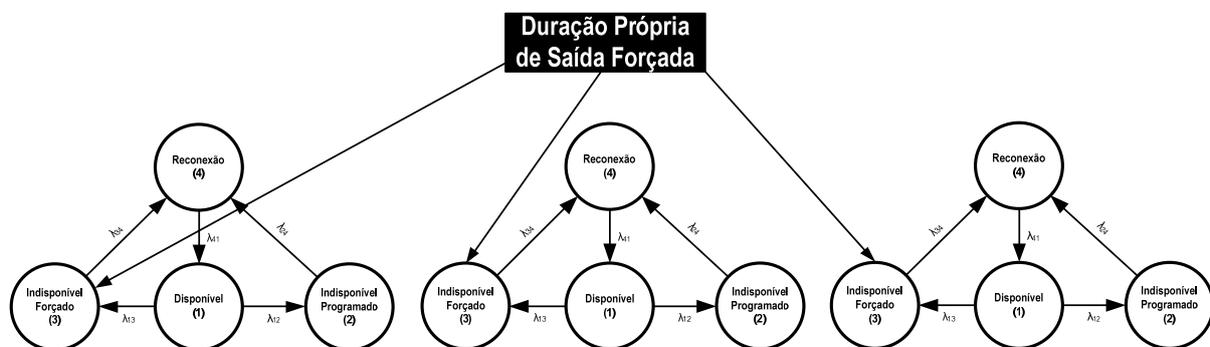


Figura 41 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Forçada

Sua inclusão no modelo matricial desta pesquisa obedecerá as seguintes definições:

### Definição 80 – Vetor de Duração Própria de Saída Forçada

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor ( $\mathbf{d}_I$ ) que reúna as Durações Próprias de Saídas Forçadas de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{d}_I = [d_{I1} \quad d_{I2} \quad \dots \quad d_{In}]^T, \quad (102)$$

onde  $d_{fi}$  = duração de desligamento forçado do componente  $i$ .

### Definição 81 – Matriz Diagonal de Duração Própria de Saída Forçada

Para cálculos matriciais será útil também definir uma matriz diagonal composta das Durações Próprias de Saídas Forçadas:

$$\mathbf{d}_{ID} = \text{diag}(\mathbf{d}_I), \quad (103)$$

onde *diag* é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Valem neste caso as mesmas considerações quanto à modelagem dos diferentes tipos de modos de falha que possam ter provocado a saída forçada, justificando sua modelagem pelo vetor de Duração Própria de Saída Forçada, que inclui todos os tipos de desligamentos forçados. Saliente-se a diferença deste vetor em relação ao vetor de Duração Própria de Reconexão do item anterior. O primeiro modela o tempo de correção da falha que provocou a saída forçada do item, enquanto este modela o tempo operacional de reativação do equipamento à rede, após a conclusão da correção da causa do desligamento. Isto inclui inclusive o caso em que tenha sido necessária a completa substituição do item. O exemplo seguinte ilustra este modelo.

### Exemplo 27 – Duração Própria de Saída Forçada

A Figura 42 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Duração Própria de Saída Forçada (Tabela 12):

Tabela 12 – Duração Própria de Saída Forçada

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$d_I^T =$	0,10	0,20	0,30	0,20	0,40	0,50	0,20	0,10

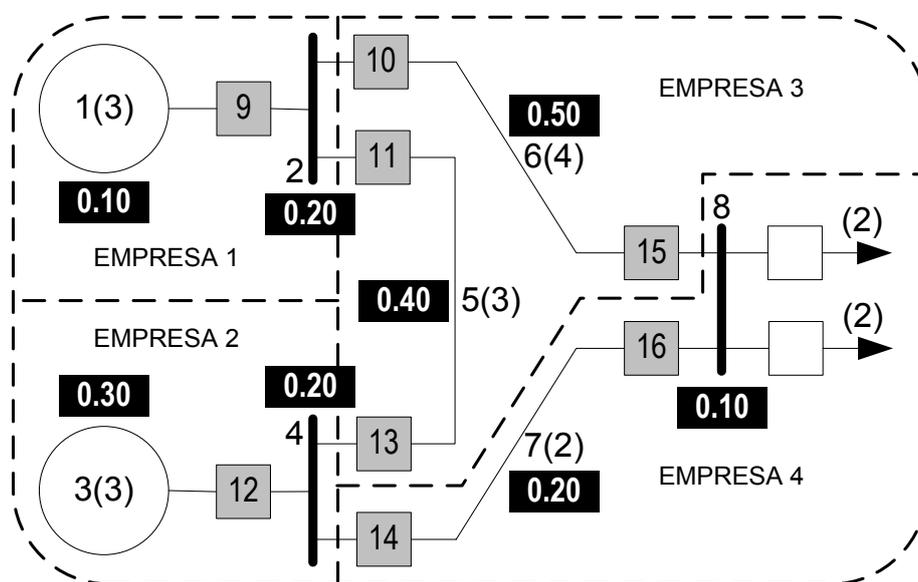
(104)


Figura 42 – Duração Própria de Saída Forçada

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

De forma análoga, a indisponibilidade por saída programada também será modelada por uma estrutura de dados vetorial.

## 8.10. Duração Própria de Saída Programada

A Duração Própria de Saída Programada  $d_{Pi}$  de um componente  $i$  da rede será medida pelo tempo de indisponibilidade em desligamentos não forçados do componente, por motivos internos ou causas originadas no próprio componente, conforme a Definição 64, ilustrada no exemplo a seguir.

### Exemplo 28 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Programada

A Figura 43 ilustra como este dado pode ser obtido do modelo Markoviano da Figura 15, para um conjunto de três equipamentos, pelo tempo médio de permanência no estado 2, Indisponível Programado.



Figura 43 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Programada

■

Sua inclusão no modelo matricial se dará através das seguintes definições:

### Definição 82 – Vetor de Duração Própria de Saída Programada

Sendo  $n$  o número de componentes na rede pode-se definir um vetor ( $\mathbf{d}_p$ ) que reúna as Durações Próprias de Saídas Programadas de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{d}_p = [d_{p1} \quad d_{p2} \quad \dots \quad d_{pn}]^T, \quad (105)$$

onde  $d_{pi}$  = duração de desligamento programado do componente  $i$ .

■

### Definição 83 – Matriz Diagonal de Duração Própria de Saída Programada

Para cálculos matriciais será útil também definir uma matriz diagonal composta das Durações Próprias de Saídas Programadas:

$$\mathbf{d}_{pD} = \text{diag}(\mathbf{d}_p), \quad (106)$$

onde *diag* é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Valem neste caso as mesmas considerações quanto à modelagem dos diferentes motivos que possam ter provocado a saída programada, justificando sua modelagem pelo vetor de Duração Própria de Saída Programada. Saliente-se também a diferença deste vetor em relação ao vetor de Duração Própria de Reconexão do item 8.8. O primeiro modela o tempo de realização da manutenção ou outra atividade que provocou a saída programada do item, enquanto este modela o tempo operacional de reativação do equipamento à rede, após a conclusão desta atividade. O exemplo seguinte ilustra este conceito.

### Exemplo 29 – Duração Própria de Saída Programada

A Figura 44 exemplifica estes valores para o sistema elétrico modelo, representados nas caixas pretas anexas a cada componente, correspondentes ao seguinte vetor de Duração Própria de Saída Programada (Tabela 13):

Tabela 13 – Duração Própria de Saída Programada

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$d_p^T =$	0,30	0,40	0,30	0,40	0,50	0,60	0,30	0,20

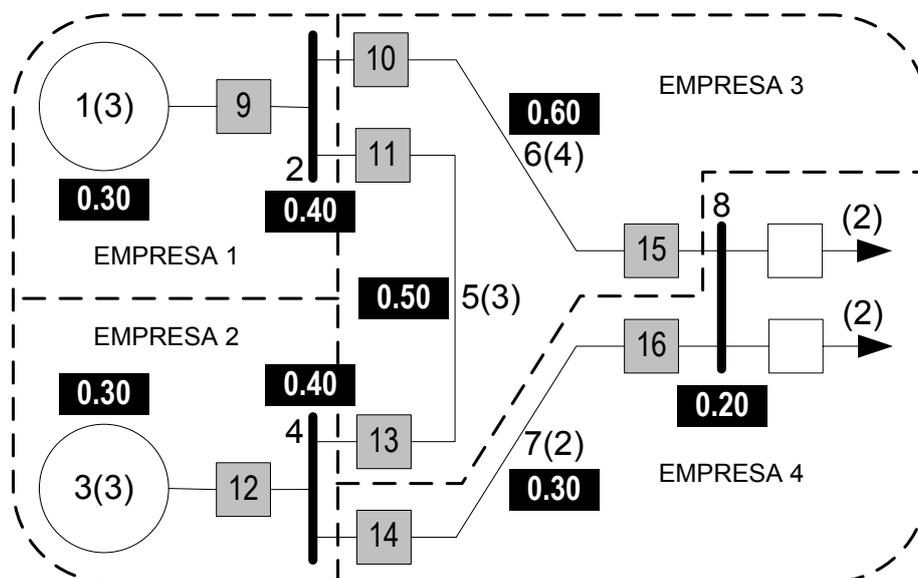
(107)


Figura 44 – Duração Própria de Saída Programada

Estes valores serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

■

Para completar o modelo de dados, uma estrutura vetorial também será usada para representar os montantes de carga e geração conectadas aos equipamentos da rede.

## 8.11. Carga e Geração Própria Conectada

A Carga e Geração Própria Conectada  $l_i$  de um componente  $i$  da rede será medida pela carga, demanda ou geração externa à rede diretamente conectada ao equipamento, conforme a Definição 66. Para um sistema interligado, a carga e geração próprias de cada componente serão modeladas pelas seguintes definições:

### Definição 84 – Vetor de Carga e Geração Própria Conectada

Sendo  $n$  o número de componentes na rede, pode-se definir um vetor (**I**) que reúna as Cargas e Gerações Próprias Conectadas de todos os componentes da rede:

$$\mathbf{I} = [l_1 \quad l_2 \quad \dots \quad l_n]^T, \quad (108)$$

onde  $l_i$  = carga ou produção externa diretamente conectada ao equipamento  $i$ .

■

### Definição 85 – Matriz Diagonal de Carga e Geração Própria Conectada

Para cálculos matriciais será útil também definir uma matriz diagonal composta das Cargas e Gerações Próprias Conectadas, dada por

$$\mathbf{I}_D = \text{diag}(\mathbf{I}), \quad (109)$$

onde *diag* é a função (*MatLab*<sup>®</sup>) de construção/extração da diagonal de uma matriz.

■

Neste vetor, a carga será representada por um valor positivo igual à demanda de potência ativa extraída da rede através do equipamento, enquanto a geração será representada por um valor negativo, igual ao montante de potência ativa gerada e inserida no item da rede. Pontos da rede onde ocorrem simultaneamente geração e demanda de carga serão representados neste vetor por valores resultantes da subtração da carga e geração, ou seja, pela carga resultante, positiva ou negativa. O exemplo seguinte ilustra a aplicação destes conceitos.

### Exemplo 30 – Carga e Geração Própria Conectada

A título de exemplo, o vetor de carga e geração correspondente ao sistema elétrico da Figura 30, com 2 pu de geração nos geradores 1 e 3, e 4 pu de carga na barra 8 seria representado pela Tabela 14.

Tabela 14 – Carga e Geração Própria Conectada

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{I}^T =$	-2	0	-2	0	0	0	0	4

(110)

Estas cargas estão representadas nas caixas pretas próximas a cada componente na Figura 45. Serão utilizados como exemplo no cálculo de indicadores de desempenho do sistema elétrico modelo adotado nesta pesquisa.

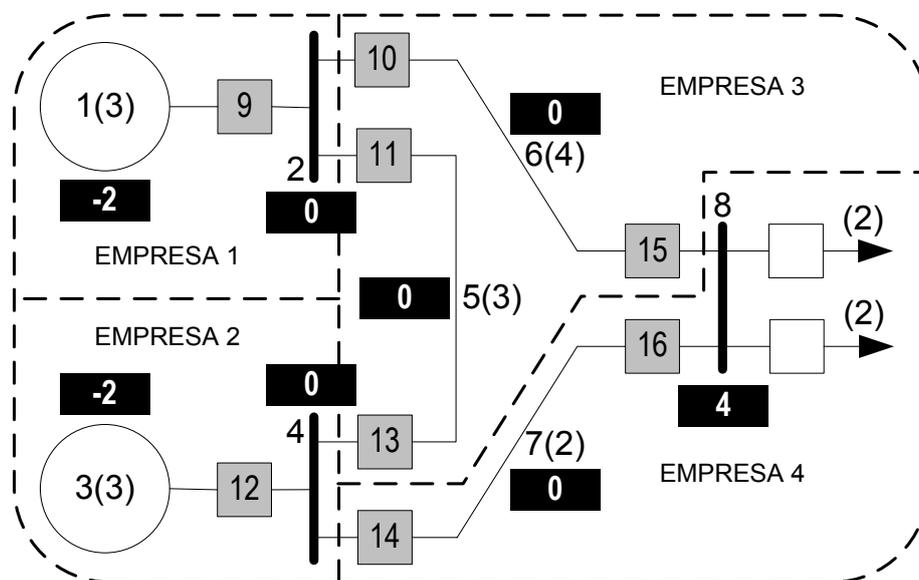


Figura 45 – Carga e Geração Própria Conectada

Nota-se que é possível representar cargas ou geração distribuída conectadas ao longo de uma linha, como é comum nos sistemas de distribuição, simplesmente definindo um valor de carga ou geração conectada na linha diferente de zero. Este conceito é ilustrado no seguinte exemplo:

### Exemplo 31 – Carga e Geração Própria Distribuída

A Figura 46 ilustra casos típicos de geração e carga distribuídas conectadas ao longo de uma linha de transmissão ou no enrolamento terciário de um transformador. Sua representação pode ser embutida no modelo da linha ou transformador, pelo valor resultante da carga subtraída da geração, ou representados individualmente como componentes da rede. A opção depende do interesse do analista, e dos objetivos da modelagem.

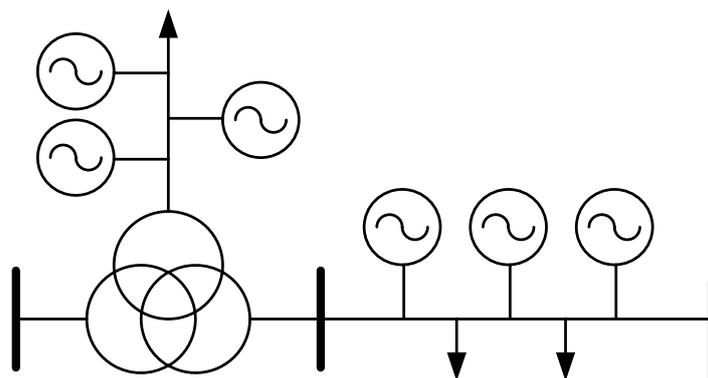


Figura 46 – Carga e Geração Própria Distribuída

■

Para cargas e gerações sujeitas a variações estocásticas na conexão e desconexão, a modelagem estatística pode ser realizada através do modelo estocástico do próprio componente da rede onde a carga ou geração se conecta. Caso haja interesse na modelagem separada da carga e geração em um determinado nó, será suficiente a criação de nós individuais correspondentes a cada carga ou geração, ou separá-los individualmente por alimentador ou gerador da usina. Isto permite a estratificação do espaço de estados possíveis, com a inclusão de especificidades de parâmetros para gerações e cargas distintas conectadas na mesma barra, tais como geradores distribuídos (eólicos, solares, etc.) e cargas especiais.

## 8.12. Sumário

Este capítulo introduziu a modelagem matemática dos parâmetros que descrevem os componentes de uma rede elétrica interligada, para avaliação de desempenho e risco. A formalização matemática inclui as definições dos seguintes vetores e matrizes diagonais que serão utilizados nesta pesquisa na modelagem do desempenho de sistemas elétricos:

- Frequência Própria de Saída Forçada ( $f_i$ ),
- Frequência Própria de Saída Programada ( $f_p$ ),
- Confiabilidade Própria da Proteção ( $c$ ),
- Vulnerabilidade Própria da Proteção ( $v$ ),
- Duração Própria de Reconexão ( $r$ ),
- Duração Própria de Saída Forçada ( $d_i$ ),
- Duração Própria de Saída Programada ( $d_p$ ), e
- Carga e Geração Própria Conectada ( $I$ ).

Em modelos de sistemas interligados, com  $N$  empresas, podem ser definidos subvetores correspondentes aos equipamentos de cada empresa  $i \leq N$ , conforme ilustrado no exemplo a seguir:

### Exemplo 32 – Modelo de Base de Dados

A Tabela 15 sumariza a base de dados dos vetores acima sobre o desempenho individual de cada componente do sistema modelo da Figura 30, particionada pelas empresas interligadas, utilizado nesta pesquisa para exemplificar o cálculo dos diferentes indicadores de desempenho.

*Tabela 15 – Modelo de Base de Dados*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{f}_I^T =$	0,01	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,09	0,07	(111)
$\mathbf{f}_P^T =$	0,04	0,03	0,01	0,02	0,05	0,01	0,04	0,02	(112)
$\mathbf{c}^T =$	0,90	0,80	0,70	0,80	0,90	0,60	0,70	0,80	(113)
$\mathbf{v}^T =$	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,06	(114)
$\mathbf{r}^T =$	0,04	0,02	0,05	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01	(115)
$\mathbf{d}_I^T =$	0,10	0,20	0,30	0,20	0,40	0,50	0,20	0,10	(116)
$\mathbf{d}_P^T =$	0,30	0,40	0,30	0,40	0,50	0,60	0,30	0,20	(117)
$\mathbf{l}^T =$	-2	0	-2	0	0	0	0	4	(118)

■

A representação vetorial definida neste capítulo permite modelar o comportamento dos componentes individuais de um processo complexo, através de estruturas de dados simples. Nestes dados são incluídos todos os desligamentos automáticos, devidos a fenômenos naturais, ambientais, acidentais, originados em equipamentos primários ou em sistemas de proteção e controle, emergenciais ou urgentes, e os desligamentos planejados, para manutenção, regulação, novas conexões, modificações e melhorias na rede. Os modelos vetoriais serão utilizados no futuro como entrada para representação estocástica matricial de redes interligadas de componentes, típicas dos sistemas elétricos de potência e redes de processos industriais. Serão usados na construção dos modelos de rede, nos capítulos seguintes, e na avaliação de desempenho, no restante da pesquisa.

## **TERCEIRA PARTE – MODELAGEM DE SISTEMAS**

## **9. Introdução à Modelagem de Sistemas**

### **9.1. Introdução**

Redes de componentes são usadas na operação interligada de sistemas elétricos e indústrias de processo em geral. Para gerar e transmitir energia, por exemplo, geradores, transformadores, disjuntores, linhas e outros componentes são interligados em redes, viabilizando a geração, transformação, transmissão e distribuição de energia a grandes distâncias. Processo idêntico ocorre em outras indústrias, nas transformações da matéria prima até a geração de um produto final, nas indústrias de processo em geral, e sua distribuição por uma rede logística.

Nos sistemas elétricos, quanto mais densa for a rede de transmissão, maiores serão as capacidades de curto-circuito em cada componente, elevada pelo aumento constante da tensão de transmissão. Isto resulta em probabilidade crescente de liberação de quantidades elevadas de energia durante curtos-circuitos, aumentando o risco inerente ao sistema elétrico. Fenômeno idêntico se observa nas indústrias de gás e petróleo, com o aumento de capacidade unitária de equipamentos de processo e transporte a granel de material inflamável.

Ao contrário da operação isolada de um componente, na operação interligada os eventos originados em um componente podem se propagar pela rede e afetar componentes vizinhos. Em casos extremos, desligamentos em cascata, afetando toda a rede, podem resultar de um único evento em um dos componentes. Para evitar desligamentos em cascata e proteger cada componente, sistemas automáticos de controle e proteção são utilizados para isolar cada item, quando da identificação de um defeito. A ação destes sistemas visa não só proteger a rede da propagação do defeito, mas também proteger o componente de destruição ou danificação de componentes vizinhos. O risco associado a estes fenômenos é função dos danos resultantes, da probabilidade de ocorrência dos eventos geradores, da topologia da rede e da confiabilidade dos sistemas de proteção utilizados. A modelagem deste comportamento exige o desenvolvimento de modelos topológicos que representem adequadamente não só a rede de componentes primários, mas também a rede de dispositivos e sistemas de proteção. Este capítulo introduz a terceira parte da pesquisa de classes de modelos topológicos que podem ser usados com os modelos vetoriais de componentes já estudados, na análise de propagação de falhas e eventos em redes elétricas.

### **9.2. Justificativa**

A avaliação de desempenho e riscos em instalações elétricas de grande porte e extra-alta tensão é dificultada pela complexidade, inadequação ou falta de dados

estatísticos sobre o comportamento dos principais equipamentos elétricos. Embora a complexidade possa ser tratada com simulações de Monte Carlo e outros métodos (REI, SCHILLING e MELOb [198], BILLINTON [39]), a falta de dados históricos de manutenção força os gerentes de risco a adotarem métodos *ad-hoc* tais como intuição e critérios empíricos, julgamentos pessoais, acordos técnicos entre empresas usuárias, recomendações de fabricantes ou políticas de companhias de seguro, externas ao setor industrial sob risco (SIQUEIRA [228]). Embora muitos índices de desempenho e risco possam ser regularmente aferidos, poucos são estatisticamente correlacionados com as decisões de gestão, tornando a adequabilidade destes métodos difícil de ser avaliada. Muitos são aplicáveis a equipamentos isolados, sem consideração com a natureza distribuída do desempenho e risco em rede. Além do mais, é impossível avaliar objetivamente, com as práticas atuais, a influência do desempenho e risco na missão das empresas de energia elétrica, e mais importante ainda, julgar seu custo e benefício para os clientes das empresas energéticas. Estes fatores evidenciam a necessidade de modelos de representação de redes para avaliação dos riscos inerentes à exploração de processos industriais e dos eventos que afetam seu desempenho. Nota-se que este risco difere do risco financeiro utilizado para avaliar investimentos em novos empreendimentos. Aproxima-se mais do risco operacional ou transacional das instituições financeiras nas operações diárias de contabilização, compensação, etc. (CRUZ [67], KING [138]).

Para estudar estes aspectos, é necessário uma metodologia que modele objetivamente e forneça respostas satisfatórias a várias questões. Entre as mais importantes, relacionadas a desempenho e risco, destacam-se as seguintes:

- Que tipo de modelo é mais adequado para cada rede?
- Como modelar a propensão à falha de cada componente da rede?
- Como representar a propagação da falha de um componente na rede?
- Como representar a influência das atividades de manutenção e operação no modelo da rede?
- Como modelar a influência dos sistemas de proteção de cada componente?
- Como interligar estes modelos para representar o comportamento de redes interligadas?

### **9.3. Objetivo**

Esta parte da pesquisa tem como objetivo desenvolver modelos estruturados de avaliação probabilística de desempenho e risco de grandes acidentes em processos industriais. Os modelos utilizados são orientados para a definição e estimação de indicadores associados a estes aspectos. Assim, além das questões acima, a metodologia pesquisará respostas para as seguintes questões adicionais sobre métricas de desempenho:

- Que métricas devem ser utilizadas para mensurar o desempenho e risco de acidentes e grandes perdas em processos industriais?
- Como as métricas são afetadas por diferentes estruturas do processo?

- Como as métricas são afetadas por sistemas de proteção e prevenção ao risco?
- Como utilizar as métricas para avaliar empreendimentos de múltiplos processos?
- Como utilizar as métricas para comparar o desempenho e risco relativo de diferentes processos?
- Como mapear a contribuição ao desempenho da rede e riscos relativos de diferentes componentes de um processo?
- Como avaliar a sensibilidade dos indicadores de desempenho e risco a variações na estrutura do processo e nos sistemas de prevenção e proteção?
- Que dados são necessários sobre o projeto e desempenho operacional do processo para a avaliação destes indicadores?

O método proposto estabelece um procedimento sistemático de avaliação e hierarquização probabilística de riscos e propagação de eventos em processos industriais. A técnica é genérica, aplicável a qualquer setor industrial, e factível de implementação em uma ferramenta computacional de apoio à decisão. O modelo é capaz de identificar medidas probabilísticas do desempenho e risco global de um processo industrial, permitindo sua estratificação e hierarquização pelos diversos sub-processos componentes. Também permite a simulação e desenvolvimento de recomendações de melhorias na estrutura do processo ou nos sistemas de proteção e prevenção do risco associados. Os parâmetros necessários podem ser obtidos dos dados históricos do próprio processo, ou de bases de dados de referência do setor industrial, como demonstrado na Segunda Parte desta pesquisa. Na Quarta Parte, uma instalação elétrica de extra-alta tensão será utilizada para exemplificar a aplicação do modelo.

#### 9.4. Metodologia

Espelhando-se no exemplo das instituições financeiras, os riscos operacionais (ou transacionais no jargão econômico financeiro) podem ser classificados em dois tipos básicos:

- Riscos sistemáticos de perdas financeiras nas operações diárias; e
- Riscos elevados em transações financeiras de grande porte.

Os primeiros são muito frequentes, de baixo valor monetário, ocorrendo diariamente nas operações típicas dessas instituições, tais como erros humanos de contabilização, erros de compensação, falhas em sistemas informatizados, etc. Os segundos são raros, envolvendo valores consideráveis, só ocorrendo na falha completa dos mecanismos típicos de proteção, tais como *hedging*, seguros, etc., ou por ações deliberadas de investidores e operadores.

Em analogia, nos sistemas elétricos de potência, os riscos operacionais também podem ser classificados em dois tipos básicos:

- Riscos sistemáticos de interrupções no fornecimento de energia; e
- Riscos elevados de grandes acidentes nos sistemas elétricos.

Os primeiros são muito frequentes, com valores reduzidos de cargas e geração interrompidas, ocorrendo diariamente nas operações das instalações e sistemas elétricos, devido a erros humanos, falhas de equipamentos, falhas em sistemas automatizados, etc. Os segundos são raros, envolvendo danos patrimoniais consideráveis, com interrupção do suprimento a grandes regiões e populações, só ocorrendo na falha completa dos sistemas de proteção, ou por erros históricos de planejamento, projeto, etc. O estudo destes riscos exige a modelagem da rede de interligação dos equipamentos, dos sistemas de proteção, e dos mecanismos de falhas associados a cada componente. Assim, para modelar uma rede elétrica e como ela processa eventos e contingências de risco, é necessário representar o comportamento individual de cada componente, e o comportamento conjunto da rede, motivando a divisão desta parte da pesquisa em duas etapas:

1. Modelagem das Redes de Componentes; e
2. Desenvolvimento de Modelos Topológicos.

A primeira etapa pesquisou modelos de redes e sistemas de automação, utilizando a Teoria Markoviana, Redes de Petri, Redes Bayesianas e Teoria dos Grafos adequados à modelagem topológica e ao estudo do comportamento integrado de processos industriais. Nesta etapa foram introduzidos os conceitos de zonas e níveis de risco, utilizados no mapeamento das áreas industriais para avaliação de riscos. Árvores de falha foram utilizadas para modelar os sistemas primários e secundários de instalações elétricas, na avaliação de falhas críticas e catastróficas. Os sistemas de proteção foram modelados por grafos de causalidade, utilizados na modelagem do risco conjunto do sistema elétrico e por Redes Bayesianas na representação do relacionamento entre sistemas de proteção. Estas técnicas foram escolhidas de acordo com a característica de cada fenômeno modelado, e a potencialidade de cada modelo.

A segunda parte representou a rede elétrica por modelos topológicos que simulam a adjacência lógica entre os equipamentos, para transferência de eventos. Falhas de equipamentos e contingências aleatórias são propagadas utilizando modelos de alcançabilidade para desligamentos forçados. Falhas operacionais frequentes, simultâneas ou isoladas, e grandes acidentes podem ser simulados avaliando a penetração de desligamentos forçados em cascata gerando “apagões”. A formalização matemática destes modelos utilizará a Álgebra Matricial, com implementação computacional demonstrada em um programa *MatLab*<sup>®</sup> no Apêndice A. Outras implementações são possíveis, para o mesmo formalismo matricial, utilizando outras linguagens computacionais e modelos de dados que explorem a esparsidade das matrizes, com grafos e listas encadeadas, inclusive utilizando o próprio *MatLab*<sup>®</sup>.

Intervenções programadas nos equipamentos também afetam os componentes vizinhos, sendo modeladas por redes de adjacência programada entre os equipamentos. O alcance destes eventos na rede foi simulado por modelos de alcançabilidade para eventos planejados nos equipamentos da rede. Estes modelos também foram formalizados por Álgebra Matricial, e incluídos no programa *MatLab*<sup>®</sup> desenvolvido na pesquisa.

Finalmente, modelos topológicos das falhas de sistemas de proteção foram incorporados aos modelos de alcançabilidade para desligamentos forçados e programados, através de uma Rede Bayesiana, permitindo avaliar a influência de falhas destes sistemas. Falhas ocultas e recusas de atuação foram adicionadas ao conjunto de contingências simuladas nestes modelos. Estes conjuntos também foram formalizados por Álgebra Matricial, em um único arcabouço matemático, implementado no programa *MatLab*<sup>®</sup> descrito no Apêndice A.

A dimensão computacional destes modelos sugere naturalmente a pesquisa de submodelos equivalentes, que possam representar partes da rede elétrica em modelos hierarquizados ou simplificados, representando empresas, áreas geográficas ou de controle. Pontos de controle podem também restringir a observabilidade dos eventos simulados a áreas de fronteiras dos modelos equivalentes. Para estudar estes aspectos, esta etapa da pesquisa encerra introduzindo os critérios e métodos para cálculo de modelos equivalentes para avaliação de desempenho e risco. A implementação matricial dos cálculos de equivalentes também consta do programa *MatLab*<sup>®</sup> desenvolvido, parte integrante do produto desta pesquisa.

## 9.5. Sumário

A modelagem de redes elétricas e industriais exige a representação da conexão distribuída de milhares de componentes, representados individualmente pelos modelos estudados nas etapas anteriores desta pesquisa. Os modelos de redes serão utilizados para representar as relações de adjacência, alcançabilidade, vulnerabilidade e equivalência, sendo formados pelos seguintes módulos:

- Modelo de Adjacência Forçada;
- Modelo de Adjacência Programada;
- Modelo de Adjacência Protetiva;
- Modelo de Alcançabilidade Forçada;
- Modelo de Alcançabilidade Programada;
- Modelo de Vulnerabilidade Protetiva;
- Modelo de Simultaneidade Forçada;
- Modelo de Alcançabilidade Simultânea;
- Modelos de Alcançabilidades Restritas;
- Modelos de Alcançabilidades Probabilísticas; e
- Modelos Equivalentes Topológicos.

Para tratar sistemas de dimensão elevada, além da Teoria dos Grafos, Redes de Petri, Bayesianas e Markovianas, foi necessário o uso de notações matriciais e Álgebra Linear para simplificar as expressões matemáticas resultantes. O estudo utilizará como base os vetores que representam o comportamento individual dos componentes, descritos nos capítulos anteriores, interligados em redes, modeladas no próximo capítulo.

## 10. Redes de Componentes

### 10.1. Introdução

Redes elétricas e outros processos industriais são formados pela interligação de muitos componentes, distribuídos por extensas áreas geográficas, os quais formam subconjuntos que realizam uma ou mais funções interdependentes, de interesse social e industrial. Além do comportamento intrínseco dos componentes, as redes elétricas de alta tensão e as instalações industriais de grande porte dependem também de complexos sistemas de proteção e automação, que também formam redes distribuídas, as quais possuem comportamentos próprios que afetam o desempenho da rede primária e de todo o processo automatizado.

Este capítulo desenvolve modelos de redes industriais e sistemas de automação, utilizando árvores de falha e grafos topológicos (LIMNIOS [152]), adequados ao estudo do risco de grandes acidentes em processos industriais. A complexidade destas árvores desafia a capacidade dos métodos tradicionais de análise de risco, pela dimensão e diversidade de relações entre os componentes.

### 10.2. Redes Industriais

As grandes instalações dos sistemas elétricos de potência evoluíram ditadas principalmente por fatores econômicos e tecnológicos. Instalações gigantescas, com transformadores, geradores e linhas de transmissão de grande capacidade são construídas e interligadas por redes de alta e extra-alta tensão, cobrindo extensas áreas geográficas. Esta tendência aumentou as chances e consequências de grandes acidentes, com impactos significantes na economia, meio ambiente e seres humanos.

Para avaliar o desempenho e risco destes sistemas, é necessário identificar as partes sujeitas a falhas ou danos. Neste aspecto, é instrutivo particionar a rede em zonas possíveis de isolamento em caso de acidente. Nas indústrias de processo, que lidam com fluídos (líquidos ou gasosos), o isolamento é feito por válvulas que interrompem o fluxo em canalizações. Na indústria elétrica, o isolamento é obtido por disjuntores ou válvulas tiristorizadas que interrompem a corrente elétrica. O critério de zoneamento corresponde aproximadamente ao alcance e ajuste dos dispositivos de proteção primários, cujo sinal de disparo (*trip*) atua sobre os disjuntores e válvulas delimitadoras de sua zona de proteção. O exemplo a seguir ilustra este conceito.

#### **Exemplo 33 – Zonas de Proteção**

Para o sistema exemplo utilizado nesta pesquisa, as zonas de risco são mostradas hachuradas na Figura 47, delimitadas pelos disjuntores representados por quadrados escuros. Nota-se a sobreposição intencional de algumas zonas para proteger também os disjuntores nas zonas de fronteira. Esta é uma prática usual na engenharia de proteção de sistemas elétricos, garantindo que defeitos nos próprios disjuntores provocarão o desligamento das duas zonas superpostas.

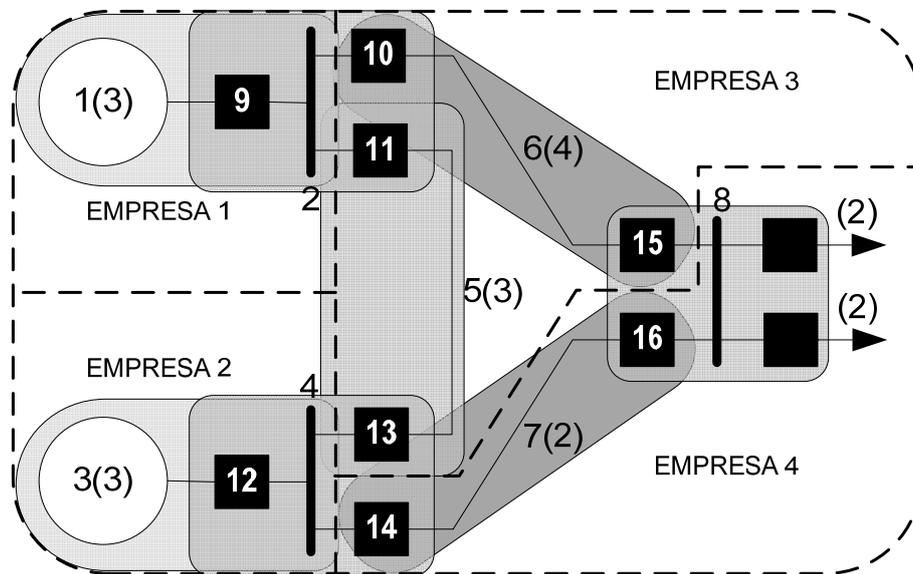


Figura 47 – Zonas de Proteção

Cada unidade de risco ou zona de proteção é monitorada por um conjunto de relés, sensores e transformadores de instrumentos (corrente e tensão) que atuam sobre seus disjuntores, quando a grandeza monitorada excede uma faixa permitida e ajustada. Idealmente, cada zona deveria ser delimitada por seus próprios disjuntores, para permitir o isolamento de outras zonas em caso de defeito. Limitações de custo podem determinar uma topologia diferente deste critério. O seguinte exemplo mostra como a proteção delimita as zonas de risco de um sistema elétrico.

#### Exemplo 34 – Sistemas de Proteção

A Figura 48 é um desenho unifilar de localização dos sistemas de proteção da rede elétrica exemplo utilizada nesta pesquisa. Cada função de proteção é identificada por um número em uma caixa preta, representando o equipamento protegido. Linhas de transmissão são representadas por duas proteções de mesmo número, localizadas nos terminais da linha e interligadas por canais de comunicação, indicados por linhas pontilhadas. Os transformadores de instrumentos (TI) são representados por pequenos círculos e os sinais secundários de corrente e tensão são representados por setas, direcionadas dos TIs para os sistemas de proteção. Nota-se a localização dos transformadores de instrumentos e dispositivos de proteção, e como eles são conectados. A sobreposição das zonas é obtida pelo cruzamento dos transformadores de corrente de unidades adjacentes. Embora não mostrado nesta figura, a maioria dos dispositivos de proteção é duplicada nas

instalações de alta tensão, para aumentar sua confiabilidade. O caminho de *trip* dos relés para cada disjuntor foi omitido neste exemplo para não complicar o desenho.

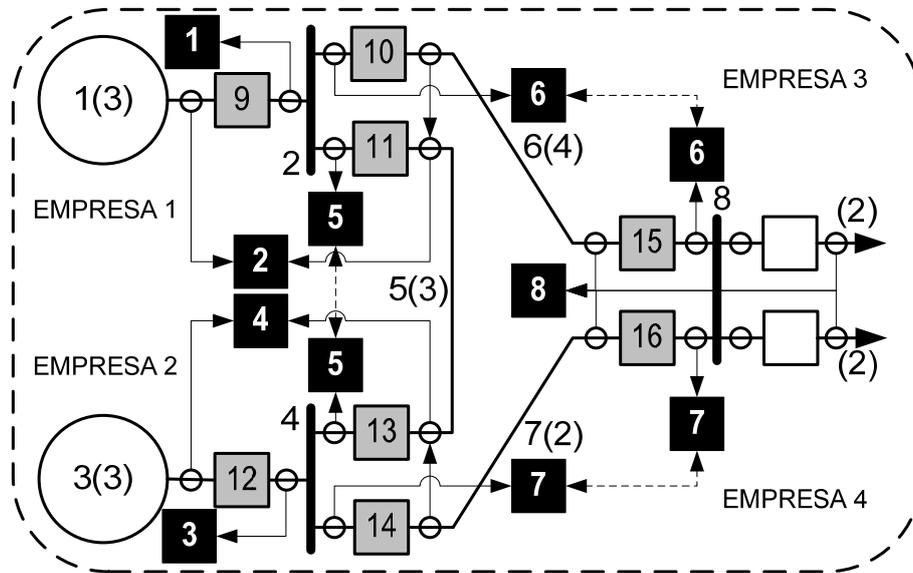


Figura 48 – Sistemas de Proteção

■

Definidas as zonas de atuação de cada proteção, pode-se iniciar a modelagem e análise de risco do sistema, pesquisando-se os modos de falha preponderantes e os níveis de risco resultantes.

### 10.3. Níveis de Risco e Modos de Falha

A análise de riscos inicia-se pela identificação dos modos de falha significantes de cada instalação interligada. Duas fontes principais de defeitos podem originar danos em uma planta elétrica: falhas primárias nos equipamentos de alta tensão, ou falhas secundárias nos equipamentos de controle, proteção e auxiliares. Sistemas de alta tensão podem falhar devido à perda natural de isolamento ou devido a eventos acidentais (naturais ou humanos), resultando principalmente em curtos-circuitos, e eventualmente em incêndios ou explosões. Devido às altas tensões utilizadas, estas faltas estão associadas a grandes capacidades de curto-circuito, resultando na liberação descontrolada de enormes quantidades de energia. Esta liberação, além da potência destrutiva própria, pode atuar como ignição ou fonte de calor para incêndios ou explosões na instalação, e resultar em mortes ou danos ambientais. Nas usinas nucleares ou movidas a combustíveis fósseis, a contaminação de rios e a própria atmosfera podem resultar em desastres ambientais. Falhas em usinas hidrelétricas podem inundar extensas áreas geográficas. Por outro lado, sistemas de proteção automáticos podem falhar devido a defeitos internos em relés, transformadores de instrumentos, disjuntores e circuitos auxiliares, ou erros humanos em sua configuração. De acordo com sua extensão e localidade, estes defeitos podem afetar a missão do sistema de proteção, dando origem a dois modos de falhas sintomáticos destes sistemas:

- (a) **vulnerabilidade**: se desligam desnecessariamente, na ausência de falha;
- (b) **inatividade**: se não desligam na presença de uma falha primária.

O modo (a) tem a ver com a perda de segurança (*dependability*) do sistema de proteção, resultando em transitórios e desligamentos desnecessários, com perdas de carga e receitas para os proprietários, mas usualmente não afetam a segurança da instalação ou sistema, sendo menos severos que o modo (b), determinado pela perda de confiabilidade (*reliability*) do sistema de proteção, que, além destes efeitos, tem impacto na segurança de pessoas, equipamentos e meio ambiente. O modo (b) é o principal sintoma de falha crítica na avaliação de risco. O modo (a) é de interesse principalmente em estudos de confiabilidade e desempenho do serviço prestado pela rede elétrica (BILLINTON e ALLAN [41]). Ambos são detalhados nos capítulos seguintes desta pesquisa.

Para minimizar o risco, é prática corrente na indústria elétrica proteger cada equipamento com um segundo conjunto de relés, conhecido como proteção secundária, usado normalmente também como proteção primária de equipamentos adjacentes ou estações vizinhas. Para aumentar a segurança, normalmente eles atuam em disjuntores diferentes daqueles acionados pela proteção primária. Cada unidade tem tantas proteções secundárias quantas são as unidades ou subestações adjacentes, para as quais exista um caminho elétrico como fonte de potência. Estes conceitos permitem desenhar a árvore de eventos principal de uma falha crítica, conforme mostrado na Figura 49.

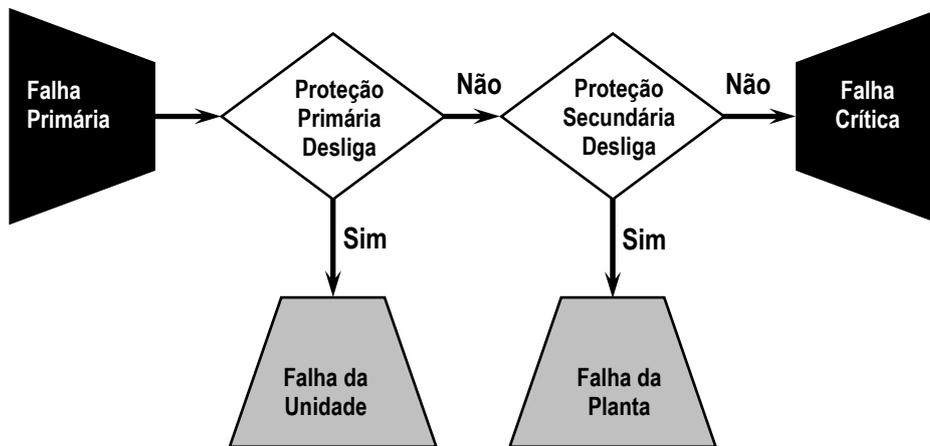


Figura 49 – Modelo de Níveis de Falha e Árvore de Eventos

Iniciando pela ocorrência de uma falha primária, chamada de primeiro nível de falha, é possível limitar o perigo ou risco a uma falha de unidade ou zona de proteção, pela ação de sua proteção primária, isolando apenas a unidade sob falha. Caso haja recusa da proteção primária, as consequências podem evoluir para uma falha da planta ou estação, com desconexão da instalação completa ou grande parte dela, pela atuação da proteção secundária ou de retaguarda (*backup*). Uma falha subsequente de qualquer das proteções de retaguarda, poderá resultar em uma falha crítica do sistema, assim definida:

**Definição 86 – Falha Crítica**

Uma Falha Crítica é caracterizada pela ocorrência simultânea de um evento de falha interna na unidade, seguida da falha (recusa) da proteção primária, e da falha (recusa) de qualquer das proteções de retaguarda (*backup*) de qualquer unidade adjacente.

■

A falha simultânea das proteções primárias e secundárias, após um defeito primário em um equipamento, resultará em uma falha crítica, provavelmente com a perda completa do equipamento sob defeito, e interrupção do serviço de suprimento elétrico a uma área regional maior, ou até danos ambientais ou fatalidades humanas. Nestas condições, uma intervenção manual, local ou remota, será necessária para interromper a fonte de potência de curto-circuito para a subestação sob defeito. A falta de interrupção automática submeterá muitas unidades a estresses térmicos e dinâmicos elevados, pela passagem de correntes de curto-circuito e sobretensões durante o tempo necessário das ações humanas para isolar o defeito. Usualmente, estes eventos podem resultar no desligamento do sistema de potência inteiro, com consequências econômicas, humanas, ambientais e sociais elevadas. A probabilidade de ocorrência pode ser estimada através de uma árvore de falha para eventos críticos.

#### 10.4. Árvore de Falha do Sistema

Definido o conceito de Falha Crítica, é possível iniciar a construção de uma árvore de falha para o sistema inteiro que inclua todas as falhas críticas possíveis. Para isto propõe-se uma abordagem de cima para baixo (*top-down*), onde o evento principal ou raiz, será identificado como a falha catastrófica do sistema, assim definida:

##### **Definição 87 – Falha Catastrófica**

Uma falha catastrófica, em uma instalação ou sistema, é definida como a ocorrência de qualquer falha crítica em qualquer de seus subsistemas ou unidades primárias.

■

Esta definição é coerente com o conceito de uma catástrofe, uma vez que a energia liberada e o sistema estarão literalmente fora de controle, por meios automáticos, de acordo com a Definição 86 de falha crítica. A Figura 50 ilustra a composição típica de uma árvore de falha, cuja raiz é a falha catastrófica do sistema.

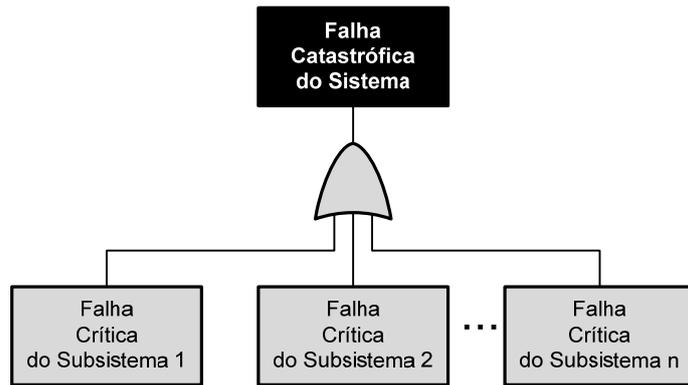


Figura 50 – Raiz da Árvore de Falha do Sistema

Cada Falha Crítica poderá ser subdividida em subárvores de falha, até o nível de equipamentos primários, formando a árvore de falha da instalação ou sistema.

### Exemplo 35 – Raiz da Árvore de Falha do Sistema

Para ilustrar este método, a Figura 51 mostra apenas o topo da árvore de falha do sistema elétrico exemplo utilizado nesta pesquisa. Observa-se que o evento raiz, uma Falha Catastrófica no sistema, é composto, no nível seguinte, por todas as possíveis Falhas Críticas nos equipamentos. Existem tantos modos de falha críticos quanto sejam as unidades primárias no sistema, isto é, 8 unidades de alta tensão neste exemplo.

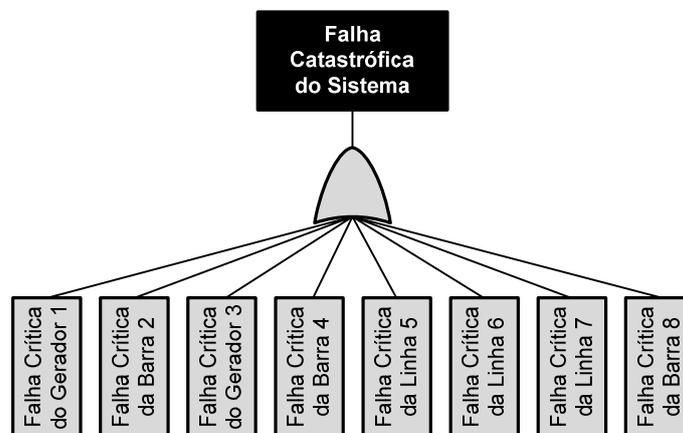


Figura 51 – Falhas Críticas da Árvore de Falha do Sistema

■

Cada falha crítica pode ser representada por uma sub-árvore que expande a árvore de falhas críticas do sistema.

## 10.5. Árvore de Falhas Críticas

Para detalhar mais ainda a árvore de falha do sistema, é necessário expandir cada falha crítica em seus modos de falha constituintes. Isto significa elicitar a sub-árvore

para cada falha crítica, em todos os equipamentos primários, conforme o exemplo a seguir.

### Exemplo 36 – Árvore de Falhas Críticas

No caso do sistema elétrico exemplo representado na Figura 48, isto equivale a expandir 8 ramos de árvores correspondentes aos 8 equipamentos primários da rede elétrica.

■

A expansão de cada ramo da Árvore de Falhas Críticas segue uma lógica comum a todos os equipamentos primários. Esta lógica pode ser traduzida em uma árvore de falha típica, conforme mostrado na Figura 52.

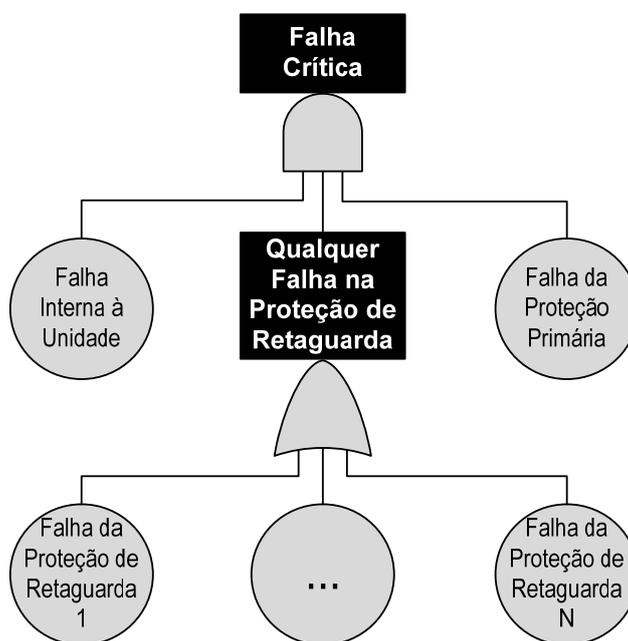


Figura 52 – Árvore de Falhas Críticas

Nota-se que esta árvore terá tantas folhas representando falhas de proteção quanto sejam as proteções de retaguarda de unidades adjacentes ou estações vizinhas, dependendo da topologia da rede e dos ajustes dos sistemas de proteção. Neste nível de representação não é necessária a modelagem da topologia interna de cada sistema de proteção, exceto se houver necessidade de estimar o desempenho a partir da confiabilidade individual de cada relé e da topologia interna do sistema de proteção. Neste caso, seria necessário expandir cada evento básico de proteção da árvore da Figura 52, por uma sub-árvore de falha que representasse cada relé individual. Nesta pesquisa, serão utilizados apenas dados estatísticos relativos ao sistema de proteção inteiro de cada equipamento, eliminando a necessidade da árvore de falha interna de cada proteção e de parâmetros de confiabilidade de relés individuais. As árvores de falha serão derivadas de um grafo de adjacência entre os sistemas de proteção.

## 10.6. Grafo de Adjacência de Proteção

O ajuste de cada sistema de relés e seu caminho de *trip* determinam que dispositivo de proteção atuará como proteção de retaguarda para cada outra unidade. Nesta pesquisa, este aspecto será representado pelo seguinte conceito:

### **Definição 88** – *Proteção de Retaguarda*

Um sistema de proteção será considerado como Proteção de Retaguarda para outra proteção, chamada de principal, se ela atender aos seguintes requisitos:

- For sensível aos mesmos defeitos que fazem a proteção principal atuar;
- For alimentada por sensores e transformadores de instrumentos distintos daquele que alimenta a proteção principal; e
- Desligar um equipamento diferente daquele em que a proteção principal atua.

■

A exigência de alimentação e caminhos de trip independentes é para garantir a independência de eventos de falha entre as proteções primárias e de retaguarda. Como regra, se possível, cada conjunto de proteção deveria agir como retaguarda de suas unidades adjacentes na rede, sujeito aos critérios de coordenação adotados e a tecnologia utilizada. Este aspecto configura-se como uma questão específica de cada sistema elétrico que deve ser elicitada consultando os ajustes dos sistemas de proteção, ou os estudos operativos de cada empresa, uma vez que depende do tipo de proteção utilizado. Nos sistemas computadorizados de cálculos de ajustes de relés, usados atualmente, estas informações são fornecidas automaticamente. O exemplo a seguir ilustra este conceito.

### **Exemplo 37** – *Proteções de Retaguarda do Sistema*

A Figura 53 mostra, através de setas com traços densos, que unidade atua como proteção de retaguarda de outras unidades, no sistema elétrico exemplo utilizado nesta pesquisa. Nesta figura, uma seta conectando duas proteções (caixas pretas na figura) representa uma proteção de retaguarda unidirecional da unidade de origem (da seta) sobre a unidade de destino (apontada pela seta). Uma linha com setas duplas conectando duas unidades representa uma proteção de retaguarda bidirecional, isto é, cada unidade conectada atua como proteção de retaguarda e simultaneamente é protegida pela outra unidade conectada.

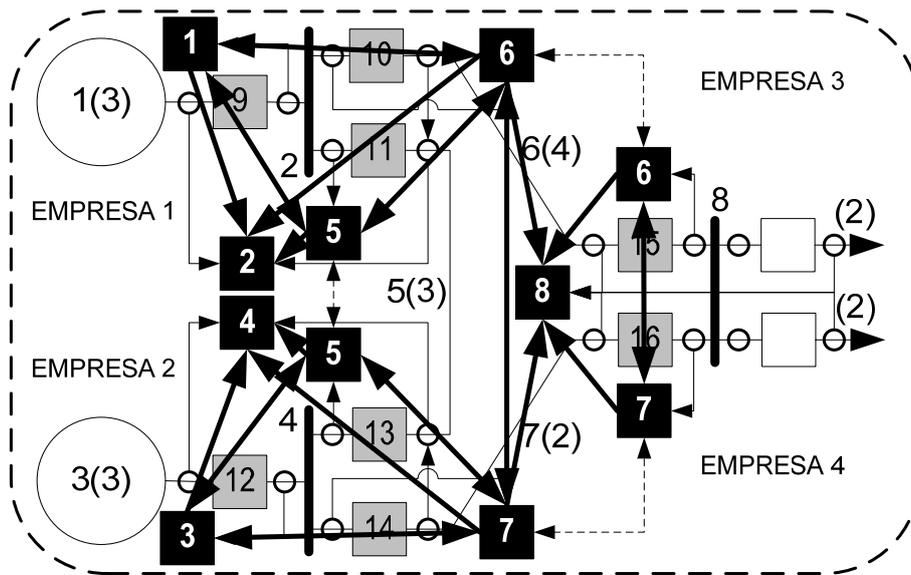


Figura 53 – Proteções de Retaguarda do Sistema

■

Estas relações de proteção formam a base de modelagem dos sistemas de proteção interligados utilizados nesta pesquisa. Podem ser obtidas dos estudos e ferramentas de parametrização de relés e dispositivos de proteção, ou empiricamente do conhecimento *a priori* de especialistas de proteção. Serão utilizadas nesta pesquisa para expandir a lógica da Figura 52, e especializar a árvore de falha crítica de cada unidade, até a falha de cada sistema de proteção primária. As proteções de retaguarda de cada equipamento são obtidas da relação de setas dirigidas à proteção escolhida, possibilitando a construção da árvore de falha do sistema inteiro, conforme o exemplo a seguir.

### Exemplo 38 – Árvore de Falha do Sistema

A árvore de falha expandida, para uma falha catastrófica do sistema elétrico exemplo utilizado nesta pesquisa, incluindo todas as sub-árvores de falhas críticas, é mostrada na Figura 54, para as relações de proteção de retaguarda da Figura 53.

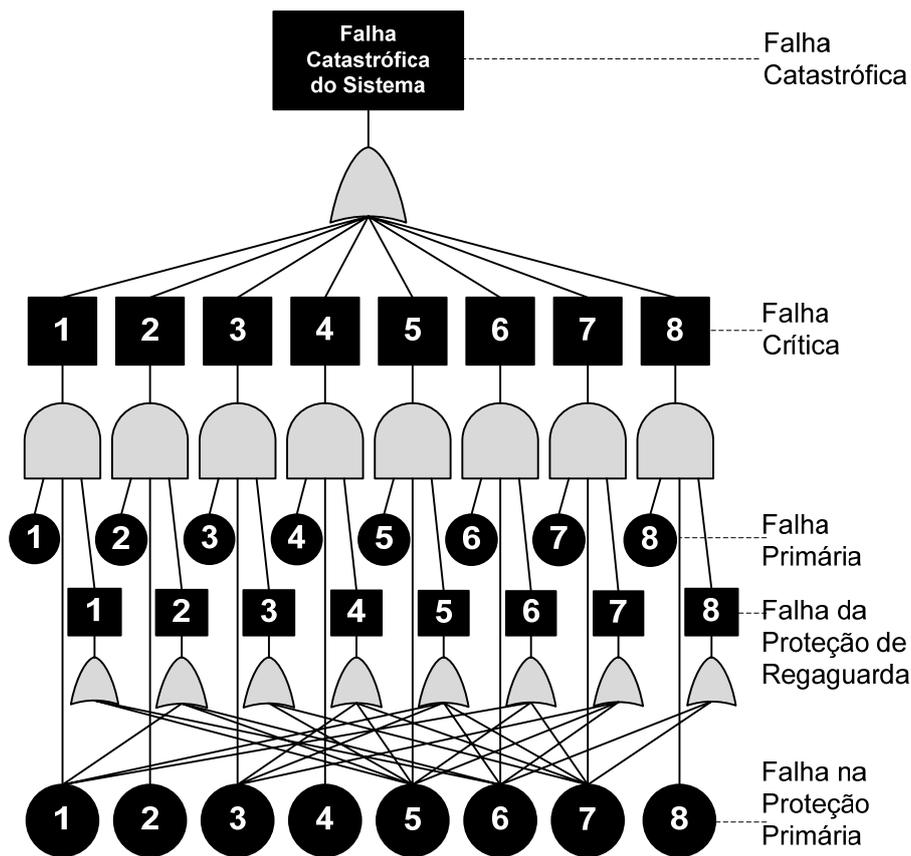


Figura 54 – Árvore de Falha do Sistema

A árvore de falha completa é formada agora por cinco níveis principais de eventos, identificados no lado direito da figura, com o seguinte significado:

- **Falha Catastrófica** – evento raiz da árvore de falha;
- **Falha Crítica** – falha simultânea de uma unidade e suas proteções primárias e de retaguarda;
- **Falha Primária** – falha em uma unidade ou equipamento primário;
- **Falha de Proteção de Retaguarda** – recusa de *trip* de qualquer das proteções de retaguarda da unidade;
- **Falha de Proteção Primária** – recusa de *trip* de uma proteção primária de uma unidade.

Nota-se como a parte densa no lado inferior da Figura 54 foi definida pela relação de dependência lógica da proteção de retaguarda conforme apresentado na Figura 53, e como ela afeta a complexidade da árvore resultante.

■

Detalhes adicionais poderiam ser acrescentados à árvore de falha, tais como a expansão dos eventos primários, representados como pequenos círculos na Figura 54. Estes eventos representam as falhas primárias da unidade, ou falhas secundárias na proteção ou equipamentos auxiliares. A expansão de eventos primários representando falhas em unidades implicaria na modelagem detalhada de cada unidade, de acordo com suas partes constituintes e modos de falha específicos. A árvore resultante aumentaria de dimensão e complexidade. Também,

a expansão de eventos primários associados a falhas de proteção poderia ser feita modelando cada relé, transformador de instrumento e disjuntor como uma sub-árvore relacionando os modos de falha de suas partes constituintes. Aumentos adicionais na complexidade e dimensão da árvore resultariam da inclusão de modos de falha comuns entre estes elementos.

Uma decisão prática precisa ser tomada quanto ao limite de modelagem da árvore de falha. Além da complexidade, propõe-se limitar a dimensão da árvore de acordo com os dados estatísticos disponíveis sobre falhas passadas, permitindo a avaliação matemática da árvore. Isto é, a árvore deveria ser expandida até que todos os eventos primários fossem cobertos por dados estatísticos disponíveis, tais como taxas de falha e confiabilidade. Esta abordagem está em acordo com o objetivo da avaliação de risco, onde o foco recai sobre acidentes de grande porte, e não sobre pequenas falhas. Isto é equivalente a considerar como eventos primários apenas a falha de cada unidade, e de cada sistema de proteção do sistema, uma vez que suas taxas de falha podem ser deduzidas dos registros históricos de manutenção. Um modelo Markoviano de cada unidade deve ser construído para deduzir estas taxas para uso na análise de risco.

Com estes critérios, uma representação completa de um sistema elétrico consistiria de uma árvore de falha para cada instalação, e uma árvore raiz interligando todas estas árvores. Evidentemente, para grandes sistemas elétricos, estas árvores podem assumir dimensões gigantescas, intratáveis com métodos puramente gráficos ou aritméticos, exigindo a adoção de ferramentas mais eficientes para sua representação. O Capítulo 15 apresenta o estudo de caso para uma instalação real de extra alta tensão e a construção de sua árvore de falha.

## **10.7. Sumário**

Este capítulo introduziu os conceitos de modelagem topológica para representação da rede de dependência entre equipamentos e sistemas de proteção. Uma árvore de falha foi desenvolvida para um sistema exemplo, representando todos os eventos críticos. Eventos críticos foram definidos como curtos-circuitos ou defeitos internos aos equipamentos para os quais haja falha de todas as proteções associadas, resultando em dano completo ao equipamento e desligamento de grande parte da rede. Cada evento foi modelado por uma sub-árvore de falha, definida pela relação de dependência entre os sistemas de proteção primário e secundário de cada equipamento. As árvores são obtidas de um grafo que representa a relação de cobertura e dependência entre os alcances dos relés e sensores de proteção da instalação. O próximo capítulo formaliza este modelo usando Álgebra Matricial e os modelos vetoriais dos capítulos anteriores, complementado por grafos topológicos, Redes de Petri e Bayesianas representando a propagação de eventos na rede primária.

# 11. Modelos Topológicos

## 11.1. Introdução

Para avaliar o desempenho de equipamentos que operam interligados, são necessários modelos topológicos que representem sua conectividade e interfuncionalidade. Para os objetivos desta pesquisa, as dependências funcionais entre equipamentos primários e seus esquemas de proteção, serão modeladas por Redes de Petri Estocásticas Generalizadas (GSPN), capazes de representar simultaneamente os eventos determinísticos e aleatórios destes sistemas. Serão definidos modelos de adjacência e alcançabilidade, que relacionam as interações entre os elementos da rede na ocorrência de falhas aleatórias. Modelos de alcançabilidade restrita também serão definidos para limitar a observabilidade de eventos, e para cálculo de equivalentes topológicos e simplificação de redes complexas. As Redes de Petri também representarão as relações de propagação de eventos programados, permitindo sua simulação computacional. Neste capítulo, as seguintes modelos serão utilizados para representar as dependências funcionais da rede:

- Modelos de Adjacência e Alcançabilidade Forçada;
- Modelos de Adjacência e Alcançabilidade Programada;
- Modelos de Adjacência e Vulnerabilidade Protetiva;
- Modelos de Simultaneidade Forçada e Alcançabilidade Simultânea;
- Modelos de Alcançabilidade Restrita e Probabilística; e
- Modelos Equivalentes Topológicos.

Utilizando a Teoria dos Grafos serão propostas várias medidas e métricas úteis na avaliação estrutural e topológica das redes elétricas. Com base nos conceitos de centralidade (NEWMAN [177]) serão avaliados indicadores de importância relativa dos diversos elementos interligados, que sinalizam os pontos de vulnerabilidade e risco da rede, em relação a desligamentos forçados e programados. Grafos, Redes de Petri e Bayesianas destes modelos serão ilustrados para um sistema elétrico simples, utilizado para verificar todos os dados, artefatos matemáticos, parâmetros e métricas estruturais definidos neste capítulo. Os próximos capítulos utilizarão estes modelos para avaliar o desempenho da rede. Todos os cálculos matemáticos são implementados nos programas *MatLab*<sup>®</sup> documentados nos Apêndices A e B.

## 11.2. Modelo de Adjacência Forçada

O estudo das relações de causalidade entre desligamentos forçados na rede elétrica será iniciado introduzindo-se o seguinte conceito:

### Definição 89 – Modelo de Adjacência Forçada

Um modelo de adjacência forçada relaciona os itens que se desligam forçadamente em conjunto, em uma rede de componentes interligada. Por desligamento forçado entende-se o desligamento automático de um item por defeito, ou por razões operacionais, quando for impossível se programar com antecedência o instante em que ocorrerá.

■

O exemplo a seguir ilustra este conceito para dois equipamentos de uma rede elétrica:

### Exemplo 39 – Modelo de Adjacência Forçada

A Figura 55 ilustra o Modelo de Adjacência Forçada através de uma Rede de Petri Estocástica Generalizada (GSPN), formada pela conexão entre duas subredes de Petri representando os equipamentos  $i$  e  $j$ , através de uma transição instantânea denominada de Adjacência Forçada. Cada subrede foi replicada da Figura 18 – Rede de Petri Simplificada de Componente Primário, que modela o comportamento estocástico de cada equipamento.

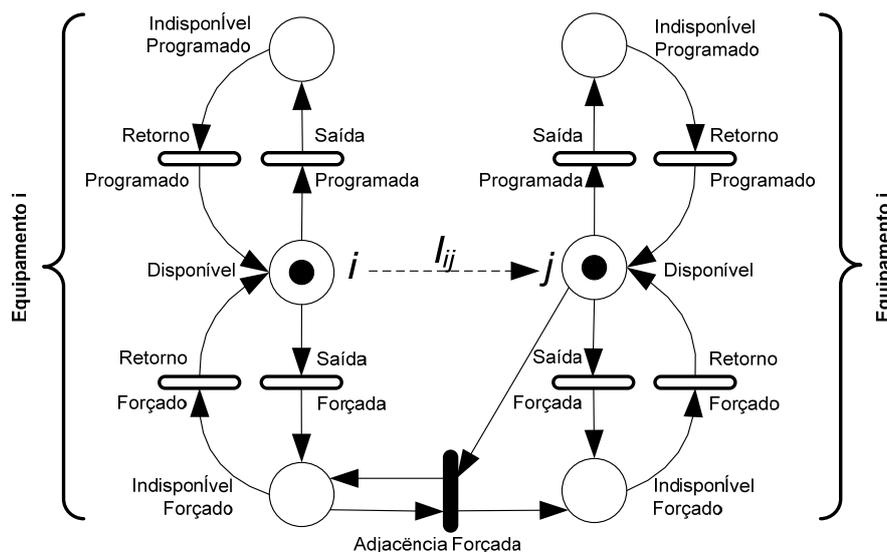


Figura 55 – Rede de Petri de Adjacência Forçada

Inicialmente admita-se que ambos os componentes  $i$  e  $j$  estejam disponíveis para operação, representado pelas duas marcas nos lugares Disponíveis na Rede de Petri. Se a transição de Saída Forçada do componente  $i$  disparar, sua marca migra para o lugar Indisponível Forçado, habilitando a transição instantânea de Adjacência Forçada já que existe uma marca no lugar Disponível do equipamento  $j$ . O disparo desta transição irá retirar a marca do lugar Disponível no componente  $j$ , e colocá-la no lugar Indisponível Forçado do componente  $j$ . A marca de Indisponível Forçado do componente  $i$  será repostada pelo disparo desta mesma transição, preservando sua condição de indisponibilidade. Nota-se que esta transição modela apenas a relação direcional do desligamento forçado do componente  $i$  sobre o componente  $j$ . Uma

transição similar, em sentido inverso, teria que ser acrescentada caso houvesse uma relação de causalidade inversa, do desligamento forçado do componente  $j$  sobre  $i$ .

■

Estas relações caracterizam o conceito de adjacência forçada, aplicável não só a equipamentos que pertencem a uma mesma zona de proteção, mas a quaisquer equipamentos interdependentes tais como zonas de proteção distintas que desligam por sobrecarga, falta, sub e sobre tensão, ou zonas remotas participantes de Sistemas Especiais de Proteção (SEP), de alívio de carga ou geração, após a desconexão de um item, etc. Modelam também as falhas de continuidade, adequação ou segurança na rede (SCHILLING, LEITE DA SILVA *et alii* [214]) resultantes da falha primária de um equipamento. Para modelar a adjacência forçada existente entre todos os equipamentos de um sistema interligado, o seguinte grafo será definido:

### **Definição 90 – Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos**

Pode-se modelar um Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos para uma rede elétrica por um grafo direcional definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_j = (\mathbf{V}, \mathbf{I}), \text{ onde:} \quad (119)$$

$$\mathbf{V} = \{V_1 \ V_2 \ \dots \ V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ elementos da rede,} \quad (120)$$

$$\mathbf{I} = \{I_1 \ I_2 \ \dots \ I_m\} = \text{o conjunto de } m \leq n^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \quad (121)$$

$$I_k = (V_i, V_j) = \text{o par ordenado de elementos } i \neq j \text{ da rede,} \quad (122)$$

representando a relação de causalidade dos desligamentos forçados do equipamento  $j$  provocados pelos desligamentos forçados do equipamento  $i$ .

■

Adicionalmente, pode-se modelar o grau de causalidade dos desligamentos por uma probabilidade condicional  $p_{Iij}$  dada por:

$$p_{Iij} = P(V_j | V_i), \quad i \neq j, \quad (123)$$

onde  $p_{Iij}$  é a probabilidade de saída forçada do equipamento  $j$ , dada a saída forçada do equipamento  $i$ . Esta probabilidade pode ser ajustada para representar qualquer grau de acoplamento, variando da independência  $p_{Iij} = P(V_j)$ , onde a saída do equipamento  $i$  não interfere no equipamento  $j$ , até a dependência completa ou determinística  $p_{Iij} = 1$ . Nestes casos, o Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos representará uma Rede Bayesiana das relações de causalidade para desligamentos forçados. Nos sistemas elétricos, estas relações podem ser obtidas de várias maneiras:

- preferencialmente de estudos de contingência, para falhas primárias, usando métodos de pesquisa em superfície no grafo de conectividade da rede, e outros métodos;
- diretamente do conhecimento *a priori* de analistas de sistemas de potência, com base em sua experiência; ou

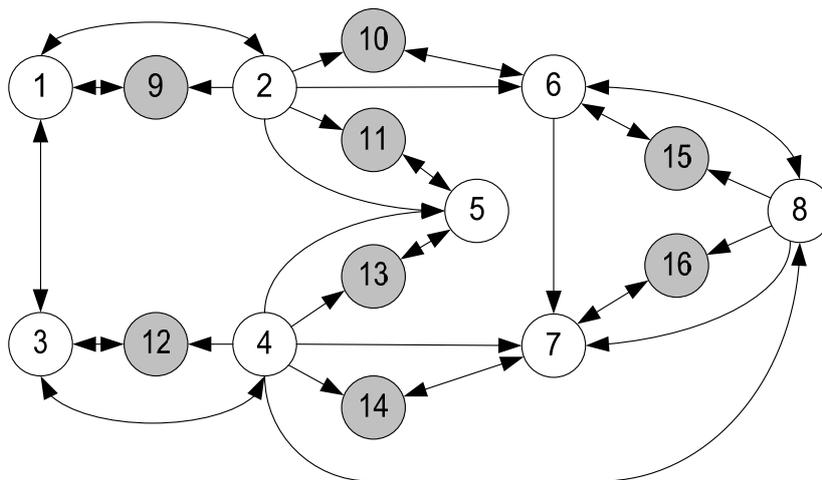
- indiretamente, através de uma base de dados histórica de contingências, elicitando os padrões de desligamentos forçados decorrentes de saídas forçadas.

Em princípio, a pesquisa em profundidade na topologia da rede seria desejável, mas não necessária, uma vez que se quer modelar apenas os equipamentos da vizinhança elétrica imediata que desligarão forçadamente. Uma pesquisa superficial na conectividade será suficiente. Este aspecto é importante no processo de manutenção do modelo, uma vez que modificações realizadas em um componente, só afetarão as arestas imediatas que dele se originam no modelo. O exemplo a seguir aplica estes conceitos a uma rede elétrica simples.

#### **Exemplo 40 – Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos**

A Figura 56 ilustra o Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos correspondente ao sistema elétrico exemplo na Figura 30. Para cada elemento onde se origina o desligamento, através de estudos de contingência, buscas em grafos da topologia da rede, conhecimento *a priori* de engenheiros, etc., determinam-se os pares de componentes que são afetados mutuamente pelo desligamento forçado do outro componente. Cada par identificado constitui uma aresta do grafo. Neste exemplo, as seguintes informações foram utilizadas na composição deste grafo, derivadas do conhecimento sobre o caso base de fluxo de carga e do sistema de proteção:

- A saída forçada de qualquer dos geradores 1 ou 2 desliga o outro gerador por sobrecarga;
- A saída forçada de um gerador desliga sua barra de geração pelo sistema de proteção;
- A saída forçada da barra 2 desliga as linhas 5 e 6 pelo sistema de proteção;
- A saída forçada da barra 4 desliga as linhas 5 e 7 pelo sistema de proteção;
- A saída forçada da linha 6 desliga a linha 7 por sobrecarga;
- A saída forçada da barra 8 desliga as linhas 6 e 7 pelo sistema de proteção; e
- A saída forçada da barra 4 desliga a barra 8 (com base no conhecimento *a priori* do analista) já que desliga os geradores provocando a falta de tensão.



*Figura 56 – Grafo de Adjacência Forçada*

Disjuntores estão hachurados no diagrama unifilar da Figura 30 e no grafo da Figura 56, mas excluídos nos modelos subsequentes, para simplificar o exemplo. Sua inclusão dependerá do interesse em se modelar explicitamente defeitos internos aos disjuntores, ou na representação do arranjo interno da subestação. Neste caso, cada disjuntor seria representado por um componente da rede, e modelado pelo mesmo conjunto de parâmetros que os demais elementos.

■

Além da falha individual de cada equipamento, a saída forçada de vários equipamentos pode ser oriunda de uma causa comum a todos eles. Estes defeitos originam-se normalmente em circuitos auxiliares de corrente contínua ou alternada, ou em sistemas de ar comprimido, óleo, vácuo, vapor e utilidades nas indústrias de processo, comuns a vários equipamentos. Modos de falha comuns podem ser representados no Grafo de Adjacência Forçada por nós e arestas adicionais relacionando os itens afetados, conforme ilustra o exemplo a seguir.

**Exemplo 41 – Modos de Falhas Comuns entre Equipamentos**

Uma falha comum aos geradores 1 e 3, e barramentos 2 e 4, do sistema elétrico da Figura 30, tais como a perda de uma alimentação auxiliar comum a estes componentes, que resultasse no desligamento simultâneo de todos eles, seria representado pelo nó fictício 17 da Figura 56.

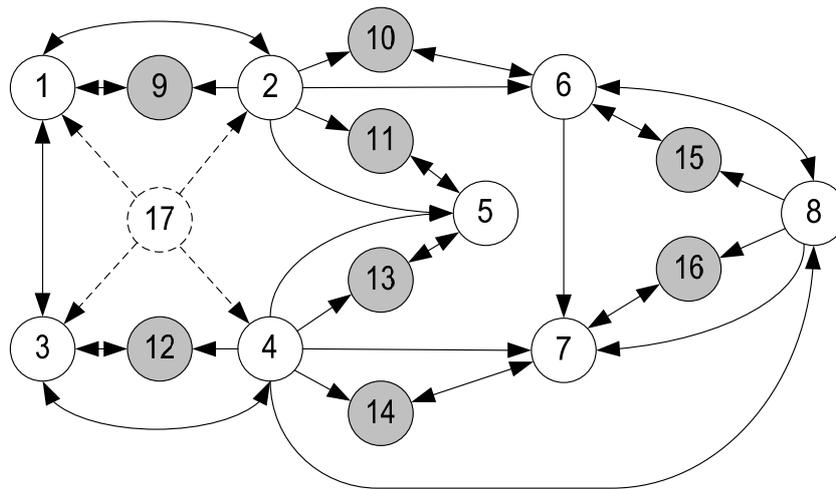


Figura 57 – Grafo de Adjacência Forçada com Modo de Falha Comum

■

As relações de adjacência forçada também podem ser modeladas utilizando Redes de Petri Estocásticas Generalizadas, atribuindo um significado diferente para cada marcação. Para isto, cada equipamento pode ser representado por um lugar na rede, e a presença de uma marcação neste lugar indicará que o componente foi desligado forçadamente. A relação de causalidade para desligamentos forçados em cascata pode ser modelada por uma transição entre lugares, conforme representado na Figura 58.

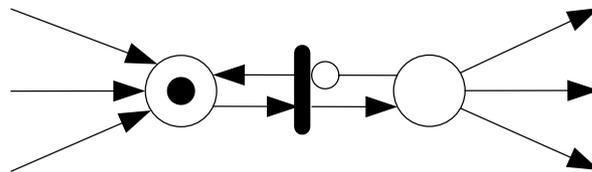
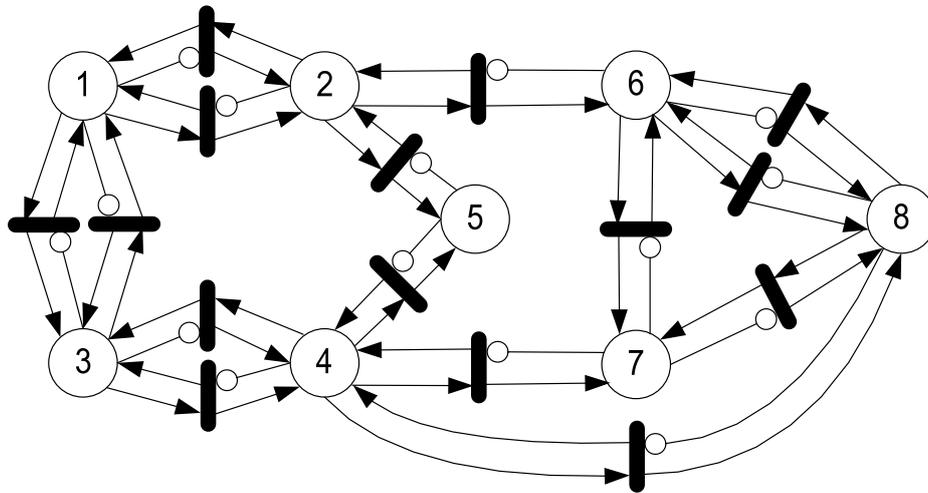


Figura 58 – Causalidade de Desligamentos em Redes de Petri

Nota-se que cada disparo de transição repõe a marcação no lugar de origem, garantindo que o desligamento original continua marcado. Esta configuração utiliza o conceito de armadilha (*trap*) de Redes de Petri, para representar a necessidade de uma ação externa para reconectar o equipamento. As transições também possuem arcos inibidores do lugar de destino, garantindo que ela só dispara se o lugar de destino não possuir marcação, ou seja, o equipamento só será desligado se estiver ligado. Isto também garante que cada lugar possuirá no máximo uma marcação, ou seja, cada equipamento só desligará uma vez. Na teoria das Redes de Petri, diz-se que a rede será segura pois só admite no máximo uma marca em cada lugar (PETERSON [190]). O exemplo a seguir complementa este conceito.

**Exemplo 42 – Rede de Petri de Adjacência Forçada**

Utilizando a causalidade de desligamentos, o grafo de adjacência da Figura 56 do sistema elétrico da Figura 30, pode ser modelado pela Rede de Petri da Figura 59. Nesta rede os disjuntores foram omitidos, para simplificar a representação.



*Figura 59 – Rede de Petri para Causalidades de Adjacência Forçada*

Nota-se que esta rede não possui marcação inicial, representando a condição operacional onde todos os equipamentos estão ligados, sem falhas.

■

Uma vez modelada, a Rede de Petri pode ser simulada simplesmente colocando marcações iniciais nos equipamentos causadores do desligamento, e observando sua propagação pelos demais elementos da rede, conforme exemplificado a seguir.

**Exemplo 43 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Forçada**

A Figura 60 ilustra a propagação de marcações disparadas por uma marca inicial colocada no lugar 6, simulando um desligamento forçado da linha de transmissão 6 da Empresa 3. Nota-se que este desligamento irá afetar, por sobrecarga, a linha de transmissão 7 da Empresa 4, e por falta de tensão, as cargas da barra 8, conforme a marcação final destes lugares. Esta simulação pode ser realizada manualmente, ou utilizando qualquer programa computacional de simulação de Redes de Petri, incluindo uma ferramenta (*toolbox*) do *MatLab*<sup>®</sup>.

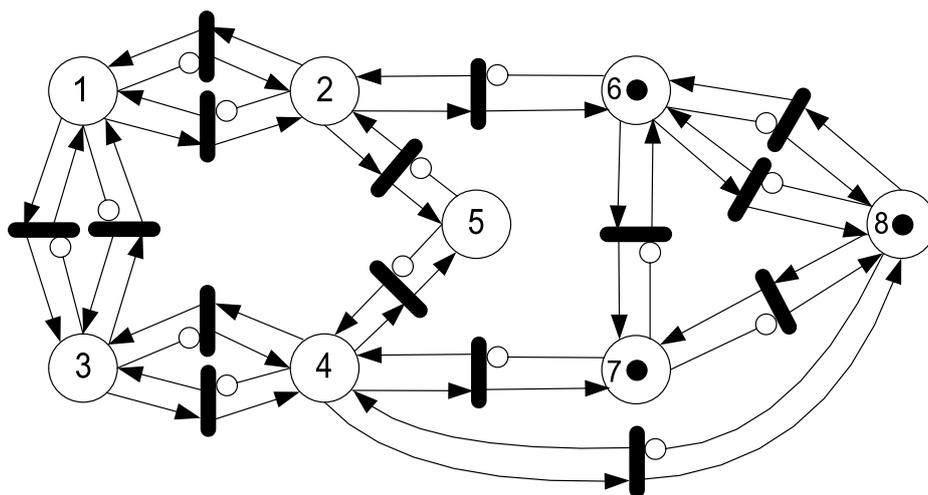


Figura 60 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Forçada

■

Situações especiais que envolvem simultaneidade de desligamentos também podem ser modeladas, mas exigem atenção especial. Isto ocorre normalmente em sistemas com esgotamento de capacidade de transmissão, após a saída forçada de um componente, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

#### Exemplo 44 – Sistema Elétrico com Limitação de Transmissão

Considere-se, por exemplo, o sistema da Figura 61, no qual as duas linhas 3 e 4 são necessárias para atendimento à carga da barra 5.

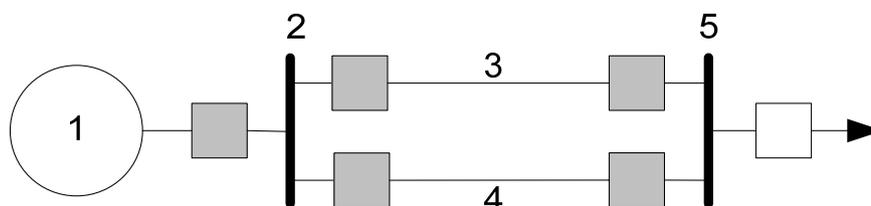


Figura 61 – Sistema Elétrico com Limitação de Transmissão

Se forem consideradas apenas as contingências simples de cada componente, o Grafo de Adjacência Forçada seria representado conforme a Figura 62, sem os arcos hachurados. Isto significaria que a barra 5 não seria afetada por qualquer das falhas no gerador 1, barra 2, ou linhas 3 e 4. Para considerar a contingência de saída simultânea das duas linhas, acrescentam-se os arcos hachurados 3-5 e 4-5, que propagam o desligamento de qualquer das linhas à barra 5.

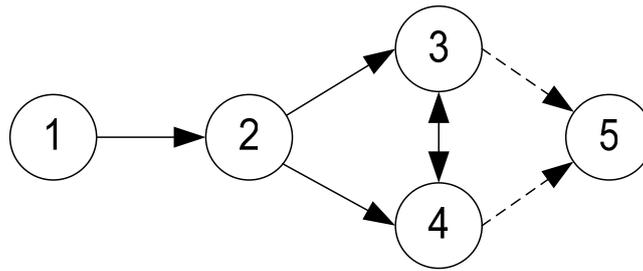


Figura 62 – Grafo de Adjacência Forçada com Limitação de Transmissão

■  
 Desta forma, é possível a modelagem de qualquer situação de simultaneidade de desligamentos forçados na rede, inclusive sistemas especiais de proteção de longa distância que utilizam redes de comunicação para transferência de disparos, exemplificado a seguir.

**Exemplo 45 – Esquemas Especiais de Proteção**

Um exemplo típico seria a modelagem de um Sistema Especial de Proteção (SEP ou qualquer de suas denominações em Inglês: WAMPS – *Wide Area Monitoring and Protection System*, WAPC - *Wide Area Protection and Control*, SIPS – *System Integrity Protection Scheme*, ou RAS – *Remedial Action System*) para corte de carga, quando da perda de um dos geradores da empresa 1 ou 2 no sistema elétrico modelo da Figura 30. O esquema prevê o desligamento seletivo das cargas do barramento 8 da empresa 4, representado no grafo da Figura 63 pelos disjuntores 18 e 19, e cargas 20 e 21. O esquema é modelado pelas linhas tracejadas na parte superior e inferior do grafo, representando o desligamento forçado destas cargas quando do desligamento forçado de qualquer dos geradores. Nota-se que a linha dupla interligando o *trip* forçado dos dois geradores no grafo de adjacência forçada da Figura 56 foi eliminada neste modelo, graças à implementação do esquema especial de restrição de carga. Esta operação ilustra a forma de simulação de diferentes configurações no projeto de sistemas especiais de proteção.

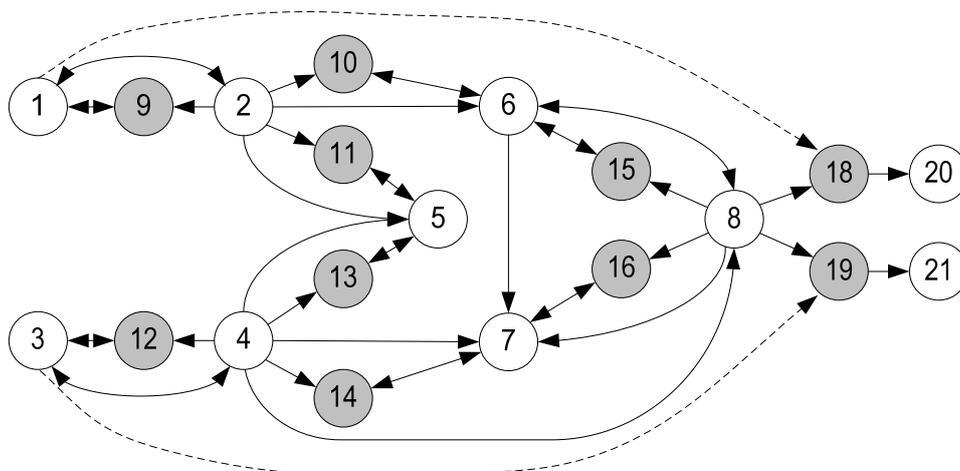


Figura 63 – Grafo de Esquemas Especiais de Proteção

A Figura 64 ilustra a Rede de Petri associada a este sistema, com o acréscimo dos lugares 20 e 21 representando os alimentadores da barra 8. Nota-se que as transições bidirecionais entre os lugares 1 e 3 também foram suprimidas, em relação à Rede de Petri da Figura 60, em função do esquema especial de proteção.

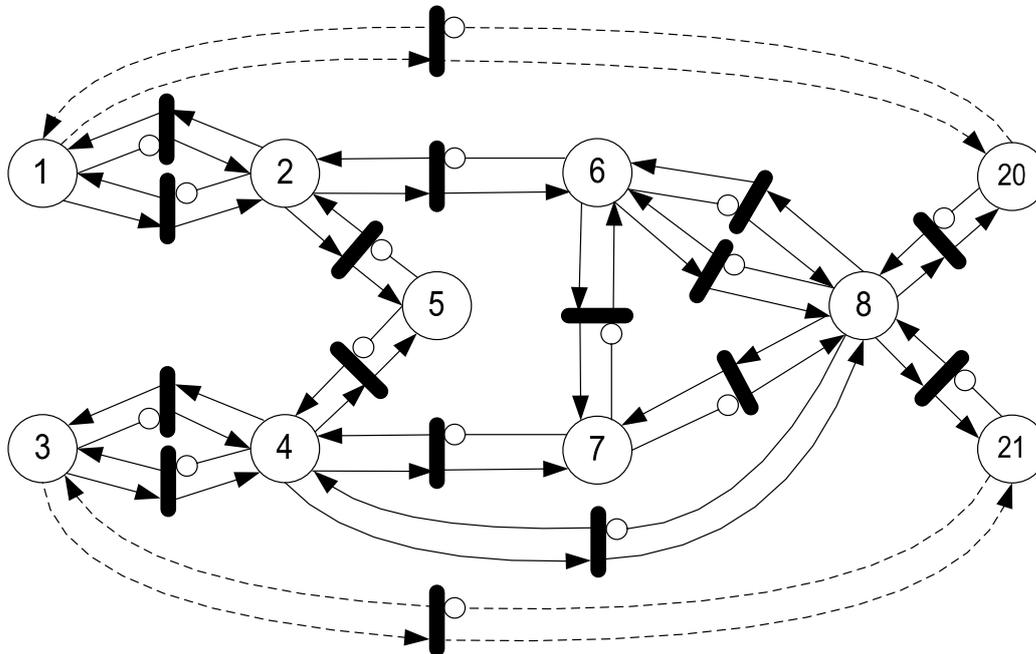


Figura 64 – Rede de Petri de Esquemas Especiais de Proteção

■

A complexidade gráfica desses modelos, para redes elétricas de grande porte, dificulta sua utilização de forma gráfica. Métodos de representação matemática mais sintéticos serão sugeridos, utilizando a Álgebra Matricial. Para modelar matematicamente estas redes, será utilizado o conceito de matriz de adjacência para grafos direcionados (HARARY [105]), assim definida:

**Definição 91** – *Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos*

Define-se uma Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos I, pela expressão:

$$\mathbf{I} = [I_{ij}] = p_i I p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \text{ indisponibiliza } p_j \text{ quando desliga forçadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (124)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos quaisquer da rede elétrica, e  $i, j \leq n$ .

■

Outras representações matriciais são possíveis para dígrafos, tais como a matriz de malhas, a matriz dos nós e a matriz dos cortes (SAVULESCU [204]). A escolha da matriz de adjacência deve-se à sua simplicidade e facilidade de representação, conforme demonstra o seguinte exemplo:

**Exemplo 46** – *Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos*

As relações de adjacência forçada do sistema modelo da Figura 30, representadas no grafo dirigido da Figura 56 são modeladas pela Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos do sistema modelo (Tabela 16):

*Tabela 16 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos*

$$\mathbf{I} = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc} & \text{Equipamento} & & & & & & & \\ \hline & \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{array} & \end{array} \quad (125)$$

Nesta matriz, as células diferentes de zero representam os arcos do grafo de adjacência forçada da Figura 57. O Apêndice B ilustra a codificação desta matriz em *MatLab*<sup>®</sup>, como entrada ao programa descrito no Apêndice A.

■

Indicadores do nível de causalidade entre os desligamentos forçados podem ser obtidos desta matriz como ilustra a seguinte definição:

**Definição 92 – Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos**

A soma das linhas da Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos fornece o Grau de Saída Adjacente Forçada  $I_o$  (*outdegree*) do vértice ou número de equipamentos desligados forçadamente por cada componente, enquanto a soma das colunas fornece o Grau de Entrada Adjacente Forçada  $I_I$  (*indegree*) do vértice ou número de equipamentos que provocam o desligamento forçado de cada elemento.

■

Estes graus podem ser avaliados vetorialmente para toda rede elétrica pelas expressões:

$$\mathbf{I}_o = [I_{oi}] = \mathbf{I} * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (126)$$

$$\mathbf{I}_I = [I_{ii}] = \mathbf{I}^T * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (127)$$

onde  $\mathbf{1} = [1 \ 1 \dots 1]^T$  é o vetor coluna unitário. Assim definidos, estes vetores estimam o nível de conectividade das relações de adjacência forçada entre os equipamentos, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 47 – Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos**

Os Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos do sistema modelo da Figura 30, modelados no grafo dirigido da Figura 56 são representadas na Tabela 17, resultados das expressões (126) e (127), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 17 – Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos*

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$I_O^T =$	2	3	2	4	0	2	0	2	(128)
$I_I^T =$	2	1	2	1	2	2	3	2	(129)

Nota-se que as linhas 5 e 7 possuem Grau de Saída Adjacente Forçada nulos, uma vez que seus desligamentos forçados não interferem na disponibilidade dos demais equipamentos. Já a barra 4 da Empresa 2 possui o maior grau de saída forçada, por desligar seu próprio gerador 2, as linhas 5 e 7, e a barra de carga 8. Em compensação, as barras 2 e 4 são os equipamentos menos afetados, com Grau de Entrada Adjacente Forçada igual a 1.

■

Quando o sistema for formado por várias empresas interligadas, a Matriz de Adjacência Forçada poderá ser obtida por composição das matrizes próprias de cada empresa, com as Matrizes de Interligação Forçada entre empresas, assim definidas:

**Definição 93 – Matrizes de Interligação Forçada**

Define-se uma Matriz de Interligação Forçada entre empresas  $I_{IJ}$ , pela expressão:

$$I_{IJ} = [I_{Iij}] = p_i I_{ij} p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \in S_I \text{ retira } p_j \in S_J \text{ quando sai forçadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (130)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos quaisquer das empresas  $S_I$  e  $S_J$ , respectivamente, em que  $i, j \leq n$  e  $I, J \leq N$ .

■

Cada Matriz de Interligação Forçada pode ser obtida bilateralmente, entre pares de empresas vizinhas, sem necessidade de conhecimento da topologia das demais empresas, bastando a informação das causalidades imediatas de desligamentos forçados entre elas, conforme ilustrado no exemplo a seguir:

**Exemplo 48 – Matrizes de Interligação Forçada**

A Figura 66 ilustra um grafo com as possíveis interligações entre sistemas, correspondentes às empresas conectadas da Figura 30. Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as Matrizes de Interligação Forçada identificadas.

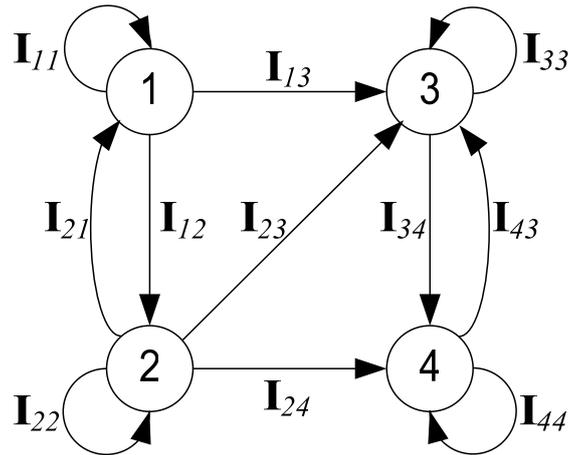


Figura 65 – Grafo de Interligação Forçada

Cada aresta neste grafo com início e fim no mesmo nó representa a Matriz de Adjacência Forçada própria, de cada empresa interligada. Neste exemplo, as seguintes matrizes são representadas, para as quatro empresas interligadas:

$$\left\{ \mathbf{I}_{11} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{22} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{33} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{44} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \right\}. \quad (131)$$

Cada Matriz de Interligação Forçada pode ser obtida pelos mesmos processos de eliciação da Matriz de Adjacência Forçada, limitando a análise às contingências entre pares de empresas. No exemplo em estudo, as seguintes matrizes definiriam estas interligações entre pares de empresas:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{I}_{12} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{13} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{21} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{23} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \\ \mathbf{I}_{24} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{34} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{I}_{43} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \end{array} \right\}. \quad (132)$$

■

A Matriz de Adjacência Forçada do sistema interligado será resultante da justaposição das Matrizes de Interligação Forçada entre as empresas, com as Matrizes de Adjacência Forçada de cada empresa. Se os equipamentos do sistema forem particionados entre as empresas interligadas, a matriz de adjacência também será dividida em submatrizes associadas, que definem as adjacências entre as empresas para desligamentos forçados. Cada submatriz na diagonal principal  $\mathbf{I}_{ii}$ , representará as adjacências forçadas entre os equipamentos da própria empresa  $i$ , enquanto as submatrizes fora da diagonal principal,  $\mathbf{I}_{ij}$ , modelam os desligamentos forçados por adjacências entre duas empresas vizinhas. O exemplo a seguir aplica estes conceitos a uma rede simples.

#### Exemplo 49 – Partição da Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas

A partição da Matriz de Adyacência Forçada entre as empresas do sistema modelo da Figura 30 encontra-se representada pela Tabela 18:

*Tabela 18 – Partição da Matriz de Adyacência Forçada entre Empresas*

$$\mathbf{I}_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \mathbf{Empresa\ 1} & \mathbf{Empresa\ 2} & \mathbf{Empresa\ 3} & \mathbf{Empresa\ 4} & \mathbf{EMPRESA} \\ \hline \mathbf{I}_{11} & \mathbf{I}_{12} & \mathbf{I}_{13} & \mathbf{I}_{14} & \mathbf{Empresa\ 1} \\ \hline \mathbf{I}_{21} & \mathbf{I}_{22} & \mathbf{I}_{23} & \mathbf{I}_{24} & \mathbf{Empresa\ 2} \\ \hline \mathbf{I}_{31} & \mathbf{I}_{32} & \mathbf{I}_{33} & \mathbf{I}_{34} & \mathbf{Empresa\ 3} \\ \hline \mathbf{I}_{41} & \mathbf{I}_{42} & \mathbf{I}_{43} & \mathbf{I}_{44} & \mathbf{Empresa\ 4} \\ \hline \end{array} \quad (133)$$

Cada elemento desta matriz é formado por uma submatriz, cujos elementos podem ser identificados pelo hachuramento da matriz da Tabela 16. Observa-se que as submatrizes  $\mathbf{I}_{14}$ ,  $\mathbf{I}_{31}$ ,  $\mathbf{I}_{32}$ ,  $\mathbf{I}_{41}$  e  $\mathbf{I}_{42}$  são nulas, indicando que não há desligamento forçado entre os pares de empresas 1-4, 3-1, 3-2, 4-1 e 4-2. As demais matrizes fora da diagonal principal modelam a transferência de desligamentos forçados entre as empresas interligadas. Na diagonal principal, apenas a matriz  $\mathbf{I}_{33}$  é nula, indicando a inexistência de causalidades diretas de desligamentos forçados entre os equipamentos da empresa 3. Este fato decorre da característica específica desta empresa, com ativos isolados, interligados apenas por ativos de outras empresas.

■

A quantificação do impacto imediato dos desligamentos forçados entre as empresas pode ser avaliado também por uma matriz quadrada de ordem  $N$ , assim definida:

**Definição 94 – Matriz de Adyacência Forçada entre Sistemas**

Define-se uma Matriz de Adyacência Forçada entre Sistemas  $\mathbf{I}_S$ , pela expressão:

$$\mathbf{I}_S = [I_{Sij}] = p_i \mathbf{I}_S p_j = \begin{cases} m, & \text{se } p_i \text{ desliga } m \text{ itens de } p_j \text{ se desliga forçadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (134)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são sistemas ou empresas quaisquer da rede elétrica, com  $i, j \leq N$ , em que  $N$  é o número de empresas modeladas, e  $I_{Sij}=m$  é o número de causalidades de desligamentos provocados na empresa  $j$  pela empresa  $i$ .

■

Esta matriz pode ser calculada a partir da Matriz de Adyacência Forçada entre Equipamentos  $\mathbf{I}$  e a Matriz de Sistemas  $\mathbf{S}$  pela expressão quadrática:

$$\mathbf{I}_S = [I_{Sij}] = \mathbf{S} * \mathbf{I} * \mathbf{S}^T, \quad i \leq N, \quad (135)$$

conforme mostrado no exemplo a seguir.

**Exemplo 50 – Matriz de Adyacência Forçada entre Sistemas**

A Matriz de Adyacência Forçada entre Sistemas para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 19, resultado da fórmula (135) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 19 – Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas

$$\mathbf{I}_S = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline 2 & 1 & 2 & 0 & \text{Empresa 1} \\ \hline 1 & 2 & 1 & 2 & \text{Empresa 2} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 2 & \text{Empresa 3} \\ \hline 0 & 0 & 1 & 1 & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (136)$$

A análise desta matriz conduz às seguintes constatações:

- Os elementos da diagonal principal indicam a quantidade de adjacências forçadas internas a cada empresa, um indicador da vulnerabilidade de cada empresa para propagação interna de desligamentos forçados. Nota-se em particular que na empresa 3 o desligamento da linha 5 ou 6 não afeta a outra linha da própria empresa. As empresas 1, 2 e 4 propagam internamente saídas forçadas de seus equipamentos, representadas pelos valores não nulos na diagonal principal.
- Os elementos fora da diagonal principal indicam a quantidade de adjacências forçadas entre as empresas. Os desligamentos forçados na empresa 1 afetam diretamente as empresas 2 e 3. Os da empresa 2 afetam todas as demais empresas, enquanto os da empresa 3 afetam apenas a empresa 4 e vice-versa.

■

Estas mesmas informações podem ser representadas por um grafo dirigido valorado, conforme a seguinte definição.

**Definição 95** – Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas

Pode-se modelar um Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas de uma rede elétrica por um grafo dirigido valorado definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{SI} = (\mathbf{S}, \mathbf{I}), \text{ onde:} \quad (137)$$

$$\mathbf{S} = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_N\} = \text{o conjunto de } N \text{ empresas ou subsistemas da rede,} \quad (138)$$

$$\mathbf{I}_{ij} = \{I_{11} \ I_{12} \ \dots \ I_{mN}\} = \text{o conjunto de } m \leq N^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \quad (139)$$

$$I_{jk} = (I_{jk}, S_j, S_k) = \text{o terno ordenado de elementos } S_j \# S_k \text{ da rede,} \quad (140)$$

representando o número de relações de desligamento forçado do subsistema ou empresa  $S_k$  provocados pelos desligamentos forçados no subsistema ou empresa  $S_j$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta representação, obtida diretamente da Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas.

**Exemplo 51** – Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas

A Figura 66 ilustra o Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas correspondente às empresas interligadas da Figura 30, modelada pela matriz da Tabela 19. Cada nó

neste grafo representa uma empresa, e as arestas as relações causais para desligamentos forçados.

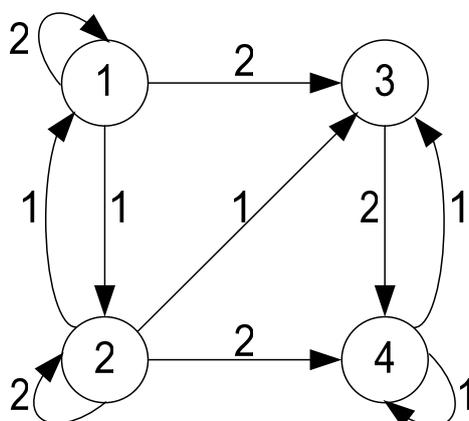


Figura 66 – Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas

Cada peso nas arestas desta figura representa a quantidade de relações de causalidade para desligamentos forçados entre as empresas. Valem neste caso as mesmas constatações do Exemplo 50 – Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas.

■

Estas matrizes e grafos são úteis na quantificação do impacto cruzado dos desligamentos forçados entre equipamentos, sistemas e empresas interligadas. Ambas modelam as causalidades imediatas entre desligamentos forçados, mas não incluem as causalidades secundárias tais como desligamentos em cascata, a partir das causalidades imediatas. Estas podem ser investigadas determinando os caminhos possíveis através do Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos, considerando a relação de transitividade para desligamentos forçados:

$$(p_i I p_j) \wedge (p_j I p_k) \rightarrow (p_i I p_k), \quad (141)$$

ou seja, se a saída forçada do componente  $p_i$  indisponibiliza o componente  $p_j$ , e a indisponibilidade forçada de  $p_j$  indisponibiliza o componente  $p_k$ , implica que a saída forçada de  $p_i$  indisponibiliza o componente  $p_k$ . Esta relação permite formalizar o conceito de desligamento forçado sequencial ou em cascata, pela seguinte definição:

**Definição 96** – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos

Define-se uma Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos  $\mathbf{I}^k$  de ordem  $k$  pela expressão:

$$\mathbf{I}^k = [I_{ij}^k] = p_i I^k p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \text{ indisponibiliza } p_j \text{ quando desliga forçadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (142)$$

através de uma sequência de saídas encadeadas de ordem  $k$ , e  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos quaisquer da rede.

■

Os caminhos transitivos de dois passos neste grafo podem ser determinados utilizando a Matriz de Adjacência Forçada, pela equação (HARARY [105]):

$$\mathbf{F}_I^1 = [F_{ii}^1] = (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^T \otimes \mathbf{f}_I^0, \quad i \leq n, \quad (143)$$

onde  $\mathbf{f}_I^0$  é um vetor binário de desligamentos primários intempestivos na rede, por causas próprias de cada componente, e  $\mathbf{F}_I^1$  é o vetor binário de outros desligamentos como consequências imediatas de  $\mathbf{f}_I^0$ . O operador matricial  $\otimes$  é o produto booleano interno disjuntivo dado por

$$\mathbf{A} \otimes \mathbf{B} = \left[ \bigvee_{k=1}^n (A_{ik} \wedge B_{kj}) \right], \quad i, j \leq n, \quad (144)$$

enquanto o operador matricial  $\oplus$  é a soma booleana dada por

$$\mathbf{A} \oplus \mathbf{B} = [A_{ij} \vee B_{ij}], \quad i, j \leq n. \quad (145)$$

Nestas expressões, o índice subscrito ( $i \leq n$ ) denota o equipamento da rede ao qual a variável se refere, enquanto o sobrescrito ( $k \geq 0$ ) denota o nível de causalidade ou sequencialidade nos desligamentos em cascata, onde “0” indica o desligamento original causador da cascata de desligamentos. Os desligamentos podem se propagar em níveis sucessivos, segundo a expressão:

$$\mathbf{F}_I^k = [F_{ii}^k] = (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^T \otimes \mathbf{F}_I^{k-1}, \quad i \leq n, \quad k \geq 0. \quad (146)$$

Expandindo esta expressão obtém-se, em função do vetor inicial  $\mathbf{f}_I^0$  de desligamentos forçados:

$$\mathbf{F}_I^k = [F_{ii}^k] = ((\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^k)^T \otimes \mathbf{f}_I^0, \quad i \leq n, \quad k \geq 0. \quad (147)$$

Ou seja, dada a matriz de adjacência forçada  $\mathbf{I}$ , calcula-se a Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem  $k$  pela expressão:

$$\mathbf{I}_{PF}^k = [I_{PFi}^k] = (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^k, \quad i \leq n, \quad k \geq 0. \quad (148)$$

O elemento  $(i,j)$  de  $\mathbf{I}_{PF}^k$  será igual a 1 se houver uma cadeia de desligamento forçado entre o componente  $i$  e  $j$  de pelo menos  $k$  passos; e zero caso contrário (HARARY [105]). O próximo exemplo ilustra este cálculo.

**Exemplo 52 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem  $k$**

As Matrizes de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 1 a 4, para as empresas da rede elétrica da figura 29, encontram-se representadas na Tabela 20 à Tabela 23, resultado da aplicação recursiva da fórmula (148), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 20 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 1

$$\mathbf{I}_{PF}^1 = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc} \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{1} & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{1} & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ \mathbf{1} & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{array} \\ \end{array} \quad (149)$$

Tabela 21 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 2

$$\mathbf{I}_{PF}^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc} \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{1} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ \mathbf{1} & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{1} & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ \mathbf{1} & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{array} \\ \end{array} \quad (150)$$

Tabela 22 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 3

$$\mathbf{I}_{PF}^3 = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc} \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{1} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{1} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{1} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{1} & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{array} \\ \end{array} \quad (151)$$

Tabela 23 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 4

$$\mathbf{I}_{PF}^4 = \begin{array}{c} \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \hline \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \hline \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \hline \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} \\ \hline \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{1} \\ \hline \end{array} \\ \end{array} \quad (152)$$

Observa-se que a matriz  $\mathbf{I}_{PF}^4$  é idêntica à matriz  $\mathbf{I}_{PF}^3$ , o mesmo acontecendo com as demais matrizes de ordem superior a 4. Isto significa que existe um limite de propagação dos desligamentos forçados, além do qual não ocorrerá mais propagação de saídas forçadas.

■

A propagação de desligamentos forçados também pode ser estudada através de potências inteiras da matriz de adjacência, usando a seguinte definição:

**Definição 97** – *Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $k$*

Define-se uma Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $k$  pela expressão:

$$\mathbf{I}^k = [I_{ij}^k] = p_i I^k p_j = \begin{cases} m, & \text{n}^\circ \text{ de caminhos de } k \text{ estágios que } p_i \text{ força } p_j \text{ a sair} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (153)$$

através de uma sequência de saídas encadeadas de ordem  $k$ , e  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos da rede.

■

Esta matriz pode ser calculada diretamente pela potência algébrica de ordem  $k$  da Matriz de Adjacência Forçada:

$$\mathbf{I}^k = [I_i^k] = \mathbf{I}^{k-1} * \mathbf{I}, \quad i \leq n, \quad k > 1, \quad (154)$$

onde  $\mathbf{I}^1 = \mathbf{I} =$  Matriz de Adjacência Forçada original. Nota-se que a soma dos elementos da coluna  $j$  da matriz  $\mathbf{I}^k$  fornece o número de maneiras em que o equipamento  $j$  pode ser desligado de forma forçada por todos os demais equipamentos em  $k$  estágios. Este conceito pode ser estendido para qualquer número de estágios, menores ou iguais a  $k$ , pela seguinte definição:

**Definição 98** – *Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq k$*

Define-se uma Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos  $\mathbf{I}^{\leq k}$  de ordem  $\leq k$  pela expressão:

$$\mathbf{I}^{-k} = [I_{ij}^{-k}] = p_i \mathbf{I}^{-k} p_j = \begin{cases} m_i n^\circ \text{ de caminhos de } \leq k \text{ est\u00e1gios que } p_i \text{ for\u00e7a } p_j \text{ a sair} \\ 0 \text{ caso contr\u00e1rio,} \end{cases} \quad (155)$$

atrav\u00e9s de uma seq\u00fc\u00eancia de sa\u00eddas encadeadas de ordem  $\leq k$ , e  $p_i$  e  $p_j$  s\u00e3o equipamentos da rede.

■

Esta matriz pode ser calculada diretamente pelas somas das pot\u00eancias alg\u00e9bricas de ordem  $k$  da Matriz de Adjac\u00eancia For\u00e7ada:

$$\mathbf{I}^{-k} = [I_i^{-k}] = \mathbf{I}^{-k-1} + \mathbf{I}^k, \quad i \leq n, k > 1, \quad (156)$$

onde  $\mathbf{I}^{-1} = \mathbf{I} =$  Matriz de Adjac\u00eancia For\u00e7ada original. Os exemplos seguintes ilustram o c\u00e1lculo destas matrizes:

### Exemplo 53 – Matriz de Adjac\u00eancia For\u00e7ada entre Equipamentos de Ordem $k$

As Matrizes de Adjac\u00eancia For\u00e7ada entre Equipamentos de Ordem 2 a 4, para as empresas da rede el\u00e9trica da figura 29, encontram-se representadas na Tabela 24 \u00e0 Tabela 26, resultado da aplica\u00e7\u00e3o recursiva da f\u00f3rmula (154), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Ap\u00eandice A.

Tabela 24 – Matriz de Adjac\u00eancia For\u00e7ada entre Equipamentos de Ordem 2

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{I}^2 =$	2	0	0	1	1	1	0	0	0
	0	1	1	0	0	0	1	1	1
	0	1	2	0	1	0	1	1	1
	1	0	0	1	0	1	1	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	1	1	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	1	1	0
	0	0	0	0	0	0	1	1	1

Tabela 25 – Matriz de Adjac\u00eancia For\u00e7ada entre Equipamentos de Ordem 3

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{I}^3 =$	0	2	3	0	1	0	2	2	2
	2	0	0	1	1	2	1	0	0
	3	0	0	2	1	2	1	0	0
	0	1	2	0	1	0	2	2	2
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	1	1	1
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	1	1	0
	0	0	0	0	0	0	1	1	0

Tabela 26 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 4

$$\mathbf{I}^4 = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \end{array} \\ \begin{array}{c} \mathbf{5} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{4} \\ \mathbf{3} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \end{array} \end{array} \quad (159)$$

Os elementos não nulos nas diagonais principais destas matrizes revelam desligamentos reflexivos, ou seja, desligamentos forçados que, uma vez iniciados em um equipamento, iriam se propagar na rede até atingir novamente o equipamento de origem, caso ele estivesse ligado.

■

**Exemplo 54 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq k$**

As Matrizes de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq 2$  a 4, para as empresas da rede elétrica da figura 29, encontram-se representadas na Tabela 27 à Tabela 29, resultado da aplicação recursiva da fórmula (156), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 27 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq 2$

$$\mathbf{I}^{-2} = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \end{array} \\ \begin{array}{c} \mathbf{2} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{1} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{1} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{1} \end{array} \end{array} \quad (160)$$

Tabela 28 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq 3$

$$\mathbf{I}^{-3} =$$

Equipamento							
1	2	3	4	5	6	7	8
2	3	4	1	2	1	2	2
3	1	1	1	2	3	2	1
4	1	2	3	2	2	2	1
1	1	3	1	2	1	4	3
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1	3	2
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	2	3	1

(161)

Tabela 29 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq 4$

$$\mathbf{I}^{-4} =$$

Equipamento							
1	2	3	4	5	6	7	8
7	3	4	4	4	5	4	2
3	3	4	1	3	3	5	4
4	4	7	3	4	2	6	5
4	1	3	3	3	4	6	3
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	2	4	2
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	2	4	2

(162)

Novamente, os elementos não nulos nas diagonais principais destas matrizes revelam desligamentos reflexivos, ou seja, desligamentos forçados que, uma vez iniciados em um equipamento, iriam se propagar na rede até atingir novamente o equipamento de origem.

■

Estas simulações revelam a capacidade dos modelos em reproduzir as causalidades e cascatas de desligamentos forçados em redes elétricas, sendo utilizadas posteriormente na definição do conceito de alcançabilidade para desligamentos forçados entre componentes. A modelagem da adjacência de desligamentos programados obedece aos mesmos princípios da adjacência forçada.

### 11.3. Modelo de Adjacência Programada

Seguindo os mesmos princípios, pode-se estudar as relações de causalidade entre desligamentos programados na rede elétrica introduzindo o seguinte conceito:

**Definição 99** – *Modelo de Adjacência Programada*

Um Modelo de Adjacência Programada relaciona a dependência operacional ou programática entre os equipamentos cuja indisponibilidade programada sempre ocorra em conjunto. Por indisponibilidade programada entende-se o desligamento

de um item para manutenção preventiva, ou por razões operacionais, podendo-se programar com antecedência o instante em que ocorrerá.

■

Isto significa que o operador do sistema tem tempo suficiente para planejar ações preventivas de mitigação das consequências do desligamento programado, tais como redespacho de geração ou transferência de cargas. O exemplo a seguir ilustra este conceito, para dois equipamentos de uma rede elétrica.

### Exemplo 55 – Modelo de Adjacência Programada

A Figura 70 ilustra este conceito através de uma Rede de Petri Estocástica Generalizada, formada pela conexão de duas subredes de Petri representando os elementos  $i$  e  $j$ , na qual estão modeladas simultaneamente as adjacências forçadas e programadas, adequadas para simulação. Estas adjacências são representadas por transições instantâneas, diferenciadas das transições estocásticas que modelam cada componente isoladamente.

Inicialmente admita-se que ambos os componentes  $i$  e  $j$  estejam disponíveis para operação, o que é representado pelas duas marcas nos lugares Disponíveis na Rede de Petri. Se a transição estocástica de Saída Programada do componente  $i$  dispara, sua marca migra para o lugar Indisponível Programado, habilitando a transição instantânea Adjacência Programada, junto com a marca de Disponível do componente  $j$ . O disparo desta transição irá retirar a marca do lugar Disponível no componente  $j$ , e colocá-la no lugar Indisponível Programado. A marca de Indisponível Programado do componente  $i$  será repostada pelo disparo (*trap*) desta mesma transição, preservando sua condição de desligado.

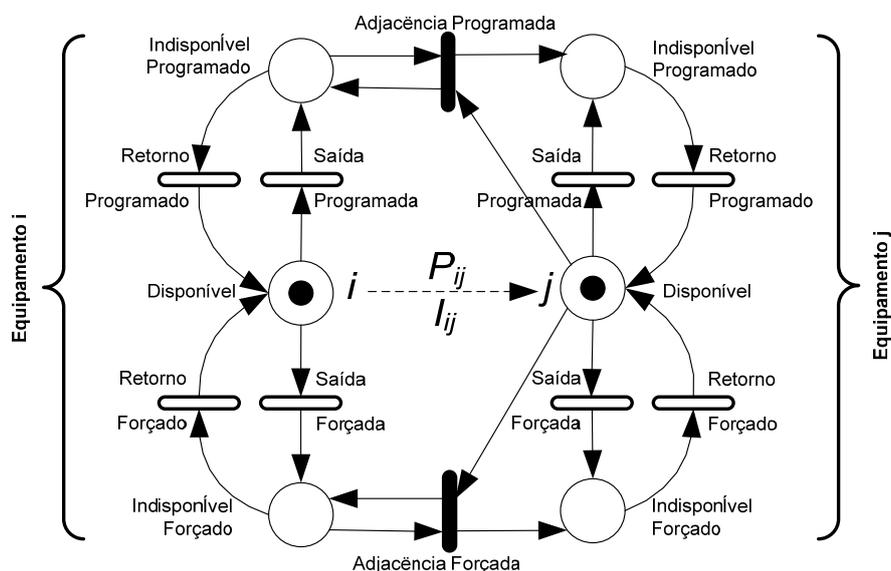


Figura 67 – Rede de Petri de Adjacência Programada e Forçada

■

O conceito de Adjacência Programada aplica-se, por exemplo, a disjuntores com suas linhas ou transformadores, componentes que se sobrecarregam com a saída

de outros, equipamentos de uma mesma zona de proteção, itens distintos desligados para evitar sobrecarga, itens remotos desligados para evitar atuação de sistemas de alívio de carga, ou itens de sistemas radiais, etc. Para modelar a adjacência programada existente entre todos os equipamentos de um sistema interligado, o seguinte grafo será definido:

**Definição 100 – Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos**

Pode-se modelar um Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos de uma rede elétrica, por um grafo direcional ou dígrafo definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_p = (\mathbf{V}, \mathbf{P}), \text{ onde:} \quad (163)$$

$$\mathbf{V} = \{V_1 \quad V_2 \quad \dots \quad V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ elementos da rede,} \quad (164)$$

$$\mathbf{P} = \{P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad P_m\} = \text{o conjunto de } m \leq n^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \quad (165)$$

$$P_k = (V_i, V_j) = \text{o par ordenado de elementos } i \neq j, \quad (166)$$

representando a relação de causalidade dos desligamentos programados do componente  $j$  em relação ao componente  $i$ .

■

Adicionalmente, pode-se modelar o grau de causalidade dos desligamentos por uma probabilidade condicional  $p_{Pij}$  dada por:

$$p_{Pij} = P(V_j | V_i), \quad i \neq j, \quad (167)$$

onde  $p_{Pij}$  é a probabilidade de saída programada do equipamento  $j$ , dada a saída programada do equipamento  $i$ . Esta probabilidade pode ser ajustada para representar qualquer grau de acoplamento, variando da independência  $p_{Pij} = P(V_j)$ , onde a saída do equipamento  $i$  não interfere no equipamento  $j$ , até a dependência completa ou determinística  $p_{Pij} = 1$ . Nestes casos, o Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos representará uma Rede Bayesiana das relações de causalidade para desligamentos programados. Nos sistemas elétricos, estas relações podem ser obtidas de várias maneiras:

- preferencialmente de estudos de planejamento da operação, para manutenção em equipamentos primários, usando métodos de pesquisa em superfície em grafos de conectividade da rede, e outros métodos;
- diretamente do conhecimento *a priori* de planejadores de manutenção e analistas de sistemas de potência, com base em sua experiência; ou
- indiretamente, através de uma base de dados histórica de operação e manutenção, elicitando os padrões de desligamentos programados decorrentes de uma saída para manutenção.

Em princípio, a pesquisa em profundidade na topologia da rede seria desejável, mas não necessária, uma vez que se quer modelar apenas os equipamentos da vizinhança elétrica imediata que desligarão programadamente. Uma pesquisa superficial na conectividade será suficiente. Este aspecto é importante no processo de manutenção do modelo, uma vez que modificações realizadas em um

componente, só afetarão as arestas imediatas que dele se originam no modelo. O exemplo a seguir aplica este conceito a uma rede elétrica simples.

### Exemplo 56 – Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos

A Figura 68 ilustra o grafo resultante da matriz anterior, correspondente ao sistema elétrico exemplo na Figura 30. Para cada elemento onde se origina um desligamento programado, através de estudos de contingência, buscas em grafos da topologia da rede, conhecimento *a priori* de engenheiros, etc., determinam-se os pares de componentes que são afetados mutuamente pelo desligamento programado do outro componente. Cada par identificado constitui uma aresta do grafo.

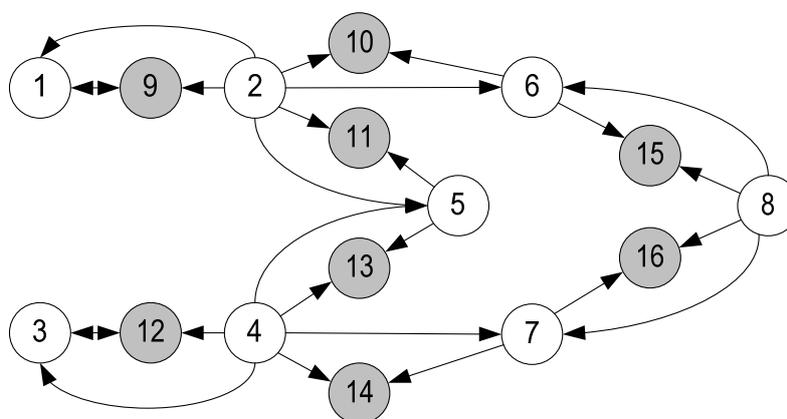


Figura 68 – Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos

As seguintes informações foram utilizadas na construção deste grafo:

- O desligamento programado de qualquer barra desliga os equipamentos conectados a esta barra; e
- O desligamento programado de qualquer dos geradores pode ser feito sem desligar outros equipamentos, através de redespacho de geração e carga no sistema.

■

Desligamentos programados comuns ou simultâneos também podem ser representados por nós fictícios relacionados aos equipamentos afetados, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

### Exemplo 57 – Desligamentos Programados Comuns

O Desligamento Programado Comum dos geradores 1 e 3, com os barramentos 2 e 4 no sistema elétrico da Figura 30, para manutenção em um item comum (serviço auxiliar, por exemplo) seria representado pelo nó fictício 17 do grafo da Figura 69.

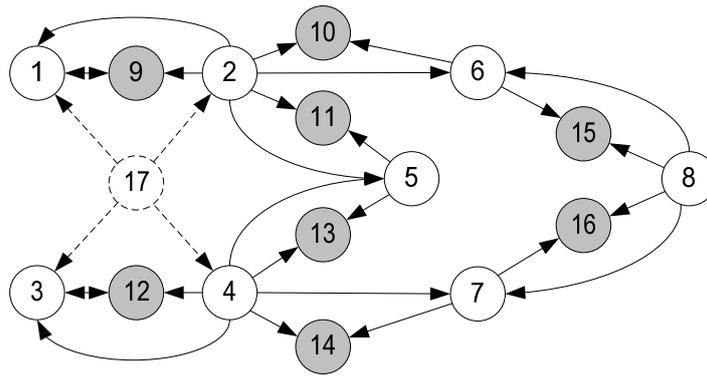


Figura 69 – Grafo de Desligamentos Programados Comuns

Disjuntores estão hachurados no desenho e nestes grafos, mas excluídos da matriz, para simplificar o modelo. A exemplo da adjacência forçada, sua inclusão dependerá do interesse em se modelar explicitamente desligamentos programados dos disjuntores. Itens que, por conveniência, mas não necessariamente, sejam programados em conjunto, podem ser representados por nós fictícios (pontilhados no grafo), relacionados aos itens programados.

■

A exemplo do modelo de adjacência forçada, também é possível representar o modelo de adjacência programada através de uma Rede de Petri Estocástica Generalizada, ilustrada a seguir.

#### Exemplo 58 – Rede de Petri de Adjacência Programada

O grafo de adjacência programada da Figura 68 do sistema elétrico exemplo da Figura 30 pode ser modelado pela Rede de Petri Estocástica Generalizada da Figura 70 usando o padrão de causalidade de desligamentos da Figura 58. Também nesta rede os disjuntores foram omitidos, para simplificar a representação. Os lugares não possuem marcas iniciais modelando a condição operacional onde todos os equipamentos estão disponíveis para operação.

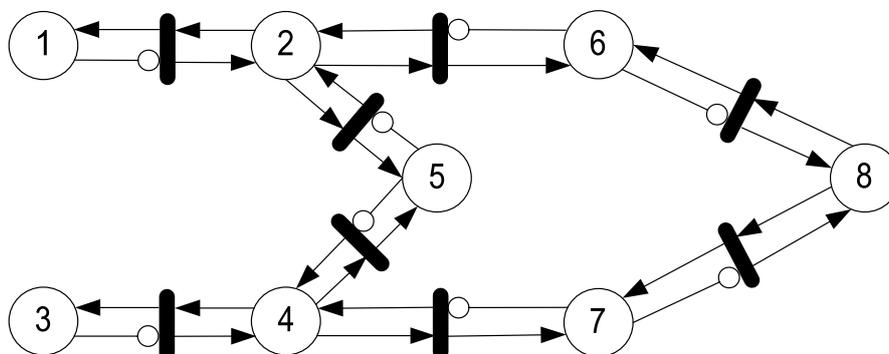


Figura 70 – Rede de Petri para Causalidades de Adjacência Programada

■

Uma vez modelada, a Rede de Petri pode ser simulada simplesmente colocando marcações iniciais nos equipamentos causadores do desligamento, e observando sua propagação pelos demais elementos da rede, como mostra o seguinte exemplo:

**Exemplo 59 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Programada**

A Figura 71 ilustra a simulação da propagação de marcações disparadas por uma marca inicial colocada no lugar 2, simulando um desligamento programado da barra 2 da Empresa 1 do sistema da Figura 30. Nota-se que este desligamento irá afetar as linhas de transmissão 5 e 6 da Empresa 3, e o próprio gerador 1 da Empresa 1, conforme ilustram as marcações desta rede.

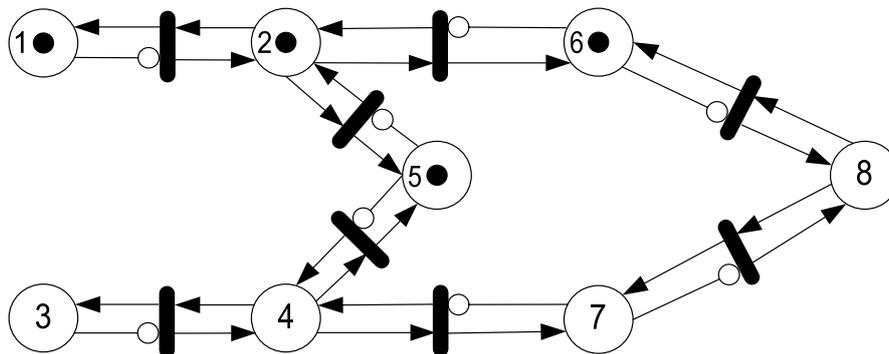


Figura 71 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Programada

Este resultado pode ser obtido por propagação manual das marcas na rede, ou usando qualquer simulador ou ferramenta (*toolbox*) de Redes de Petri do *MatLab*<sup>®</sup>.

■

Situações específicas que envolvem simultaneidade de desligamentos programados também podem ser modeladas, mas exigem atenção especial, conforme ilustra o exemplo seguinte.

**Exemplo 60 – Sistema com Limitação de Transmissão**

Considere-se novamente o sistema da Figura 61, no qual as duas linhas 3 e 4 são necessárias para atendimento à carga da barra 5. Se forem considerados apenas os desligamentos programados de cada componente, o grafo de adjacência programada seria representado conforme a Figura 72, sem os arcos hachurados. Isto significaria que a barra 5 não seria afetada por qualquer das manutenções no gerador 1, barra 2, ou linhas 3 e 4. Para considerar o desligamento programado simultâneo das duas linhas, acrescentam-se os arcos hachurados 3-5 e 4-5, que propagam o desligamento programado de qualquer das linhas à barra 5.

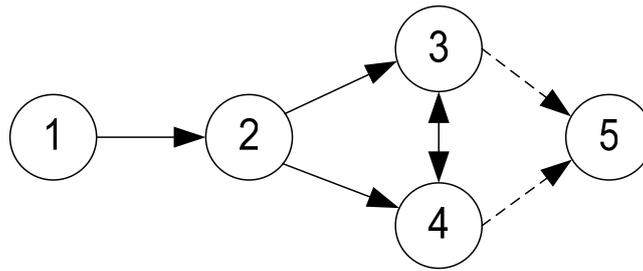


Figura 72 – Grafo de Adjacência Programada com Limitação de Transmissão

■  
 Desta forma, é possível a modelagem de qualquer situação de simultaneidade de desligamentos programados na rede. Para modelar matematicamente estas redes, será utilizado novamente o conceito de matriz de adjacência para grafos direcionados (HARARY [105]), assim definido:

**Definição 101 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos**

Pode-se definir uma Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos P, pela expressão:

$$P = [p_{ij}] = p_i P p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \text{ indisponibiliza } p_j \text{ quando sai planejado} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (168)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos quaisquer da rede elétrica, e  $i, j \leq n$ .

■  
 A exemplo da matriz de adjacência forçada, outras representações matriciais são possíveis para a adjacência programada, tais como a matriz de malhas, a matriz dos nós e a matriz dos cortes (SAVULESCU [204]). A escolha da matriz de adjacência deve-se à sua simplicidade e facilidade de representação, conforme demonstra o seguinte exemplo:

**Exemplo 61 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos**

No sistema modelo da Figura 30, através de estudos de planejamento da operação e manutenção, determinam-se os pares de componentes que são afetados mutuamente pelo desligamento programado do outro componente, resultando na Matriz de Adjacência Programada: (Tabela 30).

Tabela 30 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos

$$\mathbf{P} = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc} \hline & \text{Equipamento} & & & & & & & \\ \hline & \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \hline \end{array} & & & & & & & & \\ \hline \end{array} \quad (169)$$

Nesta matriz as células diferentes de zero representam os arcos do Grafo de Adjacência Programada da Figura 68. O Apêndice B ilustra a codificação desta matriz em *MatLab*<sup>®</sup>, como entrada ao programa descrito no Apêndice A.

■

Diversos indicadores do nível de causalidade entre os desligamentos programados podem ser obtidos desta matriz como ilustra a seguinte definição:

**Definição 102 – Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos**

A soma das linhas da Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos fornece o Grau de Saída Adjacente Programada  $P_o$  (*outdegree*) do vértice ou número de equipamentos desligados programadamente por cada componente, enquanto a soma das colunas fornece o Grau de Entrada Adjacente Programada  $P_I$  (*indegree*) do vértice ou número de equipamentos que provocam o desligamento programado de cada elemento.

■

Estes graus podem ser avaliados vetorialmente para toda rede elétrica pelas expressões:

$$\mathbf{P}_o = [P_{oi}] = \mathbf{P} * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (170)$$

$$\mathbf{P}_I = [P_{Ii}] = \mathbf{P}^T * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (171)$$

onde  $\mathbf{1} = [1 \ 1 \dots 1]^T$  é o vetor coluna unitário. Assim definidos, estes vetores estimam o nível de conectividade e densidade das relações de adjacência programada entre os equipamentos, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 62 – Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos**

Os Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos do sistema modelo da Figura 30, modelados no grafo dirigido da Figura 68 são representados na Tabela 31, resultantes das expressões (181) e (182), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 31 – Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$P_O^T =$	0	3	0	3	0	0	0	2	(172)
$P_I^T =$	1	0	1	0	2	2	2	0	(173)

Nota-se que apenas as barras (2, 4 e 8) possuem Graus de Saída Adjacente Programada não nulos, uma vez que seus desligamentos programados interferem na disponibilidade dos demais equipamentos. Em compensação, não são afetados por desligamentos programados nos demais equipamentos, possuindo Graus de Entrada Adjacente Forçada nulos.

■

Quando o sistema for formado por várias empresas interligadas, a Matriz de Adjacência Programada poderá ser obtida por composição das matrizes próprias de cada empresa, com as Matrizes de Interligação Programada entre empresas, assim definidas:

**Definição 103 – Matrizes de Interligação Programada**

Define-se uma Matriz de Interligação Programada entre empresas  $P_{IJ}$ , pela expressão:

$$P_{IJ} = [P_{IJij}] = p_i P_{IJ} p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \in S_I \text{ retira } p_j \in S_J \text{ quando sai programado} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (174)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos quaisquer das empresas  $S_I$  e  $S_J$ , respectivamente, em que  $i, j \leq n$  e  $I, J \leq N$ .

■

Cada Matriz de Interligação Programada pode ser obtida bilateralmente, entre pares de empresas vizinhas, sem necessidade de conhecimento da topologia das demais empresas, bastando a informação das causalidades imediatas de desligamentos programados entre elas, conforme ilustrado no exemplo a seguir:

**Exemplo 63 – Matrizes de Interligação Programada**

A Figura 73 ilustra um grafo com as possíveis interligações entre sistemas, correspondentes às empresas conectadas da Figura 30. Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as Matrizes de Interligação Programada identificadas.

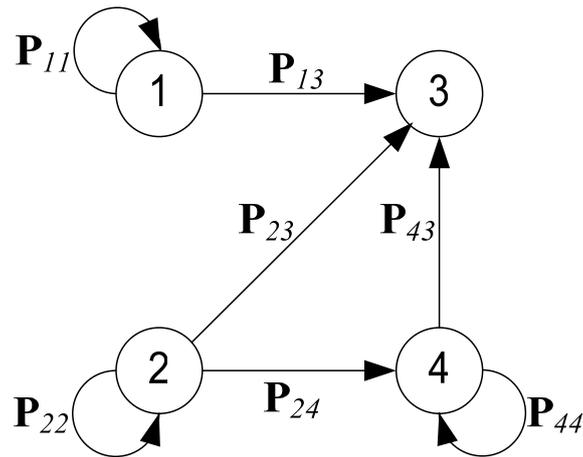


Figura 73 – Grafo de Interligação Programada

Cada aresta neste grafo com início e fim no mesmo nó representa a Matriz de Adjacência Programada própria, de cada empresa interligada. Neste exemplo, as seguintes matrizes são representadas:

$$\left\{ \mathbf{P}_{11} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{P}_{22} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{P}_{44} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \right\}. \quad (175)$$

Cada Matriz de Interligação Programada pode ser obtida pelos mesmos processos de elicitação da Matriz de Adjacência Programada, limitando a análise às programações de desligamentos entre pares de empresas. No exemplo em estudo, as seguintes matrizes definiriam estas interligações:

$$\left\{ \mathbf{P}_{13} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{P}_{23} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{P}_{24} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{P}_{43} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \right\}. \quad (176)$$

■

A Matriz de Adjacência Programada do sistema interligado será resultante da justaposição das Matrizes de Interligação Programada entre as empresas, com as Matrizes de Adjacência Programada de cada empresa. Particionando os equipamentos do sistema entre as empresas interligadas, a Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos será dividida em submatrizes que definem as adjacências entre as empresas para desligamentos programados. Cada submatriz na diagonal principal  $\mathbf{P}_{ii}$ , representa as adjacências programadas entre os equipamentos da própria empresa  $i$ , enquanto as submatrizes fora da diagonal principal,  $\mathbf{P}_{ij}$ , modelam os desligamentos programados pelas adjacências entre duas empresas vizinhas. O exemplo a seguir ilustra esta partição.

#### Exemplo 64 – Partição da Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas

A partição da Matriz de Adjacência Programada entre as empresas do sistema modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 32:

Tabela 32 – Partição da Matriz de Adjacência Programada entre Empresas

$$\mathbf{P}_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline \mathbf{[P_{11}]} & \mathbf{[P_{12}]} & \mathbf{[P_{13}]} & \mathbf{[P_{14}]} & \text{Empresa 1} \\ \hline \mathbf{[P_{21}]} & \mathbf{[P_{22}]} & \mathbf{[P_{23}]} & \mathbf{[P_{24}]} & \text{Empresa 2} \\ \hline \mathbf{[P_{31}]} & \mathbf{[P_{32}]} & \mathbf{[P_{33}]} & \mathbf{[P_{34}]} & \text{Empresa 3} \\ \hline \mathbf{[P_{41}]} & \mathbf{[P_{42}]} & \mathbf{[P_{43}]} & \mathbf{[P_{44}]} & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (177)$$

Cada elemento desta matriz é formado por uma submatriz, cujos elementos podem ser identificados pelo hachuramento da matriz da Tabela 30. Observa-se que as submatrizes  $\mathbf{P}_{12}$ ,  $\mathbf{P}_{14}$ ,  $\mathbf{P}_{21}$ ,  $\mathbf{P}_{31}$ ,  $\mathbf{P}_{32}$ ,  $\mathbf{P}_{34}$ ,  $\mathbf{P}_{41}$  e  $\mathbf{P}_{42}$  são nulas, indicando que não há necessidade de desligamento programado entre os pares de empresas 1-2, 1-4, 2-1, 3-1, 3-2, 3-4, 4-1 e 4-2. As demais matrizes fora da diagonal principal modelam a necessidade de desligamentos programados entre as empresas interligadas. Na diagonal principal, apenas a matriz  $\mathbf{P}_{33}$  é nula, indicando a inexistência de causalidades diretas de desligamentos programados entre os equipamentos da empresa 3. Este fato decorre da característica específica desta empresa, com ativos isolados, interligados apenas por ativos de outras empresas.

■

A quantificação do impacto imediato dos desligamentos programados entre as empresas pode ser avaliado também por uma matriz quadrada de ordem  $N$ , assim definida:

**Definição 104 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas**

Define-se uma Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas  $\mathbf{P}_S$ , pela expressão:

$$\mathbf{P}_S = [\mathbf{P}_{Sij}] = p_i \mathbf{P}_S p_j = \begin{cases} m, & \text{se } p_i \text{ desliga } m \text{ itens de } p_j \text{ programadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (178)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são sistemas ou empresas quaisquer da rede elétrica,  $\mathbf{P}_{Sij}=m$  é o número de causalidades de desligamentos programados provocados na empresa  $j$  pela empresa  $i$ , e  $i, j \leq N$ .

■

Esta matriz pode ser calculada a partir da Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos  $\mathbf{P}$  e a Matriz de Sistemas  $\mathbf{S}$  pela expressão quadrática:

$$\mathbf{P}_S = [\mathbf{P}_{Sij}] = \mathbf{S} * \mathbf{P} * \mathbf{S}^T, \quad i \leq N, \quad (179)$$

conforme ilustra o exemplo a seguir.

**Exemplo 65 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas**

A Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 33, resultado da fórmula (179) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 33 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas

$\mathbf{P}_S =$	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	<b>EMPRESA</b>	(180)
	1	0	2	0	<b>Empresa 1</b>	
	0	1	1	1	<b>Empresa 2</b>	
	0	0	0	0	<b>Empresa 3</b>	
	0	0	1	1	<b>Empresa 4</b>	

A análise desta matriz conduz às seguintes constatações:

- Os elementos da diagonal principal indicam a quantidade de adjacências programadas internas a cada empresa como medida da facilidade própria de liberação planejada dos equipamentos. Nota-se em particular que na empresa 3 o desligamento programado da linha 5 ou 6 não afeta a outra linha da própria empresa, indicado pelo zero na diagonal principal. As empresas 1, 2 e 4 propagam internamente saídas programadas de seus equipamentos, representadas pelos valores não nulos na diagonal principal.
- Os elementos fora da diagonal principal estimam a dependência entre as empresas para desligamentos programados. Os desligamentos programados na empresa 1 afetam diretamente apenas a empresa 3. Os da empresa 2 afetam as empresas 3 e 4, enquanto os da empresa 3 não afetam as demais empresas. Os desligamentos na empresa 4 podem afetar os equipamentos da empresa 3.

■

Estas mesmas informações podem ser representadas por um grafo dirigido valorado, conforme a seguinte definição.

**Definição 105 – Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas**

Pode-se modelar um Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas para uma rede elétrica por um grafo dirigido valorado definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{SP} = (\mathbf{S}, \mathbf{P}), \text{ onde:} \quad (181)$$

$$\mathbf{S} = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_N\} = \text{o conjunto de } N \text{ empresas ou subsistemas da rede,} \quad (182)$$

$$\mathbf{P}_{ij} = \{P_{i1} \ P_{i2} \ \dots \ P_{iN}\} = \text{o conjunto de } m \leq N^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \quad (183)$$

$$P_{jk} = (l_{jk}, S_j, S_k) = \text{o terno ordenado de elementos } S_j \# S_k \text{ da rede,} \quad (184)$$

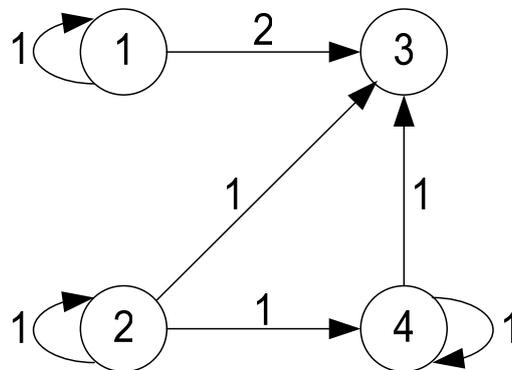
representando o número de relações de desligamento programado do subsistema ou empresa  $S_k$  provocados pelos desligamentos programados no subsistema ou empresa  $S_j$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta representação para desligamentos programados entre empresas, obtida da Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas.

**Exemplo 66 – Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas**

A Figura 74 ilustra o Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas correspondente às empresas interligadas da Figura 30, modelada pela matriz da Tabela 33.



*Figura 74 – Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas*

Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as relações de causalidade para desligamentos programados. Os pesos nas arestas representam as quantidades de relações de causalidade entre desligamentos programados entre as empresas. Valem neste caso as mesmas constatações do Exemplo 65 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas.

■

Nota-se que estas matrizes listam causalidades imediatas entre desligamentos programados, entre os equipamentos e entre empresas e sistemas, mas não incluem, necessariamente, causalidades secundárias tais como desligamentos programados em cascata, a partir das causalidades imediatas. Estas causalidades podem ser investigadas determinando os caminhos possíveis através do Grafo de Adjacência Programada, considerando a relação de transitividade para desligamentos programados:

$$(p_i P p_j) \wedge (p_j P p_k) \rightarrow (p_i P p_k), \quad (185)$$

ou seja, se a saída programada do componente  $p_i$  indisponibiliza o componente  $p_j$ , e a indisponibilidade de  $p_j$  indisponibiliza o componente  $p_k$ , implica que a saída programada de  $p_i$  indisponibiliza o componente  $p_k$ . Esta relação permite formalizar o conceito de desligamento programado sequencial ou em cascata, pela seguinte definição:

**Definição 106 – Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos**

Define-se uma Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos  $\mathbf{P}^k$  de ordem  $k$  pela expressão:

$$\mathbf{P}^k = [P_{ij}^k] = p_i P^k p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \text{ indisponibiliza } p_j \text{ ao desligar programadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (186)$$

através de uma sequência de saídas encadeadas de ordem  $k$ , e  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos da rede.

■

Os caminhos transitivos de dois passos neste grafo podem ser determinados utilizando a Matriz de Adjacência Programada, pela equação (HARARY [105]):

$$\mathbf{F}_p^1 = [F_{pi}^1] = (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^T \otimes \mathbf{f}_p^0, \quad i \leq n, \quad (187)$$

onde  $\mathbf{f}_p^0$  é um vetor binário de desligamentos programados na rede, de cada componente, e  $\mathbf{F}_p^1$  é o vetor binário de outros desligamentos programados como consequências imediatas de  $\mathbf{f}_p^0$ . Os operadores matriciais  $\otimes$  e  $\oplus$  realizam as operações booleanas definidas nas equações (144) e (145) respectivamente. O índice subscrito ( $i \leq n$ ) denota o equipamento da rede ao qual a variável se refere, enquanto o sobrescrito ( $k \geq 0$ ) denota o nível de causalidade ou sequencialidade nos desligamentos programados em cascata, no qual "0" indica o desligamento original. Os desligamentos se propagam em níveis sucessivos, segundo a expressão:

$$\mathbf{F}_p^k = [F_{pi}^k] = (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^T \otimes \mathbf{F}_p^{k-1}, \quad i \leq n, \quad k \geq 0. \quad (188)$$

Expandindo esta expressão obtém-se

$$\mathbf{F}_p^k = [F_{pi}^k] = ((\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^k)^T \otimes \mathbf{F}_p^0, \quad i \leq n, \quad k \geq 0. \quad (189)$$

Ou seja, dada a matriz de adjacência programada  $\mathbf{P}$ , pode-se calcular a Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem  $k$  pela expressão:

$$\mathbf{P}_{PP}^k = [P_{ppi}^k] = (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^k, \quad i \leq n, \quad k \geq 0. \quad (190)$$

O elemento  $(i,j)$  de  $\mathbf{P}_{PP}^k$  será igual a 1 se houver uma cadeia de desligamento programado entre o componente  $i$  e  $j$  de pelo menos  $k$  passos; e zero caso contrário (HARARY [105]). O próximo exemplo ilustra este cálculo.

#### **Exemplo 67 – Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem $k$**

As Matrizes de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem 1 e 2, para as empresas da rede elétrica da Figura 30, encontram-se representadas na Tabela 34 e Tabela 35, resultado da aplicação recursiva da fórmula (190), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 34 – Matriz de Propagação Programada de Equipamentos de Ordem 1

$$\mathbf{P}_{PP}^1 = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \ \mathbf{2} \ \mathbf{3} \ \mathbf{4} \ \mathbf{5} \ \mathbf{6} \ \mathbf{7} \ \mathbf{8} \\ \mathbf{1} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{1} \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \end{array} \end{array} \quad (191)$$

Tabela 35 – Matriz de Propagação Programada de Equipamentos de Ordem 2

$$\mathbf{P}_{PP}^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \ \mathbf{2} \ \mathbf{3} \ \mathbf{4} \ \mathbf{5} \ \mathbf{6} \ \mathbf{7} \ \mathbf{8} \\ \mathbf{1} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{1} \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \\ \mathbf{0} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \end{array} \end{array} \quad (192)$$

Observa-se que a matriz  $\mathbf{P}_{PP}^2$  é idêntica à matriz  $\mathbf{P}_{PP}^1$ , o mesmo acontecendo com as demais matrizes de ordem superior a 2. Isto significa que existe um limite de propagação dos desligamentos programados (neste caso igual a um), além do qual não ocorrerá mais propagação de saídas programadas.

■

A propagação de desligamentos programados também pode ser estudada através de potências inteiras da matriz de adjacência, usando a seguinte definição:

**Definição 107** – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $k$

Define-se uma Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $k$  pela expressão:

$$\mathbf{P}^k = [P_{ij}^k] = p_i P^k p_j = \begin{cases} m \text{ n}^\circ \text{ de caminhos de } k \text{ estágios que } p_i \text{ planeja } p_j \text{ a sair} \\ 0, \text{ caso contrário,} \end{cases} \quad (193)$$

através de uma sequência de saídas planejadas encadeadas de ordem  $k$ , onde  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos da rede.

■

Esta matriz pode ser calculada diretamente pela potência algébrica de ordem  $k$  da Matriz de Adjacência Programada:

$$\mathbf{P}^k = [P_i^k] = \mathbf{P}^{k-1} * \mathbf{P}, \quad i \leq n, k > 1, \quad (194)$$

onde  $\mathbf{P}^1 = \mathbf{P} =$  Matriz de Adjacência Programada original. Nota-se que a soma dos elementos da coluna  $j$  da matriz  $\mathbf{P}^k$  fornece o número de maneiras em que o equipamento  $j$  pode ser desligado de forma programada por todos os demais equipamentos em  $k$  estágios. Este conceito pode ser estendido para qualquer número de estágios, menores ou iguais a  $k$ , pela seguinte definição:

**Definição 108** – *Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $\leq k$*

Define-se uma Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos  $\mathbf{P}^{\leq k}$  de ordem  $\leq k$  pela expressão:

$$\mathbf{P}^{\leq k} = [P_{ij}^{\leq k}] = p_i P^{\leq k} p_j = \begin{cases} \text{n}^\circ \text{ de caminhos de } \leq k \text{ estágios que } p_i \text{ planeja } p_j \text{ sair} \\ \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (195)$$

através de uma sequência de saídas programadas encadeadas de ordem  $\leq k$ , e  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos da rede.

■

Esta matriz pode ser calculada diretamente pelas somas das potências algébricas de ordem  $k$  da Matriz de Adjacência Programada:

$$\mathbf{P}^{\leq k} = [P_i^{\leq k}] = \mathbf{P}^{\leq k-1} + \mathbf{P}^k, \quad i \leq n, k > 1, \quad (196)$$

onde  $\mathbf{P}^1 = \mathbf{P} =$  Matriz de Adjacência Programada original. Os exemplos seguintes ilustram o cálculo destas matrizes:

**Exemplo 68** – *Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem  $k$*

As Matrizes de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem 2 a 3, para as empresas da rede elétrica da figura 29, encontram-se representadas na Tabela 36 e Tabela 37, resultado da aplicação recursiva da fórmula (194), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 36 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem 2

$$P^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{c|c|c|c|c|c|c|c} \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \\ (197) \end{array}$$

Tabela 37 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem 3

$$P^3 = \begin{array}{c} \begin{array}{c|c|c|c|c|c|c|c} \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \\ (198) \end{array}$$

Os elementos nulos destas matrizes revelam que não há propagação de desligamentos programados de ordem igual ou superior a 2, devido a esparsidade da Matriz de Adjacência Programada.

■

**Exemplo 69 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $\leq k$**

As Matrizes de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $\leq 2$  a 4, para as empresas da rede elétrica da figura 29, encontram-se representadas na Tabela 38 e Tabela 39, resultado da aplicação recursiva da fórmula (196), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 38 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $\leq 2$

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$P^{-2} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	1	1	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	1	0	1	0	1	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	1	1	0	0

(199)

Tabela 39 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $\leq 3$

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$P^{-3} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	1	1	0	0	0
	0		0	0	0	0	0	0	0
	0	0	1	0	1	0	1	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	1	1	0	0

(200)

A igualdade destas matrizes decorre do valor nulo das matrizes  $P^2$  e  $P^3$ , ou seja, não há propagação de desligamentos programados de ordem igual ou superior a 2, devido a esparsidade da Matriz de Adjacência Programada.

■

Estas simulações atestam a capacidade dos modelos em simular as cascatas de causalidades entre desligamentos programados na rede. Serão utilizadas posteriormente na definição do conceito de alcançabilidade para desligamentos programados entre componentes. Antes, porém, será necessário pesquisar a influência das falhas de sistemas de proteção, na propagação de desligamentos, modelando a adjacência protetiva entre equipamentos e empresas interligadas.

#### 11.4. Modelo de Adjacência Protetiva

Além das saídas forçadas, oriundas de falhas em equipamentos primários, desligamentos em cascata podem ocorrer devido a atuações indevidas ou recusas de atuação de sistemas secundários ou de proteção. Para modelar as relações de causalidade entre desligamentos forçados e atuações indevidas de proteção, o seguinte conceito será introduzido:

**Definição 109** – Modelo de Adjacência Protetiva

O Modelo de Adjacência Protetiva relaciona os equipamentos primários cujos defeitos são sensíveis a cada sistema de proteção, ou à ação dos disjuntores.

■

Estes modelos aplicam-se, por exemplo, a itens situados na mesma zona de proteção, ou em zonas adjacentes ao alcance da proteção, quando esta funciona como retaguarda. O exemplo a seguir ilustra este conceito, para dois equipamentos da rede elétrica.

### **Exemplo 70 – Modelo de Adjacência Protetiva**

A Figura 75 ilustra o Modelo de Adjacência Protetiva entre dois equipamentos através de uma Rede de Petri Estocástica Generalizada (GSPN), formada pela conexão entre duas subredes de Petri representando as proteções dos equipamentos  $i$  e  $j$ , através de transições denominadas de Trip Indevido e Trip de Retaguarda, incidindo sobre um lugar representando a atuação por Adjacência Protetiva. Cada subrede foi replicada da Figura 22 – Rede de Petri Simplificada da Proteção, que modela o comportamento estocástico de cada proteção.

Inicialmente admita-se que ambos os componentes  $i$  e  $j$  estejam com as proteções normais, representadas pelas duas marcas nos lugares Normais na Rede de Petri. Se a transição de Sobrealcance da Proteção do componente  $i$  dispara, representando um defeito interno na proteção, sua marca migra para o lugar Trip, representando sua propensão ao trip indevido. Isto habilita a transição de Trip Indevido que poderá disparar quando do defeito no equipamento  $j$ . O disparo desta transição irá colocar uma marca no lugar Adjacência Protetiva enquanto a marca de Trip do componente  $i$  será repostada pelo disparo desta mesma transição, preservando sua condição de defeito. Esta transição modela uma atuação indevida da proteção do componente  $i$  para defeitos no componente  $j$ .

Analogamente, se a transição de Bloqueio da Proteção do componente  $j$  dispara, representando um defeito interno na proteção, sua marca migra para o lugar Bloqueio, representando sua propensão à recusa de atuação quando solicitada. Isto habilita a transição de Trip de Retaguarda caso a proteção do componente  $i$  esteja no estado Normal, que poderá disparar quando do defeito no equipamento  $j$ . O disparo desta transição irá colocar uma marca no lugar Adjacência Protetiva enquanto a marca de Bloqueio do componente  $j$  será repostada pelo disparo desta mesma transição, preservando sua condição de defeito, assim como a marca no lugar Normal do componente  $i$ . Esta transição modela uma atuação correta da proteção do componente  $i$  para falhas de atuação no componente  $j$ .

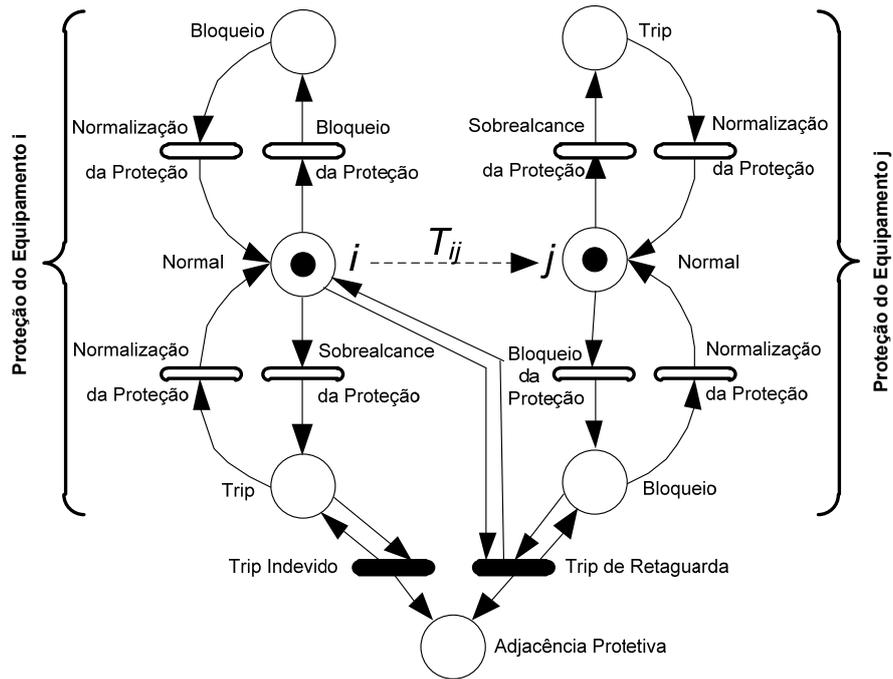


Figura 75 – Rede de Petri de Adjacência Protetiva

Observa-se que tanto as transições de Trip Indevido quanto o Trip Bloqueado depositam uma marca no lugar de Adjacência Protetiva, um estado absorvedor da Rede de Petri (PETERSON [190]), incapaz de propagar estas transições para os equipamentos vizinhos.

■

Ao contrário das relações de adjacência forçada e programada, a adjacência protetiva não é uma relação transitiva:

$$(p_i T p_j) \wedge (p_j T p_k) \neq (p_i T p_k), \quad (201)$$

ou seja, se a proteção do componente  $p_i$  protege o componente  $p_j$ , e a proteção de  $p_j$  protege o componente  $p_k$ , não implica que a proteção de  $p_i$  proteja o componente  $p_k$ . Este aspecto limita a pesquisa em profundidade sobre o grafo de adjacência protetiva. Para modelar a adjacência protetiva existente entre todos os equipamentos de um sistema interligado, o seguinte grafo será definido:

**Definição 110 – Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos**

Pode-se modelar um Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos de uma rede elétrica, por um grafo direcional definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_I = (\mathbf{V}, \mathbf{T}), \text{ onde:} \quad (202)$$

$$\mathbf{V} = \{V_1 \ V_2 \ \dots \ V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ elementos da rede,} \quad (203)$$

$$\mathbf{T} = \{T_1 \ T_2 \ \dots \ T_m\} = \text{o conjunto de } m \leq n^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \quad (204)$$

$$T_k = (V_i, V_j) = \text{o par ordenado de elementos } i \neq j \text{ da rede,} \quad (205)$$

representando a sensibilidade dos sistemas de proteção do componente  $i$  para defeitos no componente  $j$ .

■

Adicionalmente, pode-se modelar o grau de sensibilidade das proteções por uma probabilidade condicional  $p_{Cij}$  dada por:

$$p_{Cij} = P(V_j | V_i), \quad i \neq j, \quad (206)$$

onde  $p_{Cij}$  é a probabilidade de uma falha no equipamento  $j$ , sensibilize a proteção do equipamento  $i$ . Esta probabilidade pode ser ajustada para representar qualquer grau de sensibilidade, variando da independência  $p_{Cij}=P(V_j)$ , onde a falha do equipamento  $j$  não sensibiliza a proteção do equipamento  $i$ , até a dependência completa ou determinística  $p_{Cij} = 1$ . Nestes casos, o Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos representará uma Rede Bayesiana das relações de sensibilidade das proteções. Nos sistemas elétricos, estas relações podem ser obtidas de várias maneiras:

- preferencialmente de estudos de curto-circuito e graduação de relés, para falhas primárias, usando métodos de pesquisa em superfície em grafos de conectividade da rede e de sistemas de proteção, e outros métodos;
- diretamente do conhecimento *a priori* de especialistas de sistemas de proteção, com base em sua experiência; ou
- indiretamente, através de uma base de dados histórica de contingências, elicitando os padrões de atuação de proteções de retaguarda quando da falha de disjuntores e sistemas de proteção.

Em princípio, a pesquisa em profundidade na topologia dos sistemas de proteção seria desejável, mas não necessária, uma vez que se quer modelar apenas os equipamentos da vizinhança elétrica imediata que desligarão em caso de falha nos sistemas de proteção. Uma pesquisa superficial na conectividade será suficiente. Este aspecto é importante no processo de manutenção do modelo, uma vez que modificações realizadas na proteção de um componente, tais como mudanças de ajustes, só afetarão as arestas imediatas que dele se originam, neste modelo. O próximo exemplo ilustra estes conceitos em uma rede elétrica simples.

### **Exemplo 71 – Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos**

A Figura 76 ilustra o Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos correspondente ao sistema elétrico exemplo na Figura 30. Para cada elemento onde existe um sistema de proteção, através de estudos de curto-circuito e proteção, buscas em grafos da topologia da rede, conhecimento *a priori* de engenheiros, etc., determinam-se os demais equipamentos cujos defeitos são detectados por esse elemento. Cada par identificado constitui uma aresta do grafo.

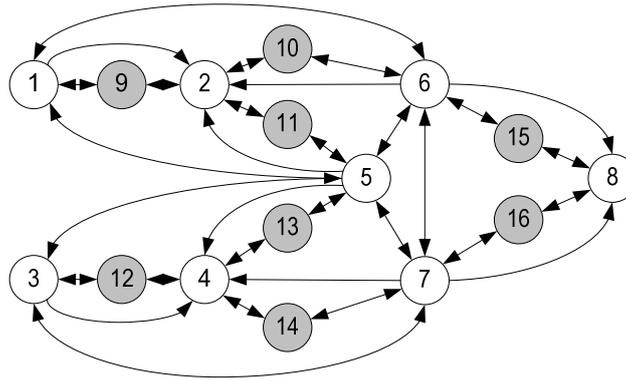


Figura 76 – Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos

As seguintes informações foram utilizadas na composição deste grafo:

- As proteções dos geradores são sensíveis a defeitos nas barras e linhas adjacentes aos geradores;
- As proteções das barras 2, 4 e 8 são diferenciais e portanto são insensíveis a defeitos fora dos respectivos barramentos; e
- As proteções das linhas são sensíveis a defeitos nas barras terminais e nas demais linhas a elas conectadas.

■

Para modelar matematicamente estes grafos, será utilizado novamente uma matriz de adjacência para grafos direcionados (HARARY [105]), assim definida:

**Definição 111 – Matriz de Adjacência Protetiva de Equipamentos**

Pode-se definir uma Matriz de Adjacência Protetiva de Equipamentos **T**, pela expressão:

$$\mathbf{T} = [t_{ij}] = p_i T p_j = \begin{cases} 1, & \text{se a proteção de } p_i \text{ protege ou é sensível a falhas em } p_j \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (207)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são itens quaisquer da rede elétrica, e  $i \neq j \leq n$ .

■

Nota-se que, por definição, os elementos  $T_{ii}$  na diagonal principal da Matriz de Adjacência Protetiva serão sempre nulos para que **T** modele apenas as relações de adjacência para proteção de retaguarda. O exemplo a seguir ilustra o cálculo desta matriz em um sistema elétrico.

**Exemplo 72 – Matriz de Adjacência Protetiva de Equipamentos**

No sistema modelo da Figura 30 em análise, através de estudos de configuração dos sistemas de proteção, determinam-se os pares de componentes cujas proteções são sensíveis a falhas do outro componente, resultando na Matriz de Adjacência Protetiva (Tabela 40):

Tabela 40 – Matriz de Adjacência Protetiva

$$\mathbf{T} = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \end{array} \\ \begin{array}{cccccccc} 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \end{array} \quad (208)$$

O Apêndice B ilustra a codificação desta matriz em *MatLab*<sup>®</sup>, como entrada ao programa descrito no Apêndice A.

■

Diversos indicadores do nível de causalidade entre os desligamentos protetivos podem ser obtidos desta matriz utilizando a seguinte definição:

**Definição 112 – Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos**

A soma das linhas da Matriz de Adjacência Protetiva entre Equipamentos fornece o Grau de Saída Adjacente Protetiva  $T_o$  (*outdegree*) do vértice ou número de equipamentos protegidos por cada componente, enquanto a soma das colunas fornece o Grau de Entrada Adjacente Protetiva  $T_l$  (*indegree*) do vértice ou número de equipamentos que protegem cada elemento.

■

Estes graus podem ser avaliados vetorialmente para toda rede elétrica pelas expressões:

$$\mathbf{T}_o = [T_{oi}] = \mathbf{T} * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (209)$$

$$\mathbf{T}_l = [T_{li}] = \mathbf{T}^T * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (210)$$

onde  $\mathbf{1} = [1 \ 1 \dots 1]^T$  é o vetor coluna unitário. Assim definidos, estes vetores estimam o nível de conectividade e densidade das relações de proteção entre os equipamentos, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 73 – Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos**

Os Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos do sistema modelo da Figura 30, modelados no grafo dirigido da Figura 76 são representados Tabela 41, resultados das expressões (209) e (210), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 41 – Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$P_O^T =$	3	0	3	0	4	5	5	0	(211)
$P_I^T =$	2	3	2	3	4	2	2	2	(212)

Nota-se que as linhas (5, 6 e 7) possuem Graus de Saída Adjacente Protetiva elevados, uma vez que suas proteções são sensíveis a defeitos nas barras e demais equipamentos adjacentes da rede. Por outro lado, as barras possuem graus de saída nulos, pois sua proteção (diferencial) é sensível apenas aos defeitos internos à própria barra protegida. O vetor de Graus de Entrada Adjacente Protetiva possui todos os elementos não nulos, garantindo que todos os equipamentos da rede possuem proteção de retaguarda, além da proteção própria, uma verificação importante sobre nível de proteção da rede elétrica.

■

Quando o sistema for formado por várias empresas interligadas, a Matriz de Adjacência Protetiva poderá ser obtida por composição das matrizes próprias de cada empresa, com as Matrizes de Interligação Protetiva entre empresas, assim definidas:

#### Definição 113 – Matrizes de Interligação Protetiva

Define-se uma Matriz de Interligação Protetiva entre empresas  $T_{IJ}$ , pela expressão:

$$T_{IJ} = [T_{IJij}] = p_i T_{IJ} p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_i \in S_I \text{ protege ou alcança falhas em } p_j \in S_J \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (213)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são equipamentos quaisquer das empresas  $S_I$  e  $S_J$ , respectivamente, em que  $i, j \leq n$  e  $I, J \leq N$ .

■

Cada Matriz de Interligação Protetiva pode ser obtida bilateralmente, entre pares de empresas vizinhas, sem necessidade de conhecimento da topologia das demais empresas, bastando a informação das alcançabilidades dos sistemas de proteção entre elas, conforme ilustrado no exemplo a seguir:

#### Exemplo 74 – Matrizes de Interligação Protetiva

A Figura 77 ilustra um grafo com as possíveis interligações entre sistemas, correspondentes às empresas conectadas da Figura 30. Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as Matrizes de Interligação Protetiva identificadas entre elas.

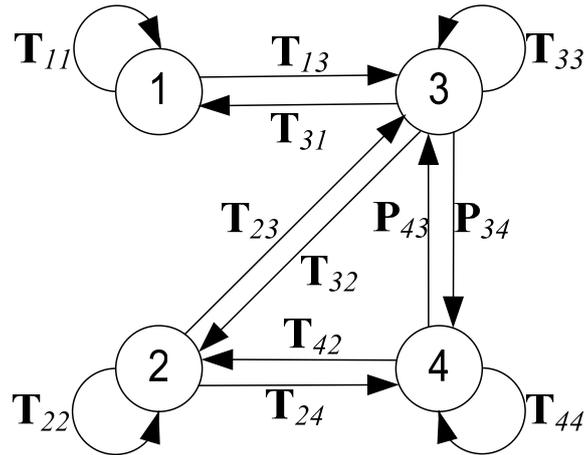


Figura 77 – Grafo de Interligação Protetiva

Cada aresta neste grafo com início e fim no mesmo nó representa a Matriz de Adjacência Protetiva própria, de cada empresa interligada. Neste exemplo, as seguintes matrizes são representadas:

$$\left\{ \mathbf{T}_{11} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{22} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{33} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{44} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \right\}. \quad (214)$$

Cada Matriz de Interligação Protetiva pode ser obtida pelos mesmos processos de eliciação da Matriz de Adjacência Protetiva, limitando a análise às alcançabilidades das proteções entre pares de empresas. No exemplo em estudo, as seguintes matrizes definiriam estas interligações:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{T}_{13} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{23} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{24} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{31} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 1 \end{bmatrix}, \\ \mathbf{T}_{32} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{34} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{42} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \mathbf{T}_{43} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \end{array} \right\}. \quad (215)$$

■

A Matriz de Adjacência Protetiva do sistema interligado será resultante da justaposição das Matrizes de Interligação Protetiva entre as empresas, com as Matrizes de Adjacência Protetiva de cada empresa. Se os equipamentos do sistema forem particionados entre as empresas interligadas, a Matriz de Adjacência Protetiva também será dividida em submatrizes associadas, que definem as adjacências entre as empresas para alcances das proteções. Cada submatriz na diagonal principal  $\mathbf{T}_{ii}$ , representará as adjacências protetivas entre os equipamentos da própria empresa  $i$ , enquanto as submatrizes fora da diagonal principal,  $\mathbf{T}_{ij}$  modelam os alcances das proteções entre duas empresas vizinhas, ou o nível de penetração da proteção de uma empresa sobre o sistema de outra empresa. O exemplo a seguir ilustra esta partição.

#### Exemplo 75 – Partição da Matriz de Adjacência Protetiva entre Empresas

A partição da Matriz de Adjacência Protetiva entre Empresas do sistema modelo da Figura 30 encontra-se representada pela Tabela 42:

*Tabela 42 – Partição da Matriz de Adjacência Protetiva entre Empresas*

$$\mathbf{T}_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \mathbf{Empresa\ 1} & \mathbf{Empresa\ 2} & \mathbf{Empresa\ 3} & \mathbf{Empresa\ 4} & \mathbf{EMPRESA} \\ \hline \mathbf{[T_{11}]} & \mathbf{[T_{12}]} & \mathbf{[T_{13}]} & \mathbf{[T_{14}]} & \mathbf{Empresa\ 1} \\ \hline \mathbf{[T_{21}]} & \mathbf{[T_{22}]} & \mathbf{[T_{23}]} & \mathbf{[T_{24}]} & \mathbf{Empresa\ 2} \\ \hline \mathbf{[T_{31}]} & \mathbf{[T_{32}]} & \mathbf{[T_{33}]} & \mathbf{[T_{34}]} & \mathbf{Empresa\ 3} \\ \hline \mathbf{[T_{41}]} & \mathbf{[T_{42}]} & \mathbf{[T_{43}]} & \mathbf{[T_{44}]} & \mathbf{Empresa\ 4} \\ \hline \end{array} \quad (216)$$

Cada elemento desta matriz é formado por uma submatriz, cujos elementos podem ser identificados pelo hachuramento da matriz da Tabela 40. Observa-se que as submatrizes  $\mathbf{T}_{12}$ ,  $\mathbf{T}_{14}$ ,  $\mathbf{T}_{21}$  e  $\mathbf{T}_{41}$  são nulas, indicando que não há sobrealcance das proteções entre os pares de empresas 1-2, 1-4, 2-1 e 4-1. As demais matrizes fora da diagonal principal modelam os alcances entre as empresas interligadas.

■

A quantificação do nível de penetração dos alcances das proteções entre as empresas pode ser avaliado também por uma matriz quadrada de ordem  $N$ , assim definida:

**Definição 114 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas**

Define-se uma Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas  $\mathbf{T}_S$ , pela expressão:

$$\mathbf{T}_S = [\mathbf{T}_{Sij}] = p_i \mathbf{T}_S p_j = \begin{cases} m, & \text{se as proteções } p_i \text{ alcançam } m \text{ itens de } p_j, \text{ e} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (217)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são sistemas ou empresas quaisquer da rede elétrica, e  $i, j \leq N$ , o número de empresas modeladas.

■

Esta matriz pode ser calculada a partir da Matriz de Adjacência Protetiva entre Equipamentos  $\mathbf{T}$  e a Matriz de Sistemas  $\mathbf{S}$  pela expressão:

$$\mathbf{T}_S = [\mathbf{T}_{Sij}] = \mathbf{S} * \mathbf{T} * \mathbf{S}^T, \quad i \leq N, \quad (218)$$

conforme ilustrado no seguinte exemplo.

**Exemplo 76 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas**

A Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 43, resultado da fórmula (218) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 43 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas

$$T_S = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline 1 & 0 & 2 & 0 & \text{Empresa 1} \\ \hline 0 & 1 & 1 & 1 & \text{Empresa 2} \\ \hline 4 & 2 & 1 & 2 & \text{Empresa 3} \\ \hline 0 & 2 & 2 & 1 & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (219)$$

A análise desta matriz conduz às seguintes constatações:

- Os elementos da diagonal principal indicam a quantidade de adjacências protetivas internas a cada empresa, um indicador do nível de proteção de retaguarda interna de cada uma. Todas as empresas deste exemplo são equiparáveis entre si.
- Os elementos fora da diagonal principal indicam a quantidade de adjacências protetivas ou sobrealcances de proteção entre as empresas. As proteções da empresa 1 alcançam dois equipamentos da empresa 3. As proteções da empresa 2 alcançam um equipamento da empresa 3 e 4. As proteções da empresa 3 alcançam todas as demais empresas, enquanto as proteções da empresa 4 alcançam os equipamentos das empresas 2 e 3.

■

Estas mesmas informações podem ser representadas por um grafo dirigido valorado, conforme a seguinte definição.

**Definição 115 – Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas**

Pode-se modelar um Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas para uma rede elétrica por um dígrafo valorado definido pela tupla:

$$G_{SC} = (S, C), \text{ onde:} \quad (220)$$

$$S = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_N\} = \text{o conjunto de } N \text{ empresas ou subsistemas da rede,} \quad (221)$$

$$C_{ij} = \{I_{11} \ I_{12} \ \dots \ I_{mN}\} = \text{o conjunto de } m \leq N^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \quad (222)$$

$$T_{jk} = (I_{jk}, S_j, S_k) = \text{o terno ordenado de elementos } S_j \# S_k \text{ da rede,} \quad (223)$$

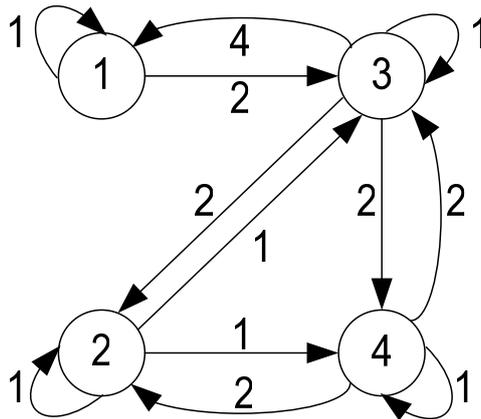
representando o número de relações de alcance protetivo do subsistema ou empresa  $S_k$  sobre o subsistema ou empresa  $S_j$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta representação, obtida diretamente da Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas.

**Exemplo 77 – Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas**

A Figura 78 ilustra o Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas correspondente às empresas interligadas da Figura 30, modelada pela matriz da Tabela 43.



*Figura 78 – Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas*

Cada peso na aresta deste dígrafo representa a quantidade de proteções que sobrealcançam entre as empresas. Valem neste caso as mesmas constatações do Exemplo 76 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas.

■

Os modelos de adjacências protetiva, forçada e programada, serão usados na análise do nível de penetração de perturbações oriundas de eventos intempestivos e programados na rede elétrica, através dos modelos de alcançabilidade estudados a seguir.

### 11.5. Modelo de Alcançabilidade Forçada

Estabelecidos os modelos de adjacência forçada, programada e protetiva, é possível analisar a propagação de eventos na rede, utilizando modelos de alcançabilidade. Assim, para avaliar o nível de penetração de eventos forçados, o Modelo de Alcançabilidade Forçada propaga ao máximo as relações de transitividade do Grafo de Adjacência Forçada, através de operações booleanas sobre a Matriz de Adjacência Forçada I. A Figura 79 (a) ilustra o processo básico de propagação de um desligamento forçado na rede, e (b) o algoritmo básico de cálculo da Matriz de Alcançabilidade Forçada, discutida a seguir.

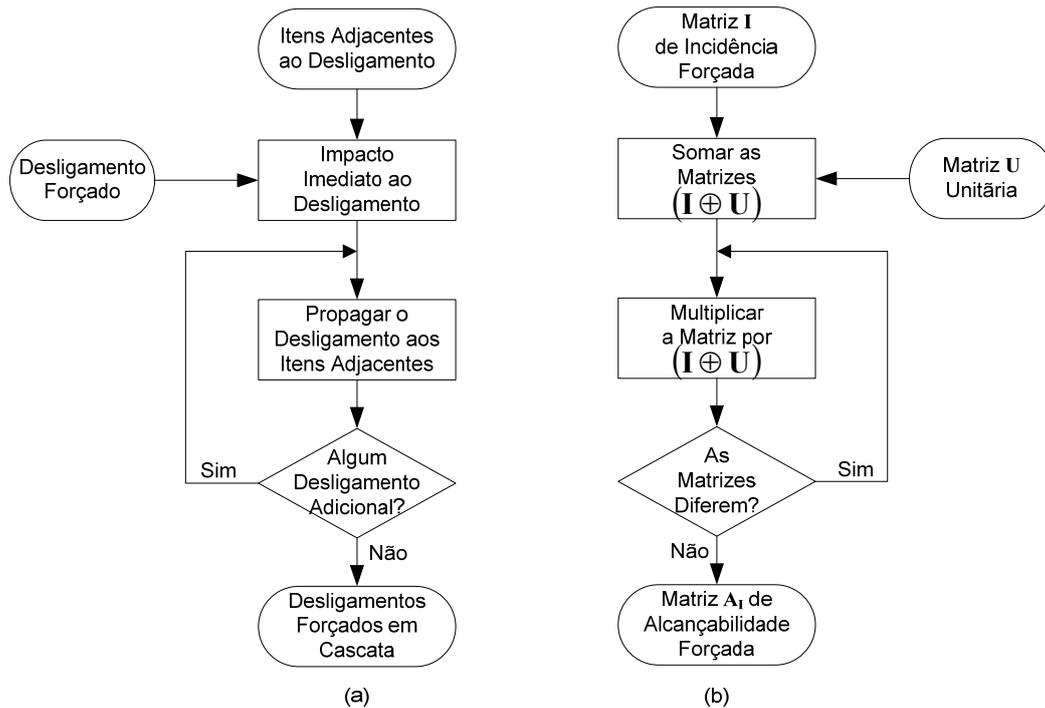


Figura 79 – Propagação de Desligamentos Forçados

De acordo com o fluxograma da Figura 79 (a), na ocorrência de um desligamento forçado de um item, o impacto imediato será sobre os itens adjacentes, cujo funcionamento depende do item desligado. Este impacto é então propagado para outros itens, de acordo com as relações de adjacências forçadas entre os componentes, usando a propriedade de transitividade destas relações. Enquanto existirem novos desligamentos forçados, o processo é repetido, expandindo a fronteira do desligamento para novos itens adjacentes. Concluídos estes desligamentos, o resultado final será a cascata de saídas resultantes do evento inicial.

Nota-se que o método da Figura 79 (a) pode ser usado para propagação manual dos desligamentos forçados em sistemas de pequenas dimensões, utilizando o conhecimento *a priori* de especialistas em análise de contingências. Alternadamente, pode-se usar uma base de dados histórica de desligamentos forçados, na qual estejam identificados os equipamentos que originaram cada contingência, e os desligamentos consequentes a cada saída forçada. Para grandes sistemas elétricos, pode-se implementar um algoritmo de pesquisa em profundidade no grafo de adjacência forçada, representado na Figura 56, gerando a matriz de alcançabilidade (AHO, HOPCROFF e ULLMAN [4]). A pesquisa em profundidade pode ser usada para encontrar os caminhos de desligamentos entre os nós. Este método possui vantagens sobre o método direto de multiplicação de matrizes. Em primeiro lugar, os caminhos podem ser obtidos, além da matriz de alcançabilidade, sendo por isto um método mais intuitivo, com outras aplicações na propagação de falhas. Em segundo lugar, quando a estrutura do sistema elétrico muda, com o acréscimo ou retirada de poucos nós ou arcos no grafo de adjacência, não é necessário o recálculo completo da matriz de alcançabilidade, mas apenas os caminhos afetados. A representação matricial deve ser entendida como uma

formalização dos cálculos necessários e não como a implementação computacional ideal, a qual poderá utilizar algoritmos baseados em listas, grafos, etc.

A Figura 79 (b) ilustra o algoritmo matricial que simula este processo de forma paralela, para todos os desligamentos individuais. O Apêndice A ilustra sua implementação em *MatLab*<sup>®</sup>. Os desligamentos forçados dos equipamentos são representados pela matriz diagonal unitária  $\mathbf{U}$ , de mesma dimensão que o sistema em estudo. Os impactos imediatos ocorrerão sobre os equipamentos adjacentes, cujo funcionamento depende do equipamento desligado, sendo calculado pela soma da matriz unitária com a matriz de adjacência forçada ( $\mathbf{I} \oplus \mathbf{U}$ ). Estes impactos são propagados para os equipamentos adjacentes, de acordo com as relações de adjacências forçadas entre os componentes, multiplicando esta matriz resultante por ( $\mathbf{I} \oplus \mathbf{U}$ ). Qualquer divergência deste resultado com a matriz anterior indicará a existência de novos desligamentos forçados, obrigando a repetição do processo, e expandindo a fronteira do desligamento para novos itens adjacentes. Neste algoritmo, todas as operações matriciais são realizadas utilizando álgebra booleana (módulo 2). Concluídos estes desligamentos, o resultado final será a Matriz de Alcançabilidade Forçada  $\mathbf{A}_I$ .

**Definição 116 – Matriz de Alcançabilidade Forçada**

A Matriz de Alcançabilidade Forçada pode ser definida pela expressão matricial (HARARY [105] e SAGE [203]):

$$\mathbf{A}_I = [\mathbf{A}_{ij}] = (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^r = (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^{r-1} \neq (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U})^{r-2}, \quad (224)$$

onde  $r \in \mathbf{Z}^+$  (o menor inteiro positivo que satisfaz as equações acima) é a extensão máxima da cascata de desligamentos automáticos decorrentes do desligamento originado em qualquer componente da rede, e  $\mathbf{U}$  é a matriz diagonal unitária.

■

Desta forma,  $\mathbf{A}_I$  fornece os equipamentos que serão desligados em conjunto, para desligamento forçado originado em um deles. Em geral, a extensão alcançada de um desligamento intempestivo de um equipamento será função da capacidade dos demais equipamentos adjacentes em permanecerem operando mesmo com o equipamento defeituoso desligado. O equilíbrio estático será estabelecido quando não houver mais desligamentos sequenciais. Este instante é caracterizado pela solução da equação matricial

$$\mathbf{A}_I \otimes (\mathbf{I} \oplus \mathbf{U}) = \mathbf{A}_I, \quad (225)$$

ou seja, a equação (224) representa uma solução iterativa da equação (225) de equilíbrio estático do sistema elétrico, após uma contingência simples. Na prática, utiliza-se o algoritmo de Warshall, mais eficiente que a multiplicação de matrizes (FURTADO [93]), para determinação de proximidades transitivas de grafos orientados:

$$\mathbf{A}_I = \mathbf{I} \oplus \mathbf{U};$$

para  $p = 1, 2;$

```

para j = 1, 2, ..., n;
  para i = 1, 2, ..., n;
    se  $A_{ij} \neq 0$  então
      para k = 1, 2, ..., n;
         $A_{ik} = A_{ik} \oplus A_{jk}$ ;
      fim;
    fim;
  fim;
fim;

```

A Matriz de Alcançabilidade Forçada é obtida do fechamento transitivo da Matriz de Adjacência Forçada. Cada elemento  $A_{ij}=1$  desta matriz indica a existência de pelo menos um caminho de causalidade de qualquer tamanho entre os equipamentos  $i$  e  $j$ . Um exemplo será utilizado para ilustrar este resultado:

### Exemplo 78 – Matriz de Alcançabilidade Forçada

A expressão (226) ilustra a Matriz de Alcançabilidade Forçada (Tabela 44), resultado deste cálculo, para o sistema elétrico exemplo da Figura 30, a partir da Matriz de Adjacência Forçada da Tabela 16 utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A e o algoritmo (224) para resolver a equação (225). Neste exemplo, cada linha da Matriz de Alcançabilidade Forçada corresponde à saída forçada de um componente ou modo de falha da rede. Cada coluna lista os componentes afetados nas interseções com as linhas do componente sob falha. Assim, a falha de qualquer dos componentes 1, 2, 3 ou 4 neste exemplo causa o desligamento de todos os componentes da rede, na ausência de um sistema de corte automático de carga. Com as capacidades indicadas para os componentes do sistema da Figura 30, a saída de qualquer dos geradores (1 ou 3) ou uma das barras de geração (2 ou 4), resulta em um *déficit* de geração de 2pu, que irá sobrecarregar o único gerador remanescente, resultando na desenergização de todos os componentes.

Tabela 44 – Matriz de Alcançabilidade Forçada

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$A_f =$	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	0	0	0	0	0	1	1	1	1

(226)

■

De forma análoga ao Modelo de Adjacência Forçada, pode-se modelar um Grafo de Alcançabilidade Forçada, cujos vértices sejam os elementos da rede, e as arestas

as relações de alcançabilidade para sensibilidade dos demais elementos aos desligamentos forçados de cada componente, de acordo com a seguinte definição:

**Definição 117 – Grafo de Alcançabilidade Forçada**

O Grafo de Alcançabilidade Forçada de uma rede elétrica é um grafo dirigido definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{AI} = (\mathbf{V}, \mathbf{A}_I), \text{ onde:} \tag{227}$$

$$\mathbf{V} = \{V_1 \ V_2 \ \dots \ V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ elementos da rede,} \tag{228}$$

$$\mathbf{A}_I = \{A_{I1} \ A_{I2} \ \dots \ A_{Im}\} = \text{o conjunto de } m \leq n^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \tag{229}$$

$$A_{Ii} = (V_j, V_k) = \text{o par ordenado de elementos } j \neq k \text{ da rede,} \tag{230}$$

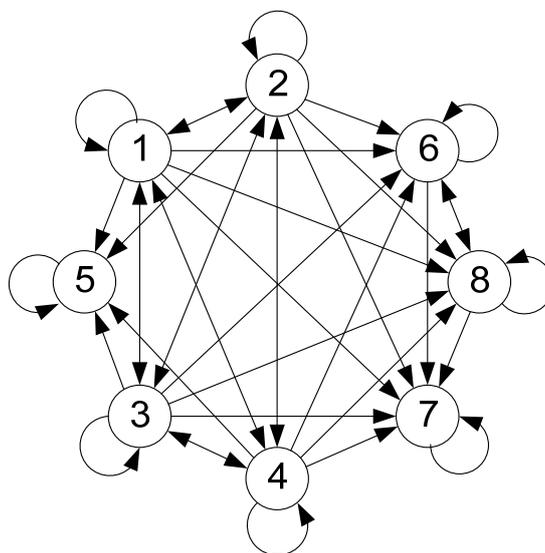
representando a alcançabilidade dos desligamentos forçados do componente  $j$  sobre o componente  $k$ .

■

Este grafo encontra-se desenhado no exemplo seguinte, para um sistema elétrico típico, a partir de sua Matriz de Alcançabilidade Forçada.

**Exemplo 79 – Grafo de Alcançabilidade Forçada**

A Figura 80 ilustra o Grafo de Alcançabilidade Forçada resultante da Matriz de Alcançabilidade Forçada (226) do Exemplo 78, correspondente ao sistema elétrico exemplo da Figura 30.



*Figura 80 – Grafo de Alcançabilidade Forçada*

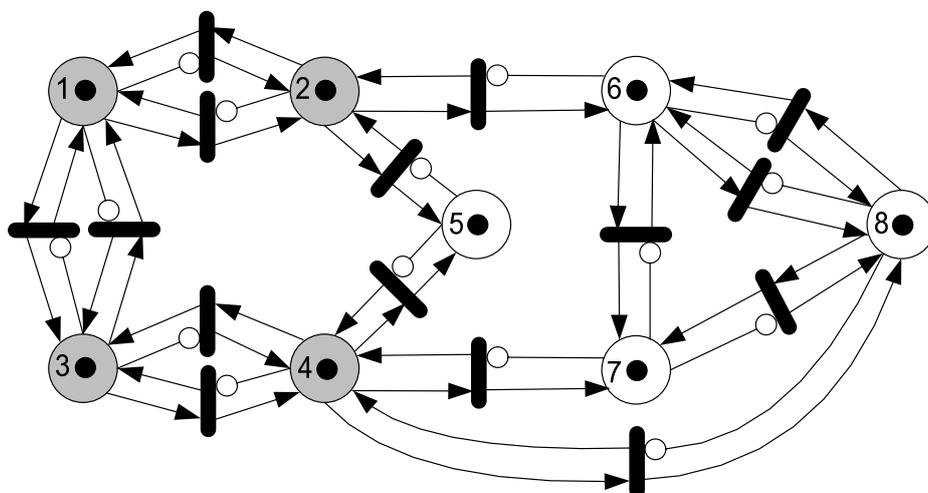
Observa-se a elevada densidade de vértices deste grafo, revelando a interdependência entre os equipamentos primários da rede, para desligamentos forçados. Nestes exemplos, foram excluídos os disjuntores para reduzir a complexidade dos grafos e matrizes.

■

O grafo e a matriz de alcançabilidade forçada podem ser obtidos também por simulação direta da Rede de Petri de Adjacência Forçada, colocando marcas individuais em cada lugar da rede e simulando sua propagação aos demais lugares, conforme ilustra o seguinte exemplo:

**Exemplo 80 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Forçada**

A Figura 81 ilustra o resultado da simulação de uma marca inicial em qualquer dos lugares hachurados de 1 a 4 da Figura 59, e sua propagação por simulação aos demais lugares da rede. O resultado produz exatamente as quatro primeiras linhas da Matriz de Alcançabilidade Forçada da Tabela 44.



*Figura 81 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Forçada*

■

Este resultado caracteriza uma das propriedades do Grafo de Alcançabilidade Forçada que pode ser estudada identificando os componentes fortemente conexos, assim definidos:

**Definição 118 – Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada**

Os Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada são formados pelos subconjuntos de equipamentos da rede elétrica entre os quais existe uma relação mútua de desligamento forçado para qualquer par de componentes.

■

Tecnicamente, um componente conexo forte na Teoria dos Grafos, é um subconjunto máximo de vértices, tais que existe pelo menos um caminho orientado em ambas as direções, entre cada par de vértices do subconjunto (NEWMAN [177]). Isto significa que qualquer componente de cada subconjunto que iniciar um desligamento forçado, provocará o desligamento de todos os demais componentes do mesmo conjunto, através deste caminho. Matricialmente, estes componentes podem ser identificados multiplicando, elemento a elemento, a Matriz de

Alcançabilidade Forçada por sua transposta (HARARY [105]), resultando na Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada:

$$CF_i = A_i \cdot (A_i^T). \quad (231)$$

Os Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada contendo o equipamento  $i$  são determinados pelos elementos iguais a 1 na linha (ou coluna) de ordem  $i$  na matriz  $CF_i$ , conforme ilustrado no exemplo a seguir.

**Exemplo 81 – Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada**

A expressão (232) ilustra a Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada (Tabela 45), resultado do cálculo da equação (231), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

*Tabela 45 – Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada*

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$CF_i =$	1	1	1	1	0	0	0	0	
	1	1	1	1	0	0	0	0	
	1	1	1	1	0	0	0	0	
	1	1	1	1	0	0	0	0	
	0	0	0	0	1	0	0	0	
	0	0	0	0	0	1	0	1	
	0	0	0	0	0	0	1	0	
	0	0	0	0	0	1	0	1	

(232)

Cada linha (ou coluna) desta matriz simétrica lista os equipamentos que desligam após o desligamento forçado de qualquer dos demais itens, para os quais o valor seja 1. Assim, a falha de qualquer dos componentes 1, 2, 3 ou 4 neste exemplo causa o desligamento dos demais equipamentos desta lista, formando um conjunto coeso de equipamentos, que sempre desligam em conjunto para qualquer saída forçada de um deles. Diferentemente, as linhas de transmissão 5 e 7 são componentes isolados, que não afetam nem são afetadas por qualquer desligamento forçado, exceto aqueles de causa própria. Já a linha de transmissão 6 e barra 8, formam outro conjunto de equipamentos que desligam em uníssono, pela saída forçada de qualquer um deles. A Figura 82 ilustra os quatro subconjuntos de Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada no diagrama unifilar para o sistema exemplo da Figura 30.

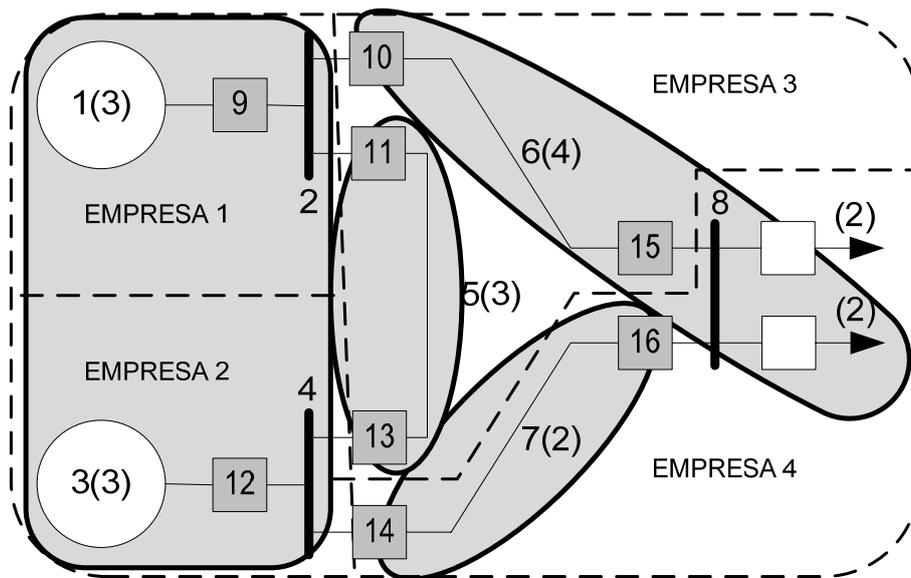


Figura 82 – Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada

Esta figura evidencia o fato de que as Empresas 1 e 2 formam um subconjunto coerente de equipamentos, com relação a desligamentos forçados.

■

O número de conjuntos de componentes fortemente conexos em uma rede será maior em redes esparsas, com elevada quantidade de zeros na matriz de alcançabilidade. As associações entre componentes conexos será importante e usada posteriormente na determinação de equivalentes topológicos para simplificação da rede, e para análise de contingências. Estas associações também podem ser medida utilizando as matrizes de associação de Grammian (BASILEVSKY [30]), ou redes de cocitação e acoplamento (NEWMAN [177]), construídas a partir da Matriz de Alcançabilidade Forçada. Duas matrizes de associação serão definidas, relacionadas com as causas e consequências dos desligamentos, conforme as definições a seguir:

**Definição 119 – Matriz de Associação Originária Forçada**

A Matriz de Associação Originária Forçada de um sistema relaciona, para cada equipamento, as quantidades de relações de desligamento forçados em cascata que são originárias de falhas no próprio equipamento.

■

**Definição 120 – Matriz de Associação Destinatária Forçada**

A Matriz de Associação Destinatária Forçada de um sistema relaciona, para cada equipamento, a quantidade de relações de desligamento forçados em cascata, originados em outros componentes, que afetam o equipamento.

■

Estas matrizes são calculadas diretamente da Matriz de Alcançabilidade Forçada, usando as matrizes simétricas de associação de Grammian:

$$\mathbf{A}_I^O = \mathbf{A}_I * \mathbf{A}_I^T, \quad (233)$$

$$\mathbf{A}_I^D = \mathbf{A}_I^T * \mathbf{A}_I, \quad (234)$$

onde os sobrescritos  $O$  e  $D$  denotam, respectivamente, as matrizes de associação originária e destinatária forçadas. O componente  $A_{ij}^D$  da matriz  $\mathbf{A}_I^D$  é o número de equipamentos que desligam pelas saídas forçadas dos equipamentos  $i$  e  $j$ , enquanto o componente  $A_{ij}^O$  da matriz  $\mathbf{A}_I^O$  corresponde ao número de equipamentos que desligam forçadamente os equipamentos  $i$  e  $j$ . Na diagonal principal, o elemento  $A_{ii}^D$  da matriz  $\mathbf{A}_I^D$  lista o número de equipamentos que serão desligados pela saída forçada do componente  $i$ , enquanto o elemento  $A_{ii}^O$  da matriz  $\mathbf{A}_I^O$  lista o número de itens cujas saídas forçadas desligam o equipamento  $i$ . Os exemplos a seguir ilustram a aplicação destas matrizes na hierarquização da importância relativa dos equipamentos de uma rede quanto ao impacto de desligamentos forçados.

### Exemplo 82 – Matriz de Associação Originária Forçada

A expressão (235) ilustra a Matriz de Associação Originária Forçada (Tabela 46), resultado do cálculo da equação (233), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 46 – Matriz de Associação Originária Forçada

$$\mathbf{A}_I^O = \begin{array}{c} \begin{array}{c|cccccccc} \text{Equipamento} \\ \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline \mathbf{4} & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ \hline 4 & \mathbf{4} & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ \hline 4 & 4 & \mathbf{4} & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ \hline 4 & 4 & 4 & \mathbf{4} & 4 & 4 & 4 & 4 \\ \hline 4 & 4 & 4 & 4 & \mathbf{5} & 4 & 4 & 4 \\ \hline 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & \mathbf{6} & 6 & 6 \\ \hline 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 6 & \mathbf{7} & 6 \\ \hline 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 6 & 6 & \mathbf{6} \end{array} \end{array} \quad (235)$$

As seguintes conclusões sobressaem nesta simulação:

- Na diagonal principal, destaca-se a importância da linha de transmissão 7 como originária potencial do maior número de desligamentos forçados em cascata, seguindo-se em ordem decrescente de importância, a barra 8 e linha 6, a linha 5, e finalmente, os geradores e barras de geração das empresas 1 e 2.
- Fora da diagonal principal, todos os equipamentos das empresas 1 e 2 podem originar o mesmo número (4) de saídas forçadas dos demais componentes, uma vez que formam um conjunto fortemente conexo, conforme a equação (232).

■

### Exemplo 83 – Matriz de Associação Destinatária Forçada

A expressão (236) ilustra a Matriz de Associação Destinatária Forçada (Tabela 47), resultado do cálculo da equação (234), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 47 – Matriz de Associação Destinatária Forçada

$$\mathbf{A}_I^D = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \mathbf{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \\ \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \\ \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \\ \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \\ \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{8} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{0} \\ \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{1} \\ \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{0} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{1} \quad \mathbf{3} \end{array} \end{array} \quad (236)$$

As seguintes conclusões destacam-se nesta simulação:

- Na diagonal principal, os geradores e barras das empresas 1 e 2 destacam-se como maiores destinatários dos desligamentos forçados em cascata iniciados nos demais equipamentos da rede. As linhas 5 e 7 são os equipamentos menos afetados por saídas forçadas em cascata.
- Fora da diagonal principal, os valores nulos relacionados à linha 5 indicam a imunidade deste equipamento para desligamentos forçados nas linhas 6 e 7, e barra 8.

■

Para análise do impacto cruzado de desligamentos forçados entre agentes, os equipamentos podem ser particionados entre as empresas interligadas. A matriz de alcançabilidade será dividida em submatrizes associadas, que definem as adjacências entre as empresas para alcançabilidade de saídas forçadas. Cada submatriz na diagonal principal  $\mathbf{A}_{Iii}$ , representará as alcançabilidades forçadas entre os equipamentos da própria empresa  $i$ , enquanto as submatrizes fora da diagonal principal,  $\mathbf{A}_{Iij}$ , modelam os desligamentos forçados por alcançabilidade entre duas empresas, como mostra o seguinte exemplo:

#### Exemplo 84 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas

A partição da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre as empresas do sistema modelo da Figura 30 encontra-se representada pela Tabela 48:

Tabela 48 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Empresas

$$\mathbf{A}_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline [\mathbf{A}_{I11}] & [\mathbf{A}_{I12}] & [\mathbf{A}_{I13}] & [\mathbf{A}_{I14}] & \text{Empresa 1} \\ \hline [\mathbf{A}_{I21}] & [\mathbf{A}_{I22}] & [\mathbf{A}_{I23}] & [\mathbf{A}_{I24}] & \text{Empresa 2} \\ \hline [\mathbf{A}_{I31}] & [\mathbf{A}_{I32}] & [\mathbf{A}_{I33}] & [\mathbf{A}_{I34}] & \text{Empresa 3} \\ \hline [\mathbf{A}_{I41}] & [\mathbf{A}_{I42}] & [\mathbf{A}_{I43}] & [\mathbf{A}_{I44}] & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (237)$$

Cada elemento desta matriz é formado por uma submatriz, cujos elementos podem ser identificados pelo hachuramento da matriz da Tabela 44. Observa-se que as submatrizes  $\mathbf{A}_{I31}$ ,  $\mathbf{A}_{I32}$ ,  $\mathbf{A}_{I41}$  e  $\mathbf{A}_{I42}$  são nulas, indicando que não há desligamento forçado, mesmo em cascata, entre os pares de empresas 3-1, 3-2, 4-1 e 4-2. As demais matrizes fora da diagonal principal modelam a transferência de desligamentos forçados, possivelmente em cascata, entre as empresas interligadas. Esta partição pode ser representada também por um dígrafo com arestas ponderadas pelas possíveis matrizes de alcançabilidade entre as empresas, conforme representado na Figura 83. Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as Matrizes de Interligação por Alcançabilidade Forçada identificadas.

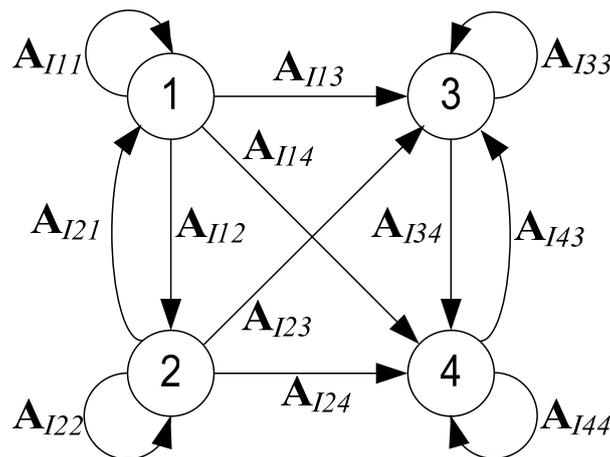


Figura 83 – Grafo de Interligação por Alcançabilidade Forçada

Cada aresta neste grafo com início e fim no mesmo nó representa a Matriz de Alcançabilidade Forçada própria, de cada empresa. As demais representam as Matrizes de Interligação por Alcançabilidade Forçada entre empresas interligadas. Comparando este grafo com o Grafo de Interligação Forçada da Figura 65, nota-se o acréscimo da aresta  $\mathbf{A}_{I14}$ , entre as empresas de geração 1 e distribuição 4 mesmo sem haver interligação física entre elas, representando o desligamento das cargas da barra 8 por alcançabilidade da perda de geração.

■

A quantificação do alcance dos desligamentos forçados entre as empresas pode ser avaliado também pela quantidade de saídas transferidas entre sistemas, por uma matriz quadrada de ordem  $N$ , assim definida:

**Definição 121** – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas

Define-se uma Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas  $\mathbf{A}_{IS}$ , pela expressão:

$$\mathbf{A}_{IS} = [A_{ISij}] = p_i A_{IS} p_j = \begin{cases} m, & \text{se } p_i \text{ alcança } m \text{ itens de } p_j \text{ se sai forçadamente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (238)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são sistemas ou empresas quaisquer da rede elétrica, e  $i, j \leq N$ , o número de empresas modeladas.

■

Esta matriz pode ser calculada a partir da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos  $\mathbf{A}_I$  e a Matriz de Sistemas  $\mathbf{S}$  pela expressão quadrática:

$$\mathbf{A}_{IS} = [A_{ISij}] = \mathbf{S} * (\mathbf{A}_I > \mathbf{0}) * \mathbf{S}^T, \quad i \leq N, \quad (239)$$

em que  $\mathbf{0}$  é a matriz nula de mesma ordem que  $\mathbf{A}_I$ , conforme mostrado no seguinte exemplo:

#### **Exemplo 85 – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas**

A Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 49, resultado da fórmula (239) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 49 – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas*

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	<b>EMPRESA</b>
$\mathbf{A}_{IS} =$	4	4	4	4	<b>Empresa 1</b>
	4	4	4	4	<b>Empresa 2</b>
	0	0	2	2	<b>Empresa 3</b>
	0	0	1	3	<b>Empresa 4</b>

(240)

A análise desta matriz conduz às seguintes constatações:

- Os elementos da diagonal principal indicam a quantidade de alcançabilidades forçadas internas e externas que alcançam cada empresa, um indicador da vulnerabilidade de cada empresa para propagação interna de desligamentos forçados. Nota-se que todas as empresas propagam internamente saídas forçadas de seus equipamentos e recebidas de outras empresas, representadas pelos valores não nulos na diagonal principal, com maior incidência nas empresas de geração 1 e 2.
- Os elementos fora da diagonal principal indicam a quantidade de alcançabilidades forçadas entre as empresas. Os desligamentos forçados nas empresas 1 ou 2 afetam igualmente as demais empresas e entre elas, por formarem um conjunto fortemente conexo. Os desligamentos das empresas 3 e 4 não afetam as empresas 1 e 2, conforme já visto no Grafo de Interligação por Alcançabilidade Forçada da Figura 83.

■

Estas mesmas informações podem ser representadas por um grafo dirigido valorado, conforme a seguinte definição.

**Definição 122 – Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas**

Pode-se modelar um Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas para uma rede elétrica por um dígrafo valorado definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{SAI} = (\mathbf{S}, \mathbf{A}_I), \text{ onde:} \tag{241}$$

$$\mathbf{S} = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_n\} = \text{o conjunto de } N \text{ empresas ou subsistemas da rede,} \tag{242}$$

$$\mathbf{A}_{Iij} = \{A_{I11} \ A_{I12} \ \dots \ A_{ImN}\} = \text{o conjunto de } m \leq N^2 \text{ arcos da rede, e} \tag{243}$$

$$A_{Ijk} = (l_{jk}, S_j, S_k) = \text{o terno ordenado de elementos } S_j \# S_k \text{ da rede,} \tag{244}$$

representando o número  $l_{jk}$  de relações de alcançabilidade forçada do subsistema ou empresa  $S_k$  provocados pelos desligamentos forçados no subsistema ou empresa  $S_j$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta representação, obtida diretamente da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas (Tabela 49).

**Exemplo 86 – Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas**

A Figura 84 ilustra o Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas correspondente às empresas interligadas da Figura 30, modelada pela matriz da Tabela 49.

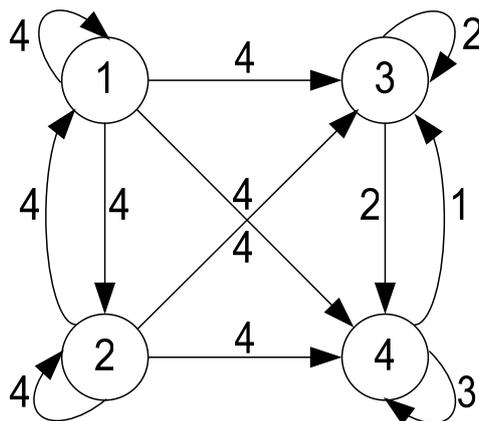


Figura 84 – Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas

Cada peso nas arestas desta figura representa a quantidade de relações de causalidade entre desligamentos forçados entre as empresas. Valem neste caso as

mesmas constatações do Exemplo 85 – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas.

■

Estes exemplos concluem a análise do modelo de alcançabilidade forçada. Uma análise similar pode ser realizada para avaliar a alcançabilidade de desligamentos programados.

## 11.6. Modelo de Alcançabilidade Programada

Para avaliar o nível de penetração de eventos programados na rede elétrica, o Modelo de Alcançabilidade Programada propaga ao máximo as relações de transitividade do Grafo de Adjacência Programada, através de operações booleanas sobre a Matriz de Adjacência Programada P. A Figura 85 (a) ilustra o processo básico de propagação de um desligamento programado na rede, e (b) o algoritmo de cálculo da Matriz de Alcançabilidade Programada, discutida a seguir.

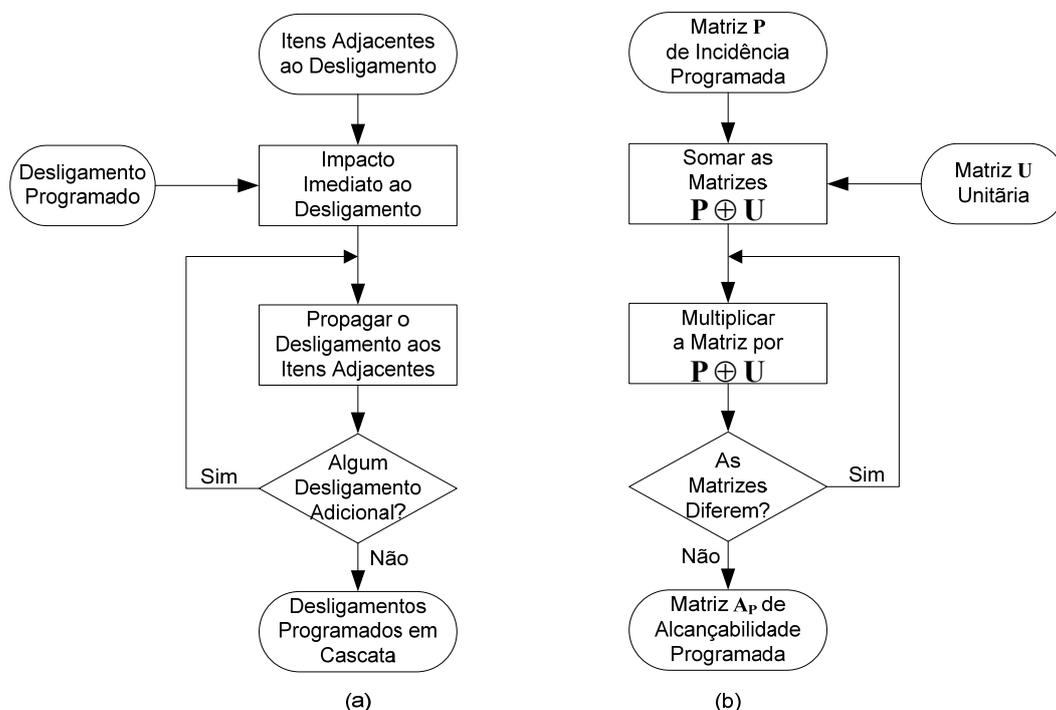


Figura 85 – Propagação de Desligamentos Programados

Na ocorrência de um desligamento programado de um item, o impacto imediato será sobre os itens adjacentes, cujo funcionamento depende da operacionalidade do item desligado. Este impacto é então propagado para outros itens, de acordo com as relações de adjacências programadas entre os componentes, usando a propriedade de transitividade destas relações. Enquanto existirem novos desligamentos programados, o processo é repetido, expandindo a fronteira do desligamento para novos itens adjacentes. Concluídos estes desligamentos, o resultado final será a cascata de desligamentos em série resultante do evento inicial de desligamento programado. Para sistemas radiais ou de pequeno porte, este processo pode ser executado manualmente, usando o conhecimento *a priori* de especialistas em

análise de contingências. Alternadamente, pode-se usar uma base de dados históricos de desligamentos programados, na qual estejam identificados os equipamentos que originaram cada intervenção, e os desligamentos consequentes a cada saída programada.

Para grandes sistemas elétricos, pode-se implementar um algoritmo de pesquisa em profundidade no grafo de adjacência programada. A Figura 85 (b) ilustra o algoritmo matricial que simula este processo de forma paralela, para todos os desligamentos individuais. O Apêndice A ilustra sua implementação em *MatLab*<sup>®</sup>. Os desligamentos programados dos equipamentos são representados pela matriz diagonal unitária, de mesma dimensão que o sistema em estudo. Os impactos imediatos ocorrerão sobre os equipamentos adjacentes, cujo funcionamento depende da operacionalidade do equipamento desligado, sendo calculado pela soma da matriz unitária com a matriz de adjacência programada  $\mathbf{P} \oplus \mathbf{U}$ . Estes impactos são propagados para os equipamentos adjacentes, de acordo com as relações de adjacências programadas entre os componentes, multiplicando esta matriz resultante por  $\mathbf{P} \oplus \mathbf{U}$ . Qualquer divergência deste resultado com a matriz anterior indicará a necessidade de novos desligamentos programados, obrigando a repetição do processo, e expandindo a fronteira do desligamento para novos itens adjacentes. Neste algoritmo, todas as operações matriciais são realizadas utilizando álgebra booleana (módulo 2). Concluídos estes desligamentos, o resultado final será a Matriz de Alcançabilidade Programada  $\mathbf{A}_P$  assim definida:

**Definição 123** – *Matriz de Alcançabilidade Programada*

A Matriz de Alcançabilidade Programada pode ser definida pela expressão matricial (HARARY [105], SAGE [203]):

$$\mathbf{A}_P = [\mathbf{A}_{Pij}] = (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^r = (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^{r-1} \neq (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U})^{r-2}, \quad (245)$$

onde  $r$  (o menor inteiro positivo que satisfaz as equações acima) é a extensão máxima da cascata de desligamentos planejados decorrentes do desligamento programado originado em qualquer componente da rede, e  $\mathbf{U}$  a matriz diagonal unitária.

■

Assim,  $\mathbf{A}_P$  fornece os equipamentos que devem ser desligados em conjunto, para cada desligamento programado de um deles. Em geral, a extensão alcançada de um desligamento programado de um equipamento será função da capacidade dos demais equipamentos adjacentes em permanecer operando mesmo com o equipamento desligado. O equilíbrio estático será estabelecido quando não houver mais desligamentos programados necessários. Este instante é caracterizado pela solução da equação matricial

$$\mathbf{A}_P \otimes (\mathbf{P} \oplus \mathbf{U}) = \mathbf{A}_P, \quad (246)$$

ou seja, a equação (245) representa uma solução iterativa da equação (246) de equilíbrio estático do sistema elétrico, para um desligamento programado simples. Na prática, utiliza-se o algoritmo de Warshall, descrito no parágrafo 11.5, mais

eficiente que a multiplicação de matrizes (FURTADO [93]). O resultado será ilustrado com o seguinte exemplo:

**Exemplo 87 – Matriz de Alcançabilidade Programada**

A expressão (247) ilustra a Matriz de Alcançabilidade Programada (Tabela 50), resultado deste cálculo, para o sistema elétrico modelo da Figura 30, utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A e o algoritmo (245) para resolver a equação (246).

Tabela 50 – Matriz de Alcançabilidade Programada

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$A_P =$	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	1	0	0	1	1	0	0	0
	3	0	0	1	0	0	0	0	0
	4	0	0	1	1	1	0	1	0
	5	0	0	0	0	1	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	1	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	1	0
	8	0	0	0	0	0	1	1	1

■

A exemplo da Matriz de Alcançabilidade Forçada, a Matriz de Alcançabilidade Programada pode ser obtida por algoritmos de varredura em grafos (AHO, HOPCROFF e ULLMAN [4]) que modelam as relações de adjacência programada. A pesquisa em profundidade no grafo de adjacência programada fornecerá os caminhos de desligamentos programados entre os nós. Com isto, pode-se modelar um Grafo de Alcançabilidade Programada, cujos vértices sejam os elementos da rede, e as arestas as relações de alcançabilidade para os demais elementos dos desligamentos planejados de cada componente, de acordo com a seguinte definição:

**Definição 124 – Grafo de Alcançabilidade Programada**

O Grafo de Alcançabilidade Programada é um grafo dirigido definido pela tupla:

$$G_{AP} = (V, A_P), \text{ onde:} \tag{248}$$

$$V = \{V_1, V_2, \dots, V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ equipamentos da rede,} \tag{249}$$

$$A_P = \{A_{P1}, A_{P2}, \dots, A_{Pm}\} = \text{o conjunto de } m \leq n^2 \text{ arcos da rede, e} \tag{250}$$

$$A_{Pi} = (V_j, V_k) = \text{o par ordenado de equipamentos } j \# k \text{ da rede,} \tag{251}$$

representando a alcançabilidade dos desligamentos programados do componente  $j$  sobre o componente  $k$ .

■

O exemplo seguinte ilustra a forma deste grafo.

### Exemplo 88 – Grafo de Alcançabilidade Programada

A Figura 86 ilustra o grafo resultante da Matriz de Alcançabilidade Programada (247) anterior, correspondente ao sistema elétrico exemplo da Figura 30.

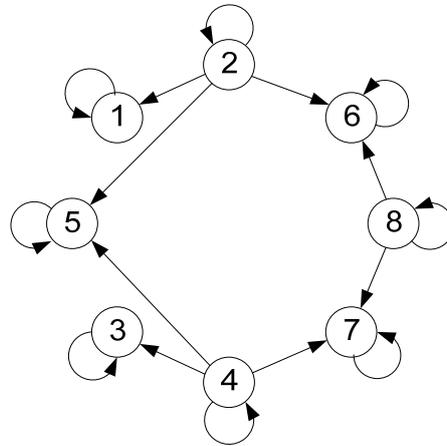


Figura 86 – Grafo de Alcançabilidade Programada

Observa-se que a conectividade do grafo da Figura 86 (ou a densidade da matriz da Tabela 50) neste caso é bastante inferior aos similares de alcançabilidade forçada, já que é possível planejar antecipadamente que elementos serão desligados simultaneamente, em consequência ou para viabilizar o desligamento programado. Nestes exemplos, também foram excluídos os disjuntores para reduzir a complexidade dos grafos e matrizes correspondentes.

■

O grafo e a matriz de alcançabilidade programada podem ser obtidos também por simulação direta da Rede de Petri de Adjacência Programada, colocando marcas individuais em cada lugar da rede com desligamento programado e simulando sua propagação aos demais lugares, conforme mostra o exemplo a seguir.

### Exemplo 89 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Programada

A Figura 87 ilustra o resultado da simulação de uma marca inicial no lugar hachurado 2 da Figura 70, simulando uma saída programada da barra 2 da Empresa 1, e sua propagação por simulação aos demais lugares da rede. O resultado produz exatamente a segunda linha da Matriz de Alcançabilidade Programada da Tabela 50.

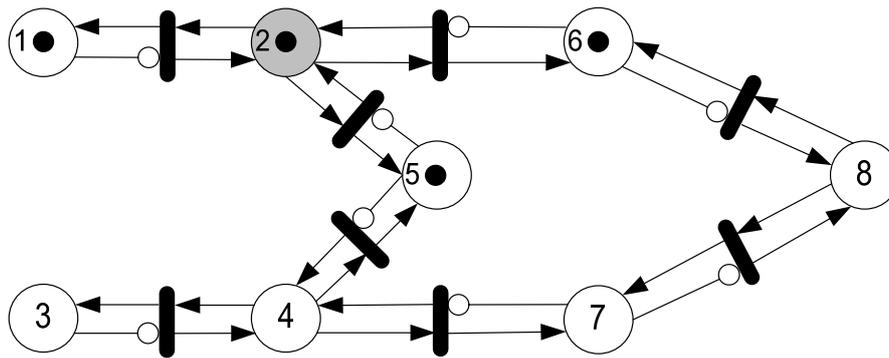


Figura 87 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Programada

■

O alcance da propagação de uma saída programada depende do grau de conectividade da rede e das rotas alternativas das causalidades programadas entre os equipamentos. O nível de conectividade do grafo de alcançabilidade programada pode ser estudado identificando os componentes fortemente conectados, assim definidos:

**Definição 125 – Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada**

Os Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada são formados pelos subconjuntos de equipamentos da rede elétrica entre os quais existe uma relação mútua de desligamento programado entre quaisquer par de componentes.

■

Isto significa que qualquer componente de cada subconjunto que iniciar um desligamento programado, implicará no desligamento programado de todos os demais componentes do mesmo subconjunto. Matricialmente, estes componentes podem ser identificados multiplicando, elemento a elemento, a Matriz de Alcançabilidade Programada por sua transposta (HARARY [105]), resultando na Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada:

$$CF_P = A_P \cdot * (A_P^T). \tag{252}$$

Os Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada contendo o equipamento  $i$  são determinados pelos elementos iguais a 1 na linha (ou coluna) de ordem  $i$  na matriz  $CF_P$ , conforme ilustrado no exemplo a seguir.

**Exemplo 90 – Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada**

A expressão (253) ilustra a Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada (Tabela 51), resultado do cálculo da equação (252), para o sistema exemplo da Figura 30 utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 51 – Matriz de Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada

$$CF_P = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \mathbf{1} \\ \mathbf{0} \end{matrix} & \begin{matrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} \end{matrix} \end{matrix} \quad (253)$$

Cada linha (ou coluna) desta matriz lista os equipamentos que devem desligar quando do desligamento programado de qualquer dos itens, para os quais o valor seja 1. O fato de a matriz ser diagonal, neste caso, indica que cada elemento é um subconjunto independente de Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Programada. A Figura 88 ilustra os oito subconjuntos de Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Programada no diagrama unifilar para o sistema exemplo da Figura 30.

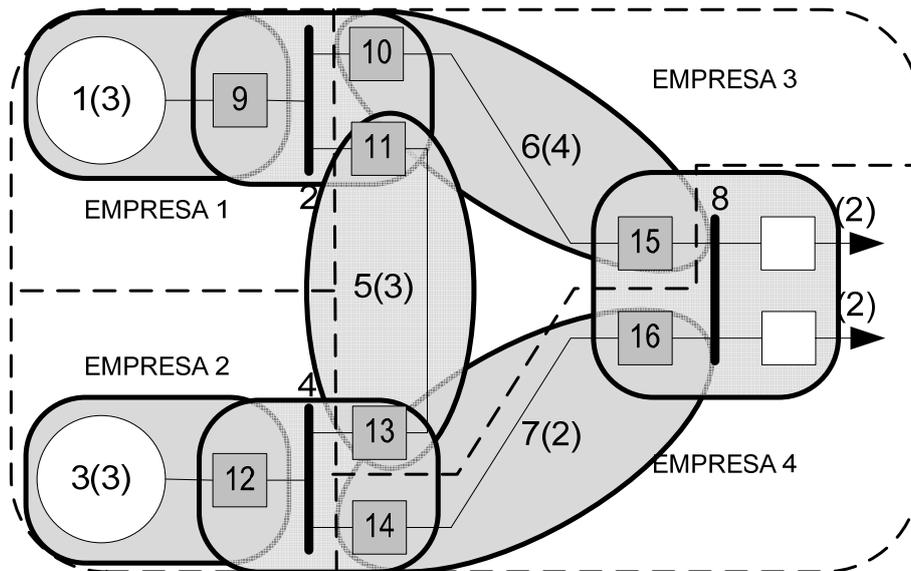


Figura 88 – Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Programada

O número elevado de componentes fortemente conexos neste caso decorre da esparsidade ou quantidade de zeros na matriz de alcançabilidade.

■

Esta independência dos equipamentos em relação ao desligamento programado será importante posteriormente na determinação de equivalentes topológicos. A exemplo dos desligamentos forçados, a associação de desligamentos programados entre equipamentos também pode ser medida utilizando as matrizes de associação de Grammian (BASILEVSKY [30]), ou redes de cocitação e acoplamento (NEWMAN [177]), construídas a partir da Matriz de Alcançabilidade Programada. Duas matrizes

de associação serão definidas, relacionadas com as causas e consequências dos desligamentos, conforme as definições seguintes:

**Definição 126 – Matriz de Associação Originária Programada**

A Matriz de Associação Originária Programada de um sistema relaciona, para cada equipamento, as quantidades de relações de desligamento programados em cascata que são originárias no próprio equipamento.

■

**Definição 127 – Matriz de Associação Destinatária Programada**

A Matriz de Associação Destinatária Programada de um sistema relaciona, para cada equipamento, a quantidade de relações de desligamento programados em cascata, originados em outros componentes, que afetam o equipamento.

■

Estas matrizes são calculadas diretamente da Matriz de Alcançabilidade Programada, usando as matrizes simétricas de associação de Gramian:

$$\mathbf{A}_p^O = \mathbf{A}_p * \mathbf{A}_p^T, \quad (254)$$

$$\mathbf{A}_p^D = \mathbf{A}_p^T * \mathbf{A}_p, \quad (255)$$

onde os sobrescritos  $O$  e  $D$  denotam, respectivamente, as matrizes de associação originária e destinatária. O componente  $A_{p_{ij}}^D$  da matriz  $\mathbf{A}_p^D$  é o número de equipamentos que desligam pelas saídas programada dos equipamentos  $i$  e  $j$ , enquanto o componente  $A_{p_{ij}}^O$  da matriz  $\mathbf{A}_p^O$  corresponde ao número de equipamentos que desligam programadamente os equipamentos  $i$  e  $j$ . Na diagonal principal, o elemento  $A_{p_{ii}}^D$  da matriz  $\mathbf{A}_p^D$  lista o número de equipamentos que serão desligados pela saída programada do componente  $i$ , enquanto o elemento  $A_{p_{ii}}^O$  da matriz  $\mathbf{A}_p^O$  lista o numero de itens cujas saídas programadas desligam o equipamento  $i$ . Os exemplos a seguir ilustram a aplicação destas matrizes na hierarquização da importância relativa dos equipamentos do sistema quanto ao impacto de desligamentos programados.

**Exemplo 91 – Matriz de Associação Originária Programada**

A expressão (256) ilustra a Matriz de Associação Originária Programada (Tabela 52), resultado do cálculo da equação (254), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 52 – Matriz de Associação Originária Programada

$$A_P^O = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \\ \mathbf{2} \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \\ 1 \quad \mathbf{1} \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \\ 0 \quad 0 \quad \mathbf{2} \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \\ 0 \quad 0 \quad 1 \quad \mathbf{1} \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \\ 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad \mathbf{3} \quad 1 \quad 1 \quad 0 \\ 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad \mathbf{3} \quad 1 \quad 1 \\ 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad \mathbf{3} \quad 1 \\ 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad \mathbf{1} \end{array} \end{array} \quad (256)$$

As seguintes conclusões sobressaem nesta simulação:

- Na diagonal principal, destaca-se a importância das linhas de transmissão 5, 6 e 7 como originárias potenciais do maior número de desligamentos programados em cascata, seguindo-se em ordem decrescente de importância, os geradores 1 e 3, e finalmente, as barras 2, 4 e 8.
- Fora da diagonal principal, a matriz mostra que as saídas programadas dos equipamentos das empresas 2 e 4 não afetam os equipamentos da empresa 1, confirmada pelos zeros nos elementos correspondentes a estas relações.

■

#### Exemplo 92 – Matriz de Associação Destinatária Programada

A expressão (257) ilustra a Matriz de Associação Destinatária Programada (Tabela 53), resultado do cálculo da equação (255), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 53 – Matriz de Associação Destinatária Programada

$$A_P^D = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \\ \mathbf{1} \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ 1 \quad \mathbf{4} \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \\ 0 \quad 0 \quad \mathbf{1} \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ 0 \quad 1 \quad 1 \quad \mathbf{4} \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \\ 0 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad \mathbf{1} \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \mathbf{1} \quad 0 \quad 1 \\ 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad \mathbf{1} \quad 1 \\ 0 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad \mathbf{3} \end{array} \end{array} \quad (257)$$

As seguintes conclusões sobressaem nesta simulação:

- Na diagonal principal, as barras de geração 3 e 4 destacam-se como maiores destinatários dos desligamentos programados em cascata iniciados nos demais equipamentos da rede, seguidas pela barra de carga 8. As linhas e geradores são os equipamentos menos afetados por saídas programadas em cascata.

- Fora da diagonal principal, os valores nulos relacionados ao gerador 1 indicam a imunidade deste equipamento para desligamentos programados nos demais equipamentos, com exceção da própria barra 2.

■

Para análise do impacto cruzado dos desligamentos programados entre os agentes, pode-se particionar os equipamentos entre as empresas interligadas. A matriz de alcançabilidade será dividida em submatrizes associadas, que definem as adjacências entre as empresas para alcançabilidade de saídas programadas. Cada submatriz na diagonal principal  $A_{Pii}$ , representará as alcançabilidades programadas entre os equipamentos da própria empresa  $i$ , enquanto as submatrizes fora da diagonal principal,  $A_{Pij}$ , modelarão os desligamentos programados por alcançabilidade entre duas empresas, como mostra o seguinte exemplo:

**Exemplo 93 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas**

A partição da Matriz de Alcançabilidade Programada entre as empresas do sistema modelo da Figura 30 encontra-se representada pela Tabela 54:

*Tabela 54 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Empresas*

$$A_{Pij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline [A_{P11}] & [A_{P12}] & [A_{P13}] & [A_{P14}] & \text{Empresa 1} \\ \hline [A_{P21}] & [A_{P22}] & [A_{P23}] & [A_{P24}] & \text{Empresa 2} \\ \hline [A_{P31}] & [A_{P32}] & [A_{P33}] & [A_{P34}] & \text{Empresa 3} \\ \hline [A_{P41}] & [A_{P42}] & [A_{P43}] & [A_{P44}] & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (258)$$

Cada elemento desta matriz é formado por uma submatriz, cujos elementos podem ser identificados pelo hachuramento da matriz da Tabela 50. Observa-se que as submatrizes  $A_{P12}$ ,  $A_{P14}$ ,  $A_{P21}$ ,  $A_{P31}$ ,  $A_{P32}$ ,  $A_{P34}$ ,  $A_{P41}$  e  $A_{P42}$  são nulas, indicando que não há necessidade de desligamento programado entre os pares de empresas 1-2, 1-4, 2-1, 3-1, 3-2, 3-4, 4-1 e 4-2. As demais matrizes fora da diagonal principal modelam a necessidade de desligamentos programados entre as empresas interligadas. Na diagonal principal, apenas a matriz  $A_{P33}$  é uma matriz diagonal, indicando a inexistência de alcançabilidade de desligamentos programados entre os equipamentos da empresa 3. Este fato decorre da característica específica desta empresa, com ativos isolados, interligados apenas por ativos de outras empresas. Esta partição pode ser representada também por um dígrafo com as possíveis matrizes de alcançabilidade entre as empresas, conforme representado na Figura 89. Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as Matrizes de Interligação por Alcançabilidade Programada identificadas.

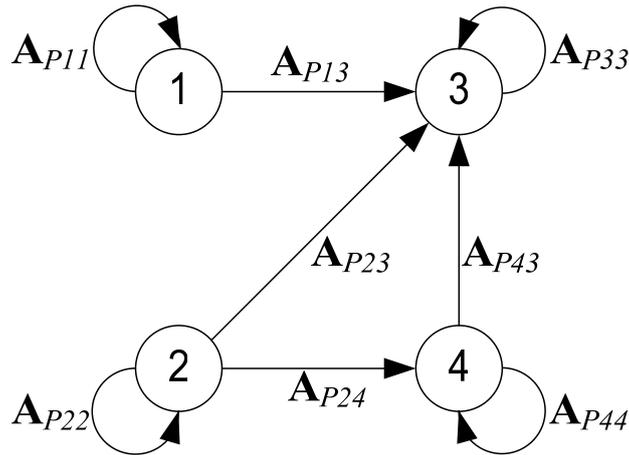


Figura 89 – Grafo de Interligação por Alcançabilidade Programada

Cada aresta neste grafo com início e fim no mesmo nó representa a Matriz de Alcançabilidade Programada própria, de cada empresa. As demais representam as Matrizes de Interligação por Alcançabilidade Programada entre empresas interligadas. Nota-se a similaridade da estrutura deste grafo com o Grafo de Interligação Programada da Figura 73, indicando que a alcançabilidade dos desligamentos programados entre empresas limita-se à adjacência programada entre os desligamentos de empresas vizinhas.

■

Além da partição da Matriz de Alcançabilidade Programada, a quantificação do alcance do impacto dos desligamentos planejados entre as empresas pode ser avaliada também por uma matriz quadrada de ordem  $N$ , assim definida:

**Definição 128 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas**

Define-se uma Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas  $A_{PS}$ , pela expressão:

$$A_{PS} = [A_{PSij}] = p_i A_{PS} p_j = \begin{cases} m, & \text{se } p_i \text{ alcança } m \text{ itens de } p_j \text{ programadamente,} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (259)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são sistemas ou empresas quaisquer da rede elétrica, e  $i, j \leq N$ , o número de empresas modeladas.

■

Esta matriz pode ser calculada a partir da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos  $A_p$  e a Matriz de Sistemas  $S$  pela expressão quadrática:

$$A_{PS} = [A_{PSij}] = S * (A_p > 0) * S^T, \quad i \leq N, \quad (260)$$

em que  $0$  é a matriz nula de mesma ordem que  $A_p$ , conforme mostrado no seguinte exemplo:

### Exemplo 94 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas

A Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 55, resultado da fórmula (260) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 55 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas

	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	EMPRESA
$\mathbf{A}_{PS} =$	3	0	2	0	Empresa 1
	0	3	1	1	Empresa 2
	0	0	2	0	Empresa 3
	0	0	1	3	Empresa 4

(261)

As seguintes constatações são derivadas desta matriz:

- Os elementos da diagonal principal indicam a quantidade de alcançabilidades programadas internas e externas que impactam cada empresa, um indicador da necessidade de cada empresa de propagar internamente os desligamentos programados. Nota-se que todas as empresas propagam internamente saídas programadas de seus equipamentos, representadas pelos valores não nulos na diagonal principal.
- Os elementos fora da diagonal principal indicam a quantidade de desligamentos programados transferidos entre as empresas. Os desligamentos programados nas empresas 1, 2 e 4 afetam a empresa 3. Os da empresa 2 afetam as empresas 3 e 4, enquanto a empresa 3 pode desligar programadamente seus equipamentos sem afetar as demais empresas.

■

Estas mesmas informações podem ser representadas por um grafo dirigido valorado, conforme a seguinte definição:

### Definição 129 – Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas

Pode-se modelar um Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas para uma rede elétrica por um dígrafo valorado definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{SAP} = (\mathbf{S}, \mathbf{A}_p), \text{ onde:} \quad (262)$$

$$\mathbf{S} = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_N\} = \text{o conjunto de } N \text{ empresas ou subsistemas da rede,} \quad (263)$$

$$\mathbf{A}_{Pij} = \{A_{P11} \ A_{P12} \ \dots \ A_{PmN}\} = \text{o conjunto de } m \leq N^2 \text{ arcos da rede, e} \quad (264)$$

$$A_{Pjk} = (l_{jk}, S_j, S_k) = \text{o terno ordenado de elementos } S_j \# S_k \text{ da rede,} \quad (265)$$

representando o número  $l_{jk}$  de relações de alcançabilidade programada do subsistema ou empresa  $S_k$  provocadas pelos desligamentos programados no subsistema ou empresa  $S_j$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta representação, obtida diretamente da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas.

### Exemplo 95 – Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas

A Figura 90 ilustra o Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas correspondente às empresas interligadas da Figura 30, modelada pela matriz da Tabela 55.

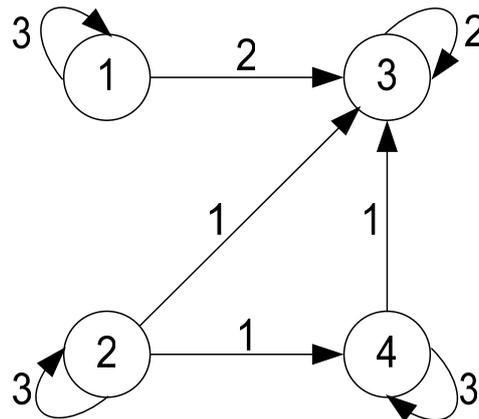


Figura 90 – Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas

Cada peso nas arestas deste grafo representa a quantidade de relações de causalidade entre desligamentos programados entre as empresas. Valem neste caso as mesmas constatações do Exemplo 94 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas.

■

As matrizes de alcançabilidade,  $A_I$  e  $A_P$ , avaliam e estendem as consequências de cada desligamento, forçado ou programado, na topologia da rede. Por consistência lógica, ter-se-á invariavelmente que  $A_P \subset A_I$ , ou seja, as adjacências programadas entre dois equipamentos também fazem parte do conjunto de adjacências forçadas entre os mesmos equipamentos. Estas relações serão complementadas pelas relações de vulnerabilidade entre as proteções na propagação de desligamentos em cascata.

## 11.7. Modelo de Vulnerabilidade Protetiva

Ao contrário dos modelos de alcançabilidade programada e forçada, a propagação das atuações das proteções é limitada pelo alcance dos ajustes dos relés e pela intransitividade da relação de adjacência protetiva. A alcançabilidade das proteções limita-se em geral aos itens adjacentes, condicionada à confiabilidade e vulnerabilidade das proteções primárias e de retaguarda de cada equipamento. Para que a proteção do equipamento  $i$  atue para uma falha no componente  $j$  é necessário que ocorra uma das seguintes condições:

- recusa da proteção (primária) do equipamento  $j$ , com sensibilização e atuação correta da proteção (de retaguarda) do equipamento  $i$ ; ou
- sensibilização e atuação incorreta da proteção (de retaguarda) do equipamento  $i$ , por sobrealcançe ou outro defeito interno.

Em ambos os casos, caracteriza-se uma vulnerabilidade do sistema de proteção. Para representar estas situações, o Modelo de Vulnerabilidade Protetiva calcula as chances de falhas nos sistemas de proteção de um componente sobre os componentes adjacentes, através do seguinte conceito:

**Definição 130 – Vulnerabilidade Protetiva**

A Vulnerabilidade Protetiva  $T_{CPij}$  do equipamento  $i$  em relação ao equipamento  $j$  é definida pela probabilidade de atuação da proteção do equipamento  $i$  para falhas no equipamento  $j$ , expressa pela equação:

$$T_{CPij} = c_i * (T_{ij} - c_j * T_{ij}) + T_{ij} * v_i, \quad i, j \leq n, \quad (266)$$

onde  $c_i$  = confiabilidade da proteção  $i$ ;  
 $c_j$  = confiabilidade da proteção  $j$ ;  
 $v_i$  = vulnerabilidade da proteção  $i$ ; e  
 $T_{ij}$  = adjacência protetiva entre  $i$  e  $j$ .

■

A primeira parcela da expressão (266) estima a probabilidade de recusa de proteção do item  $j$ , na faixa de alcance de proteção do item  $i$ . A segunda parcela estima a probabilidade de atuação indevida da proteção própria do item  $i$ , independente da recusa de atuação de outro item, para falhas na faixa de alcance. Estas operações podem ser estendidas para todos os equipamentos de um sistema elétrico, através da seguinte matriz:

**Definição 131 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva**

A Matriz de Vulnerabilidade Protetiva pode ser definida pela expressão matricial (SIQUEIRA [226][230][232][234][235][236]):

$$\mathbf{T}_{CPij} = [T_{CPij}] = \mathbf{c}_D * (\mathbf{T} - \mathbf{c}_D * \mathbf{T})^T + \mathbf{v}_D * \mathbf{T}, \quad (267)$$

onde o elemento  $T_{CPij}$  estima a probabilidade de que a proteção do item  $i$  irá desligar para um defeito no item  $j$ .

■

A equação (267) considera que os elementos  $ij$  das matrizes  $(\mathbf{T} - \mathbf{c}_D * \mathbf{T})$  e  $(\mathbf{v}_D * \mathbf{T})$  são as probabilidades de recusa e atuação indevidas, respectivamente, da proteção do componente  $i$ , ou disjuntor, para defeito em  $j$ . Expressam as probabilidades de cada equipamento desligar por falha da proteção ou disjuntor de outro componente, em função da Matriz de Adjacência Protetiva  $\mathbf{T}$ . O exemplo seguinte ilustra o cálculo desta matriz:

### Exemplo 96 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva

A expressão (268) ilustra a Matriz de Vulnerabilidade Protetiva (Tabela 56), resultado deste cálculo, para o sistema elétrico modelo da Figura 30, utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, considerando uma confiabilidade constante de 90% para todas as proteções e uma probabilidade de recusa de 1%. Nota-se que, por definição, os elementos  $T_{CPi}$  na diagonal principal serão sempre nulos para que  $T_{CP}$  modele apenas as relações de vulnerabilidade na adjacência da proteção. Os desligamentos forçados do equipamento protegido, por falhas na própria proteção ou sistema de controle, já são computados no vetor  $f_i$  por definição.

Tabela 56 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$T_{CP} =$	0	0,01	0	0	0,1	0,37	0	0	
	0,08	0	0	0	0,08	0,32	0	0	
	0	0	0	0,03	0,1	0	0,24	0	
	0	0	0,24	0	0,08	0	0,24	0	
	0,1	0,01	0,28	0,01	0	0,36	0,27	0	
	0,1	0,04	0	0	0,04	0	0,22	0,04	
	0	0	0,26	0,05	0,05	0,33	0	0,05	
	0	0	0	0	0	0,32	0,24	0	

(268)

■

A partir da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva, pode-se modelar um Grafo de Vulnerabilidade Protetiva, cujos vértices sejam os elementos da rede, e as arestas as probabilidades de desligamentos intempestivos de cada elemento, por falha na proteção de outro equipamento, quando da ocorrência de um defeito. A seguinte definição descreve este grafo:

#### Definição 132 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva

O Grafo de Vulnerabilidade Protetiva é um grafo dirigido valorado definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{TC} = (\mathbf{V}, \mathbf{T}_{CP}), \text{ onde:} \quad (269)$$

$$\mathbf{V} = \{V_1, V_2, \dots, V_n\} = \text{conjunto de } n \text{ equipamentos da rede,} \quad (270)$$

$$\mathbf{T}_{CP} = \{T_{CP1}, T_{CP2}, \dots, T_{CPn}\} = \text{conjunto de } m \leq n^2 \text{ arcos da rede, onde} \quad (271)$$

$$T_{CPi} = (V_j, V_k, C_{jk}) = \text{terno ordenado de componentes } j \# k \text{ da rede, e peso } C_{jk} \quad (272)$$

representando a probabilidade da atuação da proteção do componente  $j$  para defeitos no componente  $k$ .

■

O Grafo de Vulnerabilidade Protetiva é modelado por uma Rede Bayesiana, na qual o peso de cada arco representa a probabilidade condicional relacionando as variáveis antecedentes e consequentes, descritivas do estado de cada proteção.

Sua determinação segue-se diretamente da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva, conforme mostra o exemplo seguinte:

### Exemplo 97 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva

A Figura 91 ilustra a Rede Bayesiana ou Grafo de Vulnerabilidade Protetiva resultante da matriz anterior, correspondente ao sistema elétrico exemplo da Figura 30, onde as vulnerabilidades são representadas por valores anotados nos elos entre os nós, representando os componentes do sistema.

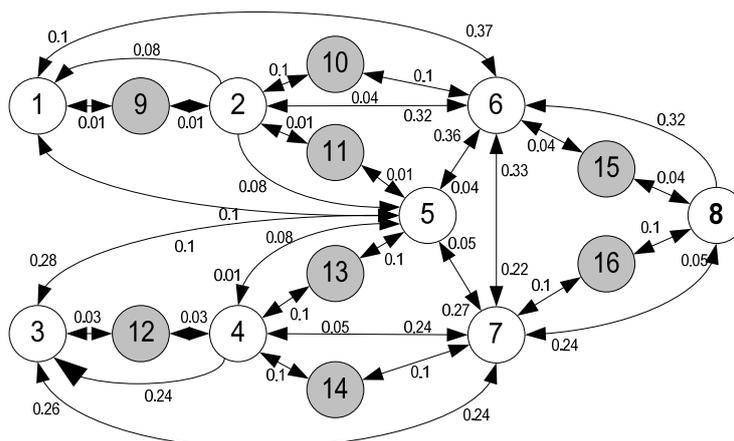


Figura 91 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva

Na Matriz de Vulnerabilidade Protetiva também foram excluídos os disjuntores para reduzir a complexidade dos grafos e matrizes. Sua inclusão pode ser facilmente realizada conforme ilustra o grafo da Figura 91, caso se conheça suas vulnerabilidades ou probabilidades de atuações indevidas ou recusas.

■

Por último, é necessário destacar outro fator que limita os desligamentos provocados por falhas na proteção. Durante uma saída forçada de um equipamento, um conjunto de equipamentos será desligado de forma determinística, através do Modelo de Alcançabilidade Forçada. Em paralelo, outro conjunto de equipamentos poderá ser desligado, de forma probabilística, decorrente do Modelo de Vulnerabilidade Protetiva. Estes conjuntos estão representados genericamente no diagrama de Venn da Figura 92.

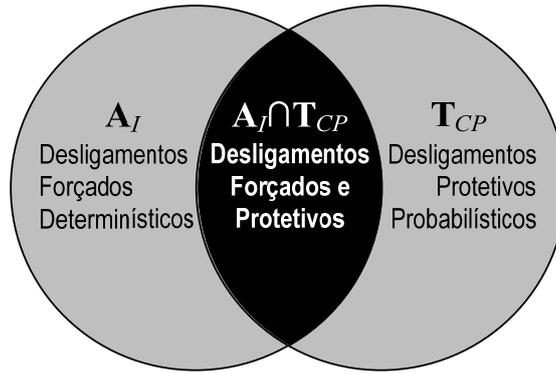


Figura 92 – Modelo de Desligamentos Forçados e Protetivos

Nota-se que os desligamentos localizados na interseção destes conjuntos serão eventos determinísticos, com probabilidade condicional de 100% de ocorrência, de acordo com o Modelo de Alcançabilidade Forçada, imediatamente após o desligamento forçado do equipamento de origem. Os desligamentos localizados no conjunto subtração  $\{T_{CP}-A_I\}$  constituem as saídas probabilísticas resultantes exclusivamente de falhas na proteção, identificadas pela seguinte definição:

**Definição 133 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada**

Para manter a coerência probabilística, será necessário restringir o modelo de alcançabilidade protetiva ao conjunto de equipamentos fora da alcançabilidade forçada, definindo a Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada:

$$\{T_C\} = \{T_{CP}\} - \{A_I\}, \quad (273)$$

ou, em termos matriciais,

$$T_C = T_{CP} \cdot *(\neg A_I). \quad (274)$$

■

Este cálculo pode ser ilustrado com o seguinte exemplo:

**Exemplo 98 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada**

A expressão (275) ilustra a Matriz de Vulnerabilidade Protetiva (Tabela 57), limitada aos equipamentos fora da alcançabilidade forçada, resultado da equação (274), para o sistema elétrico modelo da Figura 30, a partir das matrizes de alcançabilidade forçada e protetiva originais, utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 57 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada

$$\mathbf{T}_C = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \end{array} \\ \begin{array}{cccccccc} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,10 & 0,01 & 0,28 & 0,01 & 0 & 0,36 & 0,27 & 0 \\ 0,10 & 0,04 & 0 & 0 & 0,04 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,26 & 0,05 & 0,05 & 0,33 & 0 & 0,05 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \end{array} \quad (275)$$

Destacam-se, nesta matriz, os seguintes aspectos, quando comparada à matriz de vulnerabilidade original da Tabela 56:

- As vulnerabilidades protetivas entre os equipamentos 1 a 4 das empresas 1 e 2 foram eliminadas, considerando que eles formam um conjunto fortemente conexo para desligamentos forçados.
- As vulnerabilidades protetivas da barra de carga 8 da empresa 4 para saídas forçadas nos demais componentes foram eliminadas, considerando que ela já desliga forçadamente para estas contingências.

■

O mesmo resultado pode ser visualizado por um dígrafo valorado, ou Rede Bayesiana, ilustrada no exemplo seguinte:

#### Exemplo 99 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva Limitada

As limitações calculadas na Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada serão refletidas também no Grafo de Vulnerabilidade Protetiva Limitada (Figura 93), para o sistema elétrico modelo da Figura 30, com base na Tabela 57.

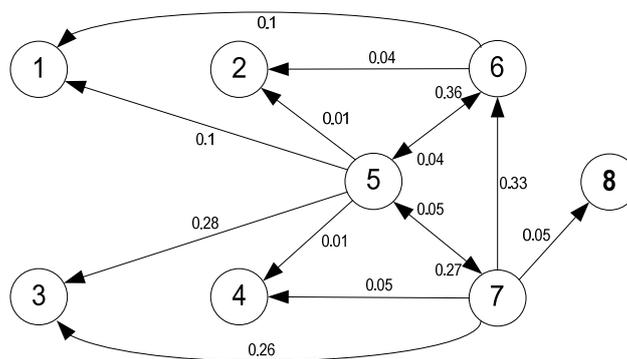


Figura 93 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva Limitada

Neste grafo foram eliminados os nós correspondentes aos disjuntores, para simplificar a figura.

■

A Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada será utilizada no restante desta pesquisa, em substituição à Matriz de Vulnerabilidade Protetiva original. Para análise do impacto cruzado das proteções entre agentes, ela será particionada em submatrizes associadas, que definem as vulnerabilidades entre as empresas para alcançabilidade das proteções. Cada submatriz na diagonal principal  $T_{Cii}$ , representará as vulnerabilidades das proteções dos equipamentos da própria empresa  $i$ , para defeitos internos aos seus sistemas, enquanto as submatrizes fora da diagonal principal,  $T_{Cij}$  modelam as vulnerabilidades protetivas entre duas empresas, conforme ilustrado no exemplo a seguir.

**Exemplo 100 – Partição da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas**

A partição da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre as empresas do sistema modelo da Figura 30 encontra-se representada pela Tabela 58.

*Tabela 58 – Partição da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Empresas*

$$T_{Cij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline [T_{C11}] & [T_{C12}] & [T_{C13}] & [T_{C14}] & \text{Empresa 1} \\ \hline [T_{C21}] & [T_{C22}] & [T_{C23}] & [T_{C24}] & \text{Empresa 2} \\ \hline [T_{C31}] & [T_{C32}] & [T_{C33}] & [T_{C34}] & \text{Empresa 3} \\ \hline [T_{C41}] & [T_{C42}] & [T_{C43}] & [T_{C44}] & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (276)$$

Cada elemento desta matriz é formado por uma submatriz, cujos elementos podem ser identificados pelo hachuramento da matriz da Tabela 57. Observa-se que as submatrizes  $T_{C12}$ ,  $T_{C13}$ ,  $T_{C14}$ ,  $T_{C21}$ ,  $T_{C23}$  e  $T_{C24}$  são nulas, indicando ausência de atuações das proteções entre os pares de empresas 1-2, 1-3, 1-4, 2-1, 2-3 e 2-4 por falhas de proteção. As demais matrizes fora da diagonal principal modelam as possibilidades de atuação das proteções de retaguarda entre as empresas interligadas. Esta partição pode ser representada também por um dígrafo com as possíveis matrizes de vulnerabilidade protetiva entre as empresas, conforme representado na Figura 94. Cada nó neste grafo representa uma empresa, e as arestas as Matrizes de Interligação por Vulnerabilidade Protetiva identificadas.

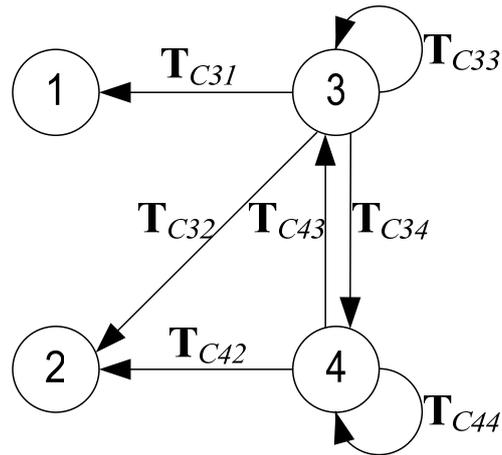


Figura 94 – Grafo de Interligação por Vulnerabilidade Protetiva

Cada aresta neste grafo com início e fim no mesmo nó representa a Matriz de Vulnerabilidade Protetiva própria, de cada empresa. As demais representam as Matrizes de Interligação por Vulnerabilidade Protetiva entre empresas interligadas. Nota-se a ausência de arestas originárias nas empresas 1 e 2, já que ambas já formam um conjunto fortemente conexo para desligamentos forçados, e portanto determinísticos, sobrepondo-se às atuações indevidas das proteções, probabilísticas.

■

Além da partição da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas, o impacto dos sistemas de proteção entre as empresas pode ser avaliado também por uma matriz quadrada de ordem  $N$ , assim definida:

**Definição 134 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas**

Define-se uma Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas  $\mathbf{T}_{CS}$ , pela expressão:

$$\mathbf{T}_{CS} = [T_{CSij}] = [p_i T_{CS} p_j] = [m], \quad (277)$$

onde  $p_i$  e  $p_j$  são sistemas ou empresas quaisquer da rede elétrica,  $m$  é o número de sobrealcances de sistemas de proteção em  $p_i$  para falhas e defeitos em  $p_j$ , e  $i, j \leq N$  é o número de empresas modeladas.

■

Esta matriz traduz o nível de vulnerabilidade das proteções entre empresas, para falhas em empresas vizinhas, mas também o nível de proteção de retaguarda entre elas, podendo ser calculada a partir da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Equipamentos  $\mathbf{T}_C$  e a Matriz de Sistemas  $\mathbf{S}$  pela expressão quadrática:

$$T_{CS} = [T_{CSij}] = \mathbf{S} * (\mathbf{T}_C > \mathbf{0}) * \mathbf{S}^T, \quad i \leq N, \quad (278)$$

em que  $\mathbf{0}$  é a matriz nula de mesma ordem que  $\mathbf{T}_C$ , conforme ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 101 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas**

A Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representada na Tabela 59, resultado da fórmula (278) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 59 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas*

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	<b>EMPRESA</b>	
$\mathbf{T}_{CS} =$	0	0	0	0	<b>Empresa 1</b>	(279)
	0	0	0	0	<b>Empresa 2</b>	
	4	2	2	1	<b>Empresa 3</b>	
	0	2	2	1	<b>Empresa 4</b>	

A análise desta matriz conduz às seguintes constatações sobre a rede elétrica modelada:

- As empresas de geração 1 e 2 não provocam desligamentos adicionais por vulnerabilidades protetivas, além daqueles resultantes de alcançabilidades de saídas forçadas ou programadas.
- A empresa 3 pode introduzir desligamentos adicionais por falhas de proteção nos sistemas das demais empresas, e no próprio sistema.
- A empresa 4 também pode desligar equipamentos próprios e das demais empresas, com exceção da empresa de geração 1.
- Esta matriz lista apenas as vulnerabilidades ou sobrealcances protetivos não incluídos nas alcançabilidades dos desligamentos forçados entre as empresas.

■

Estas mesmas informações podem ser representadas por um grafo dirigido valorado, conforme a seguinte definição.

**Definição 135 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas**

Pode-se modelar um Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas para uma rede elétrica por um dígrafo valorado definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{STC} = (\mathbf{S}, \mathbf{T}_C), \text{ onde:} \tag{280}$$

$$\mathbf{S} = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_N\} = \text{o conjunto de } N \text{ empresas ou subsistemas da rede,} \tag{281}$$

$$\mathbf{T}_{Cij} = \{T_{C11} \ T_{C12} \ \dots \ T_{CmN}\} = \text{o conjunto de } m \leq N^2 \text{ arcos da rede, e} \tag{282}$$

$$T_{Cjk} = (l_{jk}, S_j, S_k) = \text{o terno ordenado de elementos } S_j \# S_k \text{ da rede,} \tag{283}$$

representando o número  $l_{jk}$  de relações de vulnerabilidade de desligamentos protetivos do subsistema ou empresa  $S_k$  para defeitos no subsistema ou empresa  $S_j$ .

■

O exemplo a seguir ilustra esta representação, obtida diretamente da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas, usando a equação (279).

### Exemplo 102 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas

A Figura 95 ilustra o Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas correspondente às empresas interligadas da Figura 30, modelada pela matriz da Tabela 59.

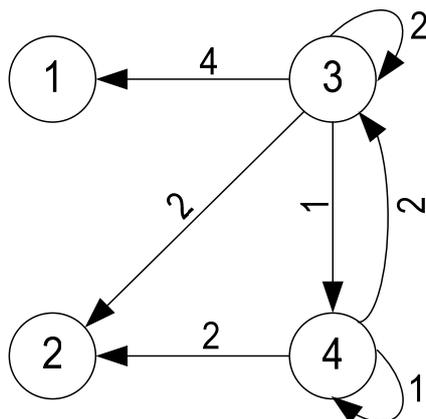


Figura 95 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas

Cada peso nas arestas deste grafo representa o número de sobrealcances ou vulnerabilidades protetivas entre as empresas. Valem neste caso as mesmas constatações do Exemplo 101 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas.

■

Estes modelos são capazes de representar os possíveis desligamentos forçados, programados e protetivos de uma rede, considerados isoladamente. A possibilidade de ocorrência de saídas simultâneas de equipamentos será investigada através do modelo de simultaneidade forçada de desligamentos.

## 11.8. Modelo de Simultaneidade Forçada

Dependendo da topologia e carregamento da rede, a ocorrência de desligamentos forçados simultâneos, originados em mais de um equipamento, pode gerar cascatas de desligamentos adicionais não previstos no modelo de adjacência forçada. Considerando que os desligamentos forçados exigem um tempo finito para normalização, é possível que outro desligamento forçado seja iniciado estando o sistema sob contingência do desligamento anterior, resultando na simultaneidade de eventos forçados. O mesmo fenômeno pode ocorrer na saída forçada de um componente quando outro componente se encontrar em manutenção. Em regiões sujeitas a ataques terroristas, abalos sísmicos, deslizamentos de terra, chuvas torrenciais, furacões e outras catástrofes naturais, é de se esperar a ocorrência de

falhas simultâneas em vários componentes da rede elétrica, e de outros elementos de infraestrutura básica, justificando o interesse em sua modelagem, para análise de riscos e desempenho. O estudo das relações de simultaneidade entre desligamentos forçados e/ou programados será iniciado pela introdução do seguinte modelo:

**Definição 136 – Modelo de Simultaneidade Forçada**

Um modelo de simultaneidade forçada relaciona os itens que, ao desligarem simultaneamente, forçam desligamentos adicionais de outros componentes na rede interligada, além daqueles decorrentes dos desligamentos individuais.

■

O exemplo a seguir ilustra a gênese destes desligamentos, utilizando Redes de Petri Estocásticas Generalizadas:

**Exemplo 103 – Modelo de Simultaneidade Forçada**

A Figura 96 ilustra o Modelo de Simultaneidade Forçada através de uma Rede de Petri Estocástica Generalizada (GSPN), formada pela conexão entre três subredes de Petri representando os equipamentos  $i$ ,  $j$  e  $k$ , e três transições instantâneas denominadas de Simultaneidades Forçadas entre os equipamentos  $i$  e  $j$ , desligando o equipamento  $k$ . Cada subrede foi replicada da Figura 18 – Rede de Petri Simplificada de Componente Primário, que modela o comportamento estocástico de cada equipamento.

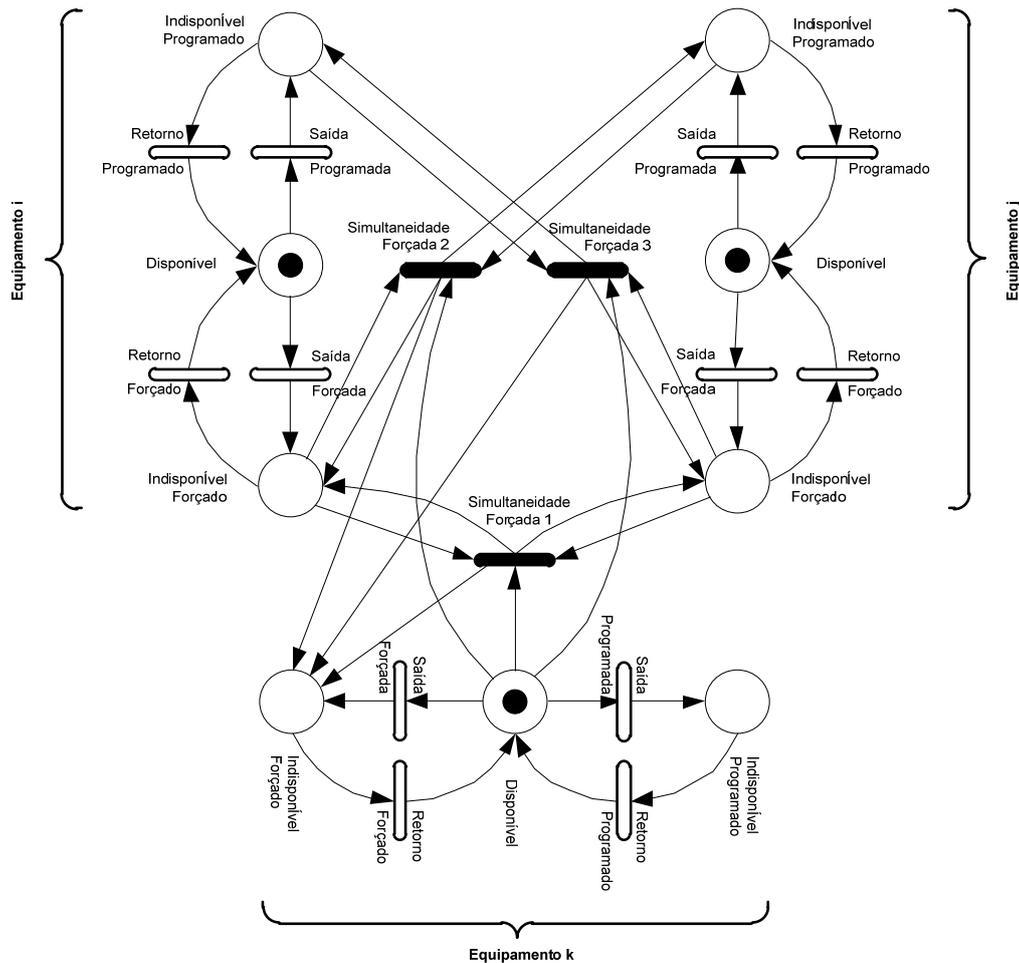


Figura 96 – Rede de Petri de Simultaneidade Forçada

Para simular o funcionamento desta rede, admite-se inicialmente que os componentes  $i$ ,  $j$  e  $k$  estejam disponíveis para operação, representados pelas marcas nos lugares Disponíveis na Rede de Petri. Se a transição temporizada de Saída Forçada do componente  $i$  dispara, sua marca migra para o lugar Indisponível Forçado. Se uma transição similar ocorrer no equipamento  $j$ , antes que o equipamento  $i$  seja restaurado, será habilitada a transição instantânea de Simultaneidade Forçada 1 já que existe uma marca no lugar Disponível do equipamento  $k$ . O disparo desta transição irá retirar a marca do lugar Disponível no componente  $k$ , e colocá-la no lugar Indisponível Forçado do componente  $k$ . As marcas de Indisponível Forçado dos componentes  $i$  e  $j$  serão repostas pelo disparo desta mesma transição, preservando sua condição de indisponibilidade. Nota-se que esta transição modela apenas a relação de simultaneidade dos desligamentos forçados dos componentes  $i$  e  $j$  sobre o componente  $k$ .

Alternadamente, supondo-se novamente que os componentes  $i$ ,  $j$  e  $k$  estejam disponíveis para operação, representados pelas marcas nos lugares Disponíveis na Rede de Petri, se a transição temporizada de Saída Programada do componente  $j$  dispara, sua marca migra para o lugar Indisponível Programado. Se uma transição forçada ocorrer no equipamento  $i$ , antes que o equipamento  $j$  seja restaurado, será

habilitada a transição instantânea de Simultaneidade Forçada 2 já que existe uma marca no lugar Disponível do equipamento  $k$ . O disparo desta transição irá retirar a marca do lugar Disponível no componente  $k$ , e colocá-la no lugar Indisponível Forçado do componente  $k$ . As marcas de Indisponível Programado do componente  $j$  e Indisponível Forçado do componente  $i$  serão repostas pelo disparo desta mesma transição, preservando suas condições de indisponibilidade.

Finalmente, considerando que os componentes  $i$ ,  $j$  e  $k$  estejam disponíveis para operação, se a transição temporizada de Saída Programada do componente  $i$  dispara, sua marca migra para o lugar Indisponível Programado. Se uma transição forçada ocorrer no equipamento  $j$ , antes que o equipamento  $i$  seja restaurado, será habilitada a transição instantânea de Simultaneidade Forçada 3 já que existe uma marca no lugar Disponível do equipamento  $k$ . O disparo desta transição irá retirar a marca do lugar Disponível no componente  $k$ , e colocá-la no lugar Indisponível Forçado do componente  $k$ . As marcas de Indisponível Programado do componente  $i$  e Indisponível Forçado do componente  $j$  serão repostas pelo disparo desta mesma transição, preservando suas condições de indisponibilidade.

■

Para estender este modelo às simultaneidades forçadas entre todos os equipamentos de um sistema interligado, o seguinte grafo será definido:

**Definição 137 – Grafo de Simultaneidade Forçada entre Equipamentos**

Pode-se modelar um Grafo de Simultaneidade Forçada entre Equipamentos para uma rede elétrica por uma estrutura algébrica definida pela quádrupla:

$$\mathbf{G}_{SF} = (\mathbf{V}, \mathbf{S}, \mathbf{I}, \mathbf{O}), \text{ onde:} \quad (284)$$

$$\mathbf{V} = \{V_1 \ V_2 \ \dots \ V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ elementos da rede,} \quad (285)$$

$$\mathbf{S} = \{S_1 \ S_2 \ \dots \ S_s\} = \text{o conjunto de } m \text{ simultaneidades possíveis da rede,} \quad (286)$$

$$\mathbf{I} = \{I_1 \ I_2 \ \dots \ I_p\} = \text{o conjunto de } p \text{ desligamentos simultâneos,} \quad (287)$$

$$\mathbf{O} = \{O_1 \ O_2 \ \dots \ O_q\} = \text{o conjunto de } q \text{ desligamentos consequentes, e} \quad (288)$$

$$I_k = (V_i, S_j) = \text{o par ordenado de elementos dos conjuntos } \mathbf{V} \text{ e } \mathbf{S}, \quad (289)$$

$$O_k = (S_j, V_i) = \text{o par ordenado de elementos dos conjuntos } \mathbf{S} \text{ e } \mathbf{V}, \quad (290)$$

representando respectivamente a relação de simultaneidade de desligamentos e a causalidade com outros desligamentos forçados.

■

As relações de causalidade para simultaneidades forçadas podem ser obtidas de forma similar às causalidades para adjacência forçada:

- preferencialmente de estudos de contingência, para falhas primárias e desligamentos programados simultâneos;
- diretamente do conhecimento *a priori* de analistas de sistemas de potência, com base em sua experiência; ou

- indiretamente, através de uma base de dados histórica de contingências, elicitando os padrões de desligamentos forçados simultâneos e suas consequências.

Estas condições podem ser modeladas por um circuito lógico que descreva as simultaneidades de eventos primários, e os eventos resultantes. O exemplo a seguir ilustra este modelo.

#### Exemplo 104 – Diagrama Lógico de Simultaneidade

A Figura 97 ilustra um Diagrama Lógico de Simultaneidade de saídas de linhas de transmissão do sistema elétrico exemplo na Figura 30, capazes de provocar desligamentos das cargas da barra 8. Neste modelo o desligamento simultâneo, forçado ou programado, de duas das três linhas resultará no desligamento da barra 8, devido ao estrangulamento da capacidade de transmissão da geração até a carga.

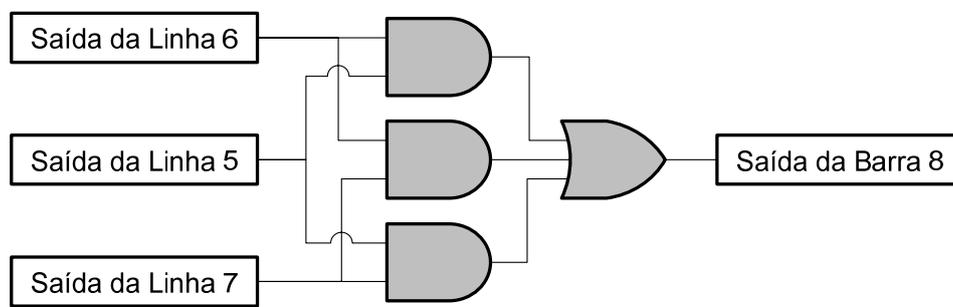


Figura 97 – Diagrama Lógico de Simultaneidade Forçada

Nota-se que o desligamento forçado de apenas uma das linhas 5 ou 7 não resultará na perda da carga da barra 8, uma vez que o sistema conserva a capacidade de transmissão e geração suficiente para atender a carga.

■

A representação desses modelos, para redes elétricas de grande porte, pode ser realizada utilizando os conceitos de Matrizes de Simultaneidade de Entrada e Saída, assim definidas:

#### Definição 138 – Matriz de Simultaneidade de Entrada

Define-se uma Matriz de Simultaneidade de Entrada  $S_I$ , pela expressão:

$$S_I = [S_{Iij}] = \begin{cases} 1, & \text{se o item } j \text{ precisa desligar para se ter a simultaneidade } i \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (291)$$

onde  $j \leq n$  denota qualquer equipamento da rede, e  $i \geq 1$  é a referência de uma simultaneidade de desligamentos com influência na rede.

■

#### Definição 139 – Matriz de Simultaneidade de Saída

Define-se uma Matriz de Simultaneidade de Saída  $S_o$ , pela expressão:

$$S_o = [S_{oij}] = \begin{cases} 1, & \text{se o item } j \text{ desligará em consequência da simultaneidade } i \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (292)$$

onde  $j \leq n$  denota qualquer equipamento da rede, e  $i \geq 1$  é a referência de uma simultaneidade de desligamentos com influência na rede, definida na Matriz de Simultaneidade de Entrada.

■

Estas matrizes permitem codificar qualquer conjunto de simultaneidades de desligamentos, e suas consequências na rede, que sejam decorrentes de fenômenos primários tais como sobrecargas, sobretensões, etc., quer sejam de esquemas especiais de proteção e controle secundários. A definição destas matrizes será ilustrada pelos seguintes exemplos:

#### Exemplo 105 – Matriz de Simultaneidade de Entrada

A Matriz de Simultaneidade de Entrada do sistema modelo da Figura 30, modelada no diagrama lógico da Figura 97, encontra-se representada na Tabela 60:

Tabela 60 – Matriz de Simultaneidade de Entrada

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$S_I =$		0	0	0	0	1	1	0	0
		0	0	0	0	1	0	1	0
		0	0	0	0	0	1	1	0

Cada linha desta matriz é um vetor que modela uma das possíveis simultaneidades de eventos, representados pelo valor 1 na coluna correspondente ao equipamento desligado. O Apêndice B ilustra a codificação desta matriz em *MatLab*<sup>®</sup>, como entrada ao programa descrito no Apêndice A.

■

#### Exemplo 106 – Matriz de Simultaneidade de Saída

A Matriz de Simultaneidade de Saída do sistema modelo da Figura 30, modelada no diagrama lógico da Figura 97, encontra-se representada na Tabela 61:

Tabela 61 – Matriz de Simultaneidade de Saída

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$S_o =$		0	0	0	0	0	0	0	1
		0	0	0	0	0	0	0	1
		0	0	0	0	0	0	0	1

Neste caso, a matriz resume-se a três vetores idênticos, já que as três simultaneidades modeladas provocam o desligamento da carga da barra 8. Cada valor diferente de zero nestes vetores denota um desligamento forçado do equipamento correspondente à coluna da matriz, provocado pela simultaneidade de eventos da linha correspondente da Matriz de Simultaneidade de Entrada. O Apêndice B ilustra a codificação desta matriz em *MatLab*<sup>®</sup>, como entrada ao programa descrito no Apêndice A.

■

Com estes modelos, será possível analisar simultaneamente a alcançabilidade de desligamentos forçados decorrentes de eventos isolados ou concorrentes na rede elétrica.

### 11.9. Modelo de Alcançabilidade Simultânea

Estabelecidos os modelos de alcançabilidade para desligamentos individuais, é possível analisar agora a propagação de eventos concorrentes na rede, utilizando modelos de alcançabilidade simultânea. A simultaneidade é um evento aleatório de coincidência da saída forçada de um componente, quando o sistema ainda estiver sob o efeito de outro desligamento, programado ou forçado. A aleatoriedade neste caso será estimada pela probabilidade da ocorrência dos eventos simultâneos incluídos no Modelo de Simultaneidade Forçada, do parágrafo 11.8, considerados independentes entre si. Para avaliar o nível de penetração de eventos simultâneos, um Modelo de Alcançabilidade Simultânea será definido para propagar ao máximo as probabilidades dos efeitos destes eventos, atualizando as probabilidades de propagação dos desligamentos na Matriz de Alcançabilidade Forçada  $A_f$ . A Figura 98 ilustra o processo básico de propagação probabilística de desligamentos simultâneos na rede, para cálculo da Matriz de Alcançabilidade Simultânea, discutida a seguir.

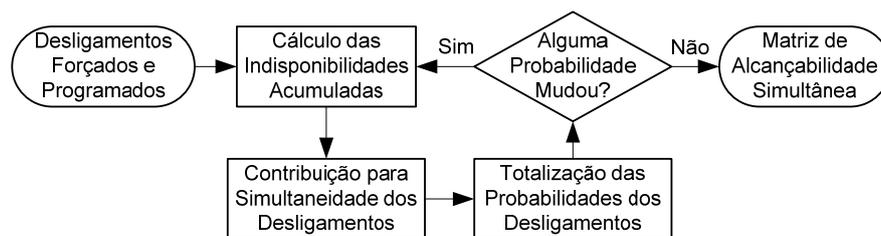


Figura 98 – Propagação de Desligamentos Simultâneos

No fluxograma da Figura 98, a simultaneidade de desligamentos ocorrerá com uma probabilidade definida pela superposição dos intervalos de indisponibilidade dos diversos equipamentos, quando da ocorrência de novas saídas forçadas. O efeito é então propagado para outros itens, de acordo com as relações definidas no Modelo de Simultaneidade Forçada do parágrafo 11.8. Estas propagações ocorrem de forma probabilística, em adição às causalidades determinísticas descritas no Modelo de Alcançabilidade Forçada do item 11.5. Cada propagação probabilística modifica a probabilidade de indisponibilidade de cada equipamento afetado, exigindo uma atualização das probabilidades de ocorrência de eventos simultâneos. Este

processo irá ocorrer até que estas estimativas se estabilizem, gerando a Matriz de Alcançabilidade Simultânea, assim definida:

**Definição 140 – Matriz de Alcançabilidade Simultânea**

A Matriz de Alcançabilidade Simultânea  $S_{AI}$ , expressa, através de cada elemento  $S_{AIij}$ , a probabilidade de que a saída forçada do elemento  $i$  da rede irá resultar na saída forçada do elemento  $j$ , considerando as causalidades próprias e simultaneidades com outros desligamentos programados ou forçados na rede.

■

Ao contrário da Matriz de Alcançabilidade Forçada, determinística por definição, esta matriz modela a probabilidade de um desligamento forçado de cada componente resultar do desligamento isolado ou simultâneo de outros componentes da rede. O cálculo desta matriz se processa iterativamente em três etapas, conforme ilustrado na Figura 98, até que as probabilidades de transferência dos desligamentos se estabilizem:

1. Cálculo da Matriz de Indisponibilidade Acumulada,  $D_{AIX}$ ;
2. Cálculo da Matriz de Contribuição para Simultaneidade,  $S_X$ ; e
3. Totalização das probabilidades na Matriz de Alcançabilidade Simultânea,  $S_{AI}$ .

O cálculo destas matrizes obedece às seguintes definições:

**Definição 141 – Matriz de Indisponibilidade Acumulada**

A Matriz de Indisponibilidade Acumulada,  $D_{AIX}$ , resulta da propagação dos tempos dos desligamentos individuais pela rede, utilizando a Matriz de Alcançabilidade Simultânea,  $S_{AI}$ , com valor inicial igual à Matriz de Alcançabilidade Forçada, pela expressão:

$$D_{AIX} = S_{AI}^T * (d_I * f_I) + A_P^T * (d_P * f_P) + S_{AI}^T * (r * f_I) + A_P^T * (r * f_P) + T_C * (r * f_I), \quad (295)$$

onde cada parcela representa, respectivamente, a propagação das durações de desligamentos forçados e programados, e os tempos de restauração de desligamentos forçados, programados e protetivos.

■

De posse desta matriz, é possível determinar a Matriz de Contribuição para Simultaneidade  $S_X$ , obedecendo à seguinte definição:

**Definição 142 – Matriz de Contribuição para Simultaneidade**

A Matriz de Contribuição para Simultaneidade  $S_X$ , estima a probabilidade adicional dos desligamentos simultâneos afetarem a disponibilidade de outros componentes da rede, sendo avaliada, para cada linha  $k$  da Matriz de Simultaneidade de Entrada  $S_I$ , pela expressão:

$$S_X = \left\{ \prod \left[ (S_I(k,:) ^T * D_{AIX}) + (S_I(k,:) ^T) \right] / D_{AIX} \right\} * S_O(k,:), \quad (296)$$

onde  $k$  também denota cada simultaneidade representada no modelo.

■

Nesta expressão, a probabilidade de ocorrência de cada evento simultâneo é estimada pela chance de superposição dos intervalos de indisponibilidade dos equipamentos envolvidos na simultaneidade, e alocada a cada par ordenado  $(i,j)$  de equipamentos da rede. A totalização destas contribuições resultará na Matriz de Alcançabilidade Simultânea  $S_{AI}$ , considerando a independência dos eventos primários de desligamentos forçados na rede, ou seja:

$$S_{AI} = A_I + S_X - A_I \cdot S_X \quad (297)$$

Este cálculo será repetido iterativamente para cada simultaneidade  $k$  modelada na rede, e enquanto houver variação nas contribuições probabilísticas das simultaneidades de eventos, conforme o algoritmo da Figura 98. A Matriz de Alcançabilidade Simultânea  $S_{AI}$  modela uma Rede Bayesiana, na qual os nós representam eventos aleatórios de desligamentos forçados nos equipamentos primários, e os *links* denotam probabilidades destes desligamentos se propagarem para os demais equipamentos da rede. O exemplo a seguir ilustra estes cálculos:

#### Exemplo 107 – Matriz de Alcançabilidade Simultânea

A Matriz de Alcançabilidade Simultânea do sistema modelo da Figura 30, com as simultaneidades de desligamentos representadas no diagrama lógico da Figura 97 encontra-se representada na Tabela 62, calculada com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, seguindo o algoritmo da Figura 98.

Tabela 62 – Matriz de Alcançabilidade Simultânea

		Equipamento							
		1	2	3	4	5	6	7	8
$S_{AI} =$	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	0	0	0	0	1	0	0	0,0746	
	0	0	0	0	0	1	1	1	
	0	0	0	0	0	0	1	0,0637	
	0	0	0	0	0	1	1	1	
	0	0	0	0	0	1	1	1	

Nota-se que esta matriz é muito próxima da Matriz de Alcançabilidade Forçada,  $A_I$ , exceto pelas probabilidades de desligamento forçado das cargas da barra 8, resultantes respectivamente dos desligamentos forçados da linha 5 (7,46%) e 7 (6,37%), não previstos no modelo de alcançabilidade determinístico.

■

Este modelo pode ser representado por uma Rede Bayesiana, ou por um Grafo de Alcançabilidade Simultânea, cujos vértices são os elementos da rede, e as arestas

as relações de alcançabilidade probabilística dos desligamentos forçados entre os componentes, de acordo com a seguinte definição:

**Definição 143 – Grafo de Alcançabilidade Simultânea**

O Grafo de Alcançabilidade Simultânea de uma rede elétrica é um dígrafo associado a uma Rede Bayesiana, definido pela tupla:

$$\mathbf{G}_{SAI} = (\mathbf{V}, \mathbf{S}_{AI}), \text{ onde:} \tag{299}$$

$$\mathbf{V} = \{V_1 \ V_2 \ \dots \ V_n\} = \text{o conjunto de } n \text{ elementos da rede,} \tag{300}$$

$$\mathbf{S}_{AI} = \{S_{AI1} \ S_{AI2} \ \dots \ S_{AIm}\} = \text{o conjunto de } m \leq n^2 \text{ arestas ou arcos da rede, e} \tag{301}$$

$$S_{Aik} = (V_j, V_k, p_{jk}) = \text{o terno ordenado de elementos } j \neq k \text{ da rede,} \tag{302}$$

representando a probabilidade  $p_{jk}$  de alcançabilidade dos desligamentos forçados do componente  $j$  sobre o componente  $k$ .

■

Este dígrafo, ou Rede Bayesiana, encontra-se desenhado no exemplo seguinte, para um sistema elétrico típico, a partir de sua Matriz de Alcançabilidade Simultânea.

**Exemplo 108 – Grafo de Alcançabilidade Simultânea**

A Figura 99 ilustra a Rede Bayesiana do Grafo de Alcançabilidade Simultânea resultante da Matriz de Alcançabilidade Simultânea, Equação (298), correspondente ao sistema elétrico exemplo da Figura 30.

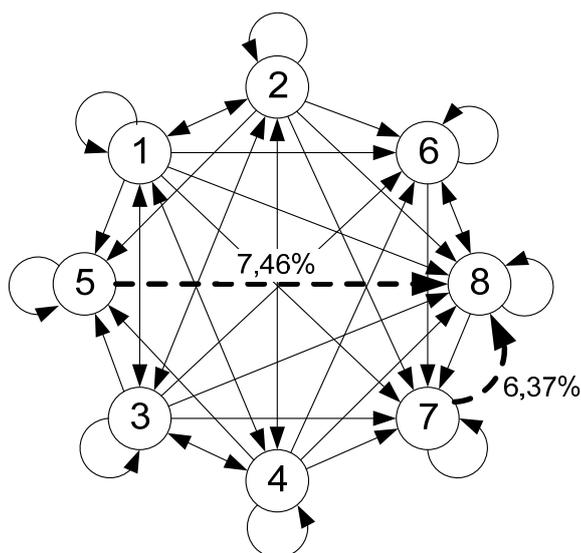


Figura 99 – Grafo de Alcançabilidade Simultânea

Os vértices em linhas contínuas deste grafo representam a interdependência entre os equipamentos primários da rede, para desligamentos forçados, com

probabilidade de 100%, já descritas no Grafo de Alcançabilidade Forçada da Figura 80. As probabilidades foram excluídas destas linhas para melhorar a legibilidade. Os vértices em linhas pontilhadas modelam as probabilidades adicionais de desligamento da barra de carga 8 por desligamentos simultâneos envolvendo as linhas 5 e 7, com as respectivas probabilidades estimadas na Equação (298).

■

A Matriz de Alcançabilidade Simultânea,  $S_{AI}$ , deverá substituir a Matriz de Alcançabilidade Forçada,  $A_I$ , sempre que houver interesse na representação das simultaneidades de desligamentos, e na simulação de catástrofes naturais ou provocadas pelo homem, que resultem em falhas concorrentes na rede. As expressões matemáticas subsequentes permanecem inalteradas, exceto por esta substituição. Considerando sua proximidade numérica, os exemplos no restante desta pesquisa utilizarão a Matriz de Alcançabilidade Forçada,  $A_I$ , para ilustrar os cálculos de indicadores. Além da simultaneidade, outras adequações podem ser introduzidas para restringir a alcançabilidade dos desligamentos, para efeito de cálculos de indicadores.

### 11.10. Modelos de Alcançabilidades Restritas

Dependendo da regulamentação vigente em cada país, apenas determinados desligamentos, forçados ou programados, ou interrupções no fornecimento de energia, serão computadas para efeito de avaliação de desempenho. Estes limites podem ser relativos, por exemplo, ao tempo de indisponibilidade em cada evento, estabelecidos pelo seguinte vetor:

#### Definição 144 – Limites de Interrupção

O vetor de Limites de Interrupção ( $\mathbf{K}$ ) e a matriz diagonal correspondente ( $\mathbf{K}_D$ ) estabelecem os valores mínimos de duração de indisponibilidade, para cálculos de desempenho em cada ponto de controle ou observabilidade da rede:

$$\mathbf{K} = [K_i], \quad i \leq n, \quad (303)$$

$$\mathbf{K}_D = \text{diag}(\mathbf{K}), \quad (304)$$

onde  $K_i$  é o tempo mínimo de duração para inclusão das interrupções no cálculo da indisponibilidade do ponto de controle  $i$ . O exemplo seguinte ilustra a definição dos Limites de Interrupção para um sistema elétrico típico.

#### Exemplo 109 – Limites de Interrupção

A título de exemplo, a Tabela 63 lista possíveis Limites de Interrupção para os equipamentos ou pontos de observabilidade das empresas do sistema elétrico modelo da Figura 30.

Tabela 63 – Limites de Interrupção

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
Item	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{K}^T =$	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30

(305)

No Brasil, atualmente tem-se  $K_i = 1$  minuto, para todos os pontos de controle da rede básica, definidos pela (ANEEL [12]).

■

Os Limites de Interrupção restringem o alcance de interesse dos desligamentos, e conduzem aos seguintes conceitos de alcançabilidade e vulnerabilidades restritas:

**Definição 145 – Matrizes de Alcançabilidade e Adjacência Protetiva Restritas**

Matrizes de Alcançabilidade e Adjacência Protetiva Restritas são matrizes que só propagam desligamentos com tempos superiores a limites pré-estabelecidos, definidos pelas seguintes expressões matriciais:

$$\mathbf{A}_P^R = [\mathbf{A}_{Pij}^R] = (\mathbf{d}_{PD} + \mathbf{r}_D) * \mathbf{A}_P > \mathbf{K}_D * \mathbf{A}_P, \quad i, j \leq N, \quad (306)$$

$$\mathbf{A}_I^R = [\mathbf{A}_{Iij}^R] = (\mathbf{d}_{ID} + \mathbf{r}_D) * \mathbf{A}_I > \mathbf{K}_D * \mathbf{A}_I, \quad i, j \leq N, \quad (307)$$

$$\mathbf{T}^R = [\mathbf{T}_{ij}^R] = \mathbf{r}_D * \mathbf{T} > \mathbf{K}_D * \mathbf{T}, \quad i, j \leq N, \quad (308)$$

onde o operador “>” realiza a comparação matricial do *MatLab*<sup>®</sup>.

■

As comparações destas equações são testadas para cada elemento das matrizes, para decidir se o mesmo se anula ou mantém o valor original, na matriz restrita. Cada comparação verifica se o tempo propagado de cada saída forçada, programada ou protetiva, no lado esquerdo do sinal >, supera o limite definido de interrupção  $K$ . As interrupções momentâneas, com durações inferiores ao limites do vetor  $\mathbf{K}$ , são filtradas pelas matrizes de alcançabilidade restritas, não contribuindo para o cálculo da propagação do desligamento, conforme ilustra o exemplo a seguir:

**Exemplo 110 – Matrizes de Alcançabilidades e Adjacência Protetiva Restritas**

As expressões (309), (310) e (311), ilustram as Matrizes de Alcançabilidades Restritas e Adjacência Protetiva Restrita (Tabela 64, Tabela 65 e Tabela 66), resultantes destes cálculos, para o sistema elétrico exemplo da Figura 30, e o vetor de Limites de Interrupção da equação (305), avaliados com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 64 – Matriz de Alcançabilidade Forçada Restrita

$$\mathbf{A}_I^R = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \\ \begin{array}{cccccccc} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \end{array} \end{array} \quad (309)$$

Tabela 65 – Matriz de Alcançabilidade Programada Restrita

$$\mathbf{A}_P^R = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \\ \begin{array}{cccccccc} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \end{array} \end{array} \quad (310)$$

Tabela 66 – Matriz de Adjacência Protetiva Restrita

$$\mathbf{T}^R = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \mathbf{3} \quad \mathbf{4} \quad \mathbf{5} \quad \mathbf{6} \quad \mathbf{7} \quad \mathbf{8} \\ \begin{array}{cccccccc} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \end{array} \end{array} \quad (311)$$

Da comparação destas matrizes com as matrizes de alcançabilidade e adjacência originais nas equações (208), (226) e (247) resultam as seguintes constatações:

- Das empresas de geração, que antes podiam afetar todos os equipamentos da rede com os desligamentos forçados, apenas o gerador 2 da Empresa 3 continuará propagando desligamentos acima do limite do vetor  $\mathbf{K}$ .
- A linha de transmissão 7 e a barra 8 da Empresa 4 não mais serão responsáveis por desligamentos forçados acima do limite  $\mathbf{K}$ .

- Com relação aos desligamentos programados, a única mudança é que a barra 8 da empresa 4 não mais será responsável por interrupções programadas acima do limite **K**.
- Os desligamentos indevidos da proteção não serão mais computados na avaliação de desempenho nos pontos de controle, devido aos valores nulos da Matriz de Adjacência Protetiva Restrita.

■

A utilização das matrizes de alcançabilidade originais ou restritas depende do interesse do avaliador, e da regulamentação vigente na operação do sistema elétrico. Em alguns casos, estas matrizes serão também substituídas por modelos equivalentes, que representam partes da rede elétrica por modelos simplificados, em função da dimensão da rede elétrica, ou por modelos probabilísticos que consideram incertezas no mecanismo de propagação.

### 11.11. Modelos de Alcançabilidades Probabilísticas

Além da limitação imposta pelo tempo de desligamento, a alcançabilidade pode ser condicionada à disponibilidade dos equipamentos afetados no instante da ocorrência. Em determinadas circunstâncias, uma saída programada ou forçada de um item pode ocorrer após a saída programada ou forçada de outro item, antes que o sistema seja restaurado à condição original. Assim, itens que em situação normal seriam desligados em cascata, já podem estar desligados devido a uma contingência anterior. Para avaliar as probabilidades destes eventos, será útil considerar as seguintes matrizes estocásticas.

#### Definição 146 – Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas

Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas definem as probabilidades de propagação de um desligamento programado ou forçado em um componente aos demais equipamentos da rede, considerando a ocorrência concorrente de outros desligamentos forçados e programados originados em outros itens.

■

As matrizes de alcançabilidade originais calculam deterministicamente a propagação de desligamentos, com probabilidade de 100%, considerando apenas a causalidade física da rede, e que todos os demais equipamentos estejam em operação no instante da ocorrência. Se forem descontadas as probabilidades dos equipamentos afetados já estarem desligados, ter-se-iam as seguintes expressões para as Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas:

$$\mathbf{A}_P^P = [A_{Pij}^P] = \mathbf{A}_P \cdot * [\mathbf{1}_{n,n} - \mathbf{P}_D * \mathbf{1}_{1,n} + \mathbf{P}_{Pij}], \quad i, j \leq n, \quad (312)$$

$$\mathbf{A}_I^P = [A_{Iij}^P] = \mathbf{A}_I \cdot * [\mathbf{1}_{n,n} - \mathbf{P}_D * \mathbf{1}_{1,n} + \mathbf{P}_{Iij}], \quad i, j \leq n, \quad (313)$$

$$\mathbf{T}^P = [T_{ij}^P] = \mathbf{T} \cdot * [\mathbf{1}_{n,n} - \mathbf{P}_D * \mathbf{1}_{1,n} + \mathbf{P}_{Cij}], \quad i, j \leq n, \quad (314)$$

onde  $\mathbf{1}_{l,c} = \text{ones}(l,c)$  é a função *MatLab*<sup>®</sup> que gera matrizes unitárias com  $l$  linhas e  $c$  colunas,  $A_{Pij}^P$ ,  $A_{Iij}^P$  e  $T_{ij}^P$  denotam as probabilidades condicionais de desligamentos

programados, forçados e protetivos, respectivamente, do item  $i$  afetarem o item  $j$ ; enquanto  $\mathbf{P}_{Pij}$ ,  $\mathbf{P}_{Iij}$  e  $\mathbf{P}_{Cij}$  denotam as matrizes de probabilidades de desligamentos programados, forçados e protetivos, respectivamente, originados no item  $i$  afetarem o item  $j$ , na ausência de outros desligamentos.  $\mathbf{P}_D$  é o vetor de probabilidade de cada equipamento  $j$  já estar desligado, podendo ser estimado totalizando as frações de indisponibilidades propagadas pelos demais tipos de desligamentos:

$$\mathbf{P}_D = [P_{Dij}] = \mathbf{P}_{DI} + \mathbf{P}_{DP} + \mathbf{P}_{DC}, \quad i, j \leq n, \quad (315)$$

onde  $\mathbf{P}_{DI}$ ,  $\mathbf{P}_{DP}$  e  $\mathbf{P}_{DC}$  são os vetores de probabilidade acumulada transferida dos desligamentos forçados, programados e protetivos entre os componentes, dadas por:

$$\mathbf{P}_{DI} = [P_{Dii}] = \mathbf{A}_I^T * [(\mathbf{d}_I + \mathbf{r}) * \mathbf{f}_I], \quad i \leq n, \quad (316)$$

$$\mathbf{P}_{DP} = [P_{DPi}] = \mathbf{A}_P^T * [(\mathbf{d}_P + \mathbf{r}) * \mathbf{f}_P], \quad i \leq n, \quad (317)$$

$$\mathbf{P}_{DC} = [P_{DCi}] = \mathbf{T}_C * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n. \quad (318)$$

Cada elemento destes vetores representa a contribuição probabilística na indisponibilidade do componente  $i$  oriunda dos desligamentos nos demais componentes. Na ausência de outros desligamentos, as probabilidades de desligamentos programados ou forçados do item  $i$  afetarem o item  $j$  são avaliadas pelas expressões:

$$\mathbf{P}_{Iij} = (\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{d}_{ID}) * \mathbf{A}_I, \quad (319)$$

$$\mathbf{P}_{Pij} = (\mathbf{f}_{PD} * \mathbf{d}_{PD}) * \mathbf{A}_P, \quad (320)$$

$$\mathbf{P}_{Cij} = (\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{r}_D) * \mathbf{T}_C^T. \quad (321)$$

Cada elemento destas matrizes representa a contribuição probabilística da indisponibilidade do componente  $i$  para os desligamentos do componente  $j$ , como ilustrado no seguinte exemplo:

### **Exemplo 111 – Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas**

As expressões (322), (323) e (324), ilustram as Matrizes de Alcançabilidades e Vulnerabilidades Probabilísticas (Tabela 67, Tabela 68 e Tabela 69), resultantes destes cálculos, para o sistema elétrico exemplo da Figura 30, utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 67 – Matriz de Alcançabilidade Forçada Probabilística

		Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
		1	2	3	4	5	6	7	8
$A_f^P =$		0,9576	0,9576	0,9576	0,9576	0,9576	0,9576	0,9576	0,9576
		0,9762	0,9762	0,9762	0,9762	0,9762	0,9762	0,9762	0,9762
		0,9769	0,9769	0,9769	0,9769	0,9769	0,9769	0,9769	0,9769
		0,9764	0,9764	0,9764	0,9764	0,9764	0,9764	0,9764	0,9764
		0	0	0	0	0,9327	0	0	0
		0	0	0	0	0	0,9503	0,9503	0,9503
		0	0	0	0	0	0	0,9205	0
		0	0	0	0	0	0,9514	0,9514	0,9514
		0	0	0	0	0	0,9514	0,9514	0,9514

Tabela 68 – Matriz de Alcançabilidade Programada Probabilística

		Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
		1	2	3	4	5	6	7	8
$A_p^P =$		0,9686	0	0	0	0	0	0	0
		0,9822	0,9822	0	0	0,9822	0,9822	0	0
		0	0	0,9739	0	0	0	0	0
		0	0	0,9824	0,9824	0,9824	0	0,9824	0
		0	0	0	0	0,9417	0	0	0
		0	0	0	0	0	0,9313	0	0
		0	0	0	0	0	0	0,9145	0
		0	0	0	0	0	0,9484	0,9484	0,9484
		0	0	0	0	0	0,9484	0,9484	0,9484

Tabela 69 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Probabilística

		Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
		1	2	3	4	5	6	7	8
$T_C^P =$		0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0
		0,0916	0,0091	0,2566	0,0091	0	0,3300	0,2475	0
		0,0925	0,0370	0	0	0,0370	0	0	0
		0	0	0,2346	0,0451	0,0451	0,2978	0	0,0451
		0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0

Da comparação destas tabelas com as matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade originais nas equações (275), (226) e (247) resultam as seguintes constatações:

- A possibilidade de desligamentos simultâneos, programados, forçados ou protetivos, tem como resultado uma redução diferencial nas probabilidades das matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade originais.
- Esta redução revela-se insignificante para os objetivos desta pesquisa, considerando ser da ordem de 3%, com os dados deste exemplo. Isto

confirma o senso comum sobre raridade de falhas simultâneas em dois ou mais equipamentos de um sistema.

■

A utilização das matrizes de alcançabilidade originais ou probabilísticas depende do interesse e precisão desejadas nas simulações, e da análise de sensibilidade quanto as variações nas matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade dos modelos. As matrizes probabilísticas dependem simultaneamente dos desligamentos programados, forçados e protetivos, enquanto as matrizes originais são determinadas isoladamente por cada tipo de desligamento, sendo mais fáceis de elicitar e manter. Os exemplos simulados no restante desta pesquisa tomarão como base as matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade originais, mas as fórmulas serão também compatíveis com os modelos de alcançabilidades probabilísticos, a critério do interesse do analista. Em alguns casos, estas matrizes serão também substituídas por modelos equivalentes, que representam partes simplificadas da rede elétrica.

## 11.12. Modelos Equivalentes Topológicos

Equivalentes topológicos são necessários em muitos estudos de sistemas de potência, devido à dimensão das redes elétricas interligadas atuais (SAVULESCU [204]), e à incapacidade de processamento dos meios humanos e computacionais disponíveis. Esta tendência já era sentida nos estudos originais de (KRON [145]) sobre circuitos equivalentes de máquinas elétricas. Modelos equivalentes de sistemas de geração e transmissão também são necessários para avaliação da confiabilidade da distribuição, considerando a confiabilidade total da rede (ZHANG [282]), ou para a representação de subsistemas de cada empresa, ou mesmo para a determinação de equivalentes em pontos de interligação e suprimento entre agentes do mercado de energia. Nesta pesquisa, equivalentes topológicos serão estudados com base na seguinte definição:

### **Definição 147** – *Modelos Equivalentes*

Modelos equivalentes são representações que reduzem a complexidade e simplificam a dimensão do modelo de determinadas partes da rede, preservando, entretanto, suas características essenciais nas aplicações previstas.

■

Para investigar a representação equivalente de uma parte do sistema elétrico, será útil avaliar formas de transferir o comportamento ou influência de um componente para os modelos dos demais componentes da rede, conforme conceituado por (ARENTZ [18]), permitindo sua remoção do modelo original. Este impacto pode ser avaliado em duas etapas: durante saídas forçadas (incluindo falhas de proteção) e durante saídas programadas, originárias no componente que será equivalentado. Para isto, seja  $i$  um componente genérico da rede elétrica que se deseja equivalentar, ou seja, eliminá-lo do modelo, mas preservando sua influência no modelo resultante. Para retirá-lo do modelo, será necessário propagar seus impactos no restante da rede, acrescentando os efeitos aos modelos dos componentes restantes. A propagação de desligamentos forçados deste

componente no restante da rede pode ser visualizada através da linha e coluna correspondentes da Matriz de Adiacência Forçada Equivalente, representada na Tabela 70, hachuradas.

A remoção desta linha e coluna da matriz **I** irá eliminar o impacto deste elemento sobre a rede, e vice-versa, e o efeito da rede sobre ele, durante desligamentos forçados. Isto deverá ser compensado pela modificação dos modelos de desligamento forçado de todos os componentes afetados pelo item eliminado. Será necessário portanto acrescentar os desligamentos próprios forçados do componente eliminado nos desligamentos próprios dos componentes diretamente afetados pela adjacência forçada. Em termos vetoriais, deve-se compensar esta remoção ajustando-se os vetores de frequência e duração própria de saídas forçadas dos componentes diretamente afetados na rede.

*Tabela 70 – Matriz de Adiacência Forçada Equivalente*

$$\mathbf{I} = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \mathbf{1} \\ \mathbf{2} \\ \dots \\ \mathbf{i} \\ \dots \\ \mathbf{n-1} \\ \mathbf{n} \end{array} \begin{array}{c} \mathbf{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \dots \quad \mathbf{i} \quad \dots \quad \mathbf{n-1} \quad \mathbf{n} \\ I_{11} \quad I_{12} \quad \dots \quad I_{1i} \quad \dots \quad I_{1n-1} \quad I_{1n} \\ I_{21} \quad I_{22} \quad \dots \quad I_{2i} \quad \dots \quad I_{2n-1} \quad I_{2n} \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ I_{i1} \quad I_{i2} \quad \dots \quad I_{ii} \quad \dots \quad I_{in-1} \quad I_{in} \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ I_{n-11} \quad I_{n-12} \quad \dots \quad I_{n-1i} \quad \dots \quad I_{n-1n-1} \quad I_{n-1n} \\ I_{n1} \quad I_{n2} \quad \dots \quad I_{ni} \quad \dots \quad I_{nn-1} \quad I_{nn} \end{array} \end{array} \quad (325)$$

Será necessário ajustar também as frequências próprias de desligamento forçado dos componentes afetados por falhas da proteção do componente eliminado, eliminando a linha e coluna correspondentes da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva da Tabela 71, hachuradas. Cada componente remanescente, cujo alcance da proteção seja sensível a defeitos no componente eliminado, continuará sendo afetado por falhas na proteção daquele componente. Assim, será necessário acrescentar à frequência de desligamentos próprios forçados destes componentes a parcela de desligamentos por falha da proteção (ou disjuntores) do elemento eliminado, ponderada pela probabilidade de recusa da proteção, e os desligamentos protetivos indevidos dos componentes para defeito no equipamento eliminado.

*Tabela 71 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente*

$$\mathbf{T}_C = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \mathbf{1} \\ \mathbf{2} \\ \dots \\ \mathbf{i} \\ \dots \\ \mathbf{n-1} \\ \mathbf{n} \end{array} \begin{array}{c} \mathbf{Equipamento} \\ \mathbf{1} \quad \mathbf{2} \quad \dots \quad \mathbf{i} \quad \dots \quad \mathbf{n-1} \quad \mathbf{n} \\ T_{C11} \quad T_{C12} \quad \dots \quad T_{C1i} \quad \dots \quad T_{C1n-1} \quad T_{C1n} \\ T_{C21} \quad T_{C22} \quad \dots \quad T_{C2i} \quad \dots \quad T_{C2n-1} \quad T_{C2n} \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ T_{Ci1} \quad T_{Ci2} \quad \dots \quad T_{Cii} \quad \dots \quad T_{Cin-1} \quad T_{Cin} \\ \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ T_{Cn-11} \quad T_{Cn-12} \quad \dots \quad T_{Cn-1i} \quad \dots \quad T_{Cn-1n-1} \quad T_{Cn-1n} \\ T_{Cn1} \quad T_{Cn2} \quad \dots \quad T_{Cni} \quad \dots \quad T_{Cnn-1} \quad T_{Cnn} \end{array} \end{array} \quad (326)$$

Estas modificações podem ser implementadas definindo o seguinte vetor equivalente para as saídas forçadas:

**Definição 148 – Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente**

A Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente de um componente  $j$  será redefinida pela expressão:

$$f_{lj}^E \leftarrow f_{lj} + I_{ij} * f_{li} + T_{Cji} * f_{li}, \quad j \neq i \leq n, \quad (327)$$

onde o superscripto  $E$  denota o parâmetro equivalente do componente afetado  $j$ , ajustado para compensar a eliminação do componente  $i$ , e  $I_{ij}$  e  $T_{Cji}$  são os elementos correspondentes das matrizes de Adjacência Forçada e Vulnerabilidade Protetiva originais.

■

Salienta-se que  $I_{ij}$  nesta definição aplica-se simultaneamente para os modelos determinístico e probabilístico de adjacência forçada. Uma vez que o acréscimo na Frequência Própria de Saída Forçada no componente remanescente  $j$  não resulta em defeitos propriamente ditos nestes componentes, não deverão ter impacto nas atuações por falha da proteção dos demais componentes. Em outras palavras, os desligamentos forçados acrescentados pela eliminação do item não deverão ser considerados na propagação de desligamentos por falha de proteção aos itens restantes. Isto exige um ajuste nos elementos correspondentes da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente, tal que seja preservada a fração original de desligamentos propagados por falha de proteção. Em termos matemáticos equivale à preservação da seguinte igualdade, para cada par de componentes:

$$T_{Ckj}^E * f_{lj}^E = T_{Ckj} * f_{lj}, \quad k, j \leq n, \quad (328)$$

onde o superscripto  $E$  denota o parâmetro equivalente do componente afetado  $j$ , e  $T_{Ckj}^E$  é a Vulnerabilidade Protetiva Equivalente ajustada para compensar a eliminação do componente  $i$ , e  $k$  é o componente cuja vulnerabilidade a falhas na proteção de  $j$  deve ser ajustada. Isto permite definir os seguintes elementos da matriz equivalente:

**Definição 149 – Vulnerabilidade Protetiva Equivalente**

A Vulnerabilidade Protetiva Equivalente do componente  $k$  para eliminação do componente  $i$  será obtida da equação (329):

$$T_{Ckj}^E = \frac{T_{Ckj} * f_{lj}}{f_{lj}^E}, \quad k, j \leq n, \quad (329)$$

onde o superscripto  $E$  denota o parâmetro equivalente do componente afetado  $k$ , ajustado para compensar a modificação em  $j$  pela eliminação do componente  $i$ , e  $T_{Ckj}$  é o elemento da linha  $k$  e coluna  $j$  da matriz de Vulnerabilidade Protetiva original.

Observa-se que este reajuste deverá ser realizado após o reajuste do vetor de frequência de saída forçada dos itens remanescentes, segundo a equação (327).

■

Analogamente, os tempos de saídas forçadas, originados neste componente  $i$ , serão propagados para os componentes afetados na rede, cuja entrada na linha correspondente da matriz  $\mathbf{I}$  seja maior que zero. Assim, será necessário modificar os tempos do vetor de Duração Própria de Saída Forçada, de forma que seja preservada a indisponibilidade forçada média de cada componente restante, com a saída do item  $i$  da rede:

$$f_{ij}^E * d_{ij}^E = f_{ij} * d_{ij} + I_{ij} * f_{ii} * (d_{ii} + r_i) + T_{Cji} * f_{ii} * (d_{ii} + r_i), \quad j \neq i \leq n, \quad (330)$$

onde novamente o superscripto  $E$  denota o parâmetro equivalente do componente afetado  $j$ , ajustado para compensar a eliminação do componente  $i$ . Observa-se nesta expressão que além dos tempos de saída próprias forçadas  $d_i$ , os tempos de recomposição do componente eliminado  $r_i$  também precisam ser transferidos aos demais componentes do modelo equivalente. Esta mudança conduz à seguinte definição:

**Definição 150** – *Duração Própria de Saída Forçada Equivalente*

Substituindo a equação (327) na equação (330), resulta a equação que define a modificação da Duração Própria de Saída Forçada Equivalente para os itens remanescentes da rede:

$$d_{ij}^E = \frac{f_{ij} * d_{ij} + I_{ij} * f_{ii} * (d_{ii} + r_i) + T_{Cji} * f_{ii} * (d_{ii} + r_i)}{f_{ij} + I_{ij} * f_{ii} + T_{Cji} * f_{ii}}, \quad j \neq i \leq n, \quad (331)$$

onde o superscripto  $E$  denota o parâmetro equivalente do componente afetado  $j$ , ajustado para compensar a eliminação do componente  $i$ , e  $I_{ij}$  e  $T_{Cji}$  são os elementos correspondentes das matrizes de Adjacência Forçada e Vulnerabilidade Protetiva originais.

■

Uma análise similar se aplica aos modelos equivalentes para desligamentos programados. A matriz de Adjacência Programada deverá ser ajustada para considerar as frequências e durações dos desligamentos programados originados no componente eliminado, cancelando a linha e coluna  $i$  hachuradas na Tabela 72.

Tabela 72 – Matriz de Adjacência Programada Equivalente

		Equipamento						
		1	2	...	i	...	n-1	n
1	$P_{11}$	$P_{12}$	...	$P_{1i}$	...	$P_{1n-1}$	$P_{1n}$	
2	$P_{21}$	$P_{22}$	...	$P_{2i}$	...	$P_{2n-1}$	$P_{2n}$	
...	...	...	...	...	...	...	...	
i	$P_{i1}$	$P_{i2}$	...	$P_{ii}$	...	$P_{in-1}$	$P_{in}$	
...	...	...	...	...	...	...	...	
n-1	$P_{n-11}$	$P_{n-12}$	...	$P_{n-1i}$	...	$P_{n-1n-1}$	$P_{n-1n}$	
n	$P_{n1}$	$P_{n2}$	...	$P_{ni}$	...	$P_{nn-1}$	$P_{nn}$	

(332)

A frequência de desligamentos programados, originados no componente eliminado, será propagada para todos os componentes restantes na rede, cuja entrada na linha correspondente da matriz **P** seja maior que zero. Assim, será necessário acrescentar a frequência de desligamento programado  $f_{Pi}$  do item eliminado às frequências próprias equivalentes dos demais itens afetados, no vetor de Frequências Próprias de Saídas Programadas, gerando a frequência programada equivalente, com a seguinte redefinição:

**Definição 151 – Frequência Própria de Saída Programada Equivalente**

A Frequência Própria de Saída Programada Equivalente é definida pela expressão:

$$f_{Pj}^E \leftarrow f_{Pj} + P_{ij} * f_{Pi}, \quad j \neq i \leq n, \quad (333)$$

onde novamente o superscripto *E* denota o parâmetro equivalente do componente afetado *j*, ajustado para compensar a eliminação do componente *i*, e  $P_{ij}$  é o elemento correspondente da matriz de Adjacência Programada original.

■

Analogamente, os tempos de desligamentos programados, incluindo a reconexão, originados no componente equivalentado, serão propagados para todos os componentes restantes na rede, cuja entrada na linha correspondente da matriz **P** seja igual a 1. Assim, será necessário modificar os tempos do vetor de Duração Própria de Saída Programada, de forma que seja preservada a indisponibilidade própria programada média de cada componente:

$$f_{Pj}^E * d_{Pj}^E = f_{Pj} * d_{Pj} + P_{ij} * f_{Pi} * (d_{Pi} + r_i), \quad j \neq i \leq n, \quad (334)$$

onde o superscripto *E* denota o parâmetro equivalente do componente afetado *j*, ajustado para compensar a eliminação do componente *i*. Isto conduz à seguinte redefinição:

**Definição 152 – Duração Própria de Saída Programada Equivalente**

Substituindo a equação (333) na equação (334), resulta a equação que define a modificação da Duração Própria de Saída Programada dos itens remanescentes da rede:

$$d_{P_j}^E = \frac{f_{P_j} * d_{P_j} + P_{ij} * f_{P_i} * (d_{P_i} + r_i)}{f_{P_j} + P_{ij} * f_{P_i}}, \quad j \neq i \leq n, \quad (335)$$

onde o superscripto  $E$  denota o parâmetro equivalente do componente afetado  $j$ , ajustado para compensar a eliminação do componente  $i$ , e  $P_{ij}$  é o elemento correspondente da matriz de Adjacência Programada original.

■

Salienta-se que  $P_{ij}$  nesta definição aplica-se simultaneamente para os modelos determinístico e probabilístico de adjacência programada. A extensão destas fórmulas para calcular o equivalente de qualquer conjunto de equipamentos da rede elétrica pode ser obtida das equações matriciais equivalentes às equações acima, introduzindo as definições seguintes:

#### **Definição 153 – Vetor de Equivalentes Topológicos**

Seja  $\mathbf{e}$  um Vetor de Equivalentes Topológicos binário de ordem  $n$  que liste os elementos que serão equivalentados em uma rede elétrica, tal que:

$$\mathbf{e} = [\mathbf{e}_i] = [e_i] = \begin{cases} 1, & \text{se o item } i \text{ será equivalentado (excluído) no modelo, e} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (336)$$

e  $\mathbf{e}_D$  a matriz diagonal correspondente:

$$\mathbf{e}_D = \text{diag}(\mathbf{e}). \quad (337)$$

■

Com isto, a equação (327), quando considerada a eliminação de todos os elementos do conjunto equivalente  $\mathbf{e}$  transforma-se em:

$$f_{ij}^E \leftarrow f_{ij} + \sum_{i \in \mathbf{e}} I_{ij} * f_{ii} + \sum_{i \in \mathbf{e}} T_{Cji} * f_{ii}, \quad j \neq i \leq n, \quad (338)$$

resultando na seguinte definição matricial:

#### **Definição 154 – Frequência Própria Equivalente de Saída Forçada**

O vetor de Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente, para exclusão do conjunto de equipamentos  $\mathbf{e}$ , e a matriz diagonal correspondente, são definidos a partir da equação (338) por:

$$\mathbf{f}_I^E = \mathbf{f}_I + (\mathbf{e}_D * \mathbf{I}) * \mathbf{f}_I + (\mathbf{e}_D * \mathbf{T}_C)^T * \mathbf{f}_I, \quad \mathbf{f}_{ID}^E = \text{diag}(\mathbf{f}_I^E), \quad (339)$$

onde o superscripto  $E$  denota o vetor equivalente, ajustado para compensar a eliminação dos componentes do vetor  $e$ , enquanto  $\mathbf{I}$  e  $\mathbf{T}_C$  são as matrizes de Adjacência Forçada e Vulnerabilidade Protetiva originais.

■

Para compensar as variações nas frequências próprias de saída forçada nos componentes remanescentes, após a retirada dos equipamentos do vetor  $e$ , a seguinte definição será usada para a matriz equivalente de Vulnerabilidade Protetiva:

**Definição 155 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente**

A Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente será obtida a partir da equação (329) pela expressão:

$$\mathbf{T}_C^E = \left( \mathbf{T}_C^T * \text{diag}(\mathbf{f}_I * (\mathbf{1} ./ \mathbf{f}_I^E)) \right)^T, \quad (340)$$

onde o superscripto  $E$  denota o vetor equivalente, ajustado para compensar a eliminação dos componentes do vetor  $e$ ,  $\mathbf{1} = \text{ones}(n, 1)$  é o vetor coluna unitário de mesma ordem que o vetor  $\mathbf{f}_I^E$ ,  $(.*)$  e  $(./)$  são os operadores de multiplicação e divisão escalares do *MatLab*<sup>®</sup>, e  $\mathbf{T}_C$  é a matriz de Vulnerabilidade Protetiva original.

■

Similarmente, a equação (331), quando considerado o equivalente a todos os elementos do conjunto de equipamentos  $e$  resulta, para a duração equivalente dos itens afetados, resulta em:

$$d_{ij}^E = \frac{f_{ij} * d_{ij} + \sum_{i \in e} I_{ij} * f_{li} * (d_{li} + r_i) + \sum_{i \in e} T_{Cji} * f_{li} * (d_{li} + r_i)}{f_{ij} + \sum_{i \in e} I_{ij} * f_{li} + \sum_{i \in e} T_{Cji} * f_{li}}, \quad j \neq i \leq n. \quad (341)$$

Esta equação pode ser generalizada pela seguinte definição matricial:

**Definição 156 – Duração Própria Equivalente de Saída Forçada**

O vetor de Duração Própria de Saída Forçada Equivalente, para exclusão do conjunto de elementos  $e$ , e a matriz diagonal correspondente, será avaliado por:

$$\mathbf{d}_I^E = \left[ \mathbf{f}_{ID} * \mathbf{d}_I + (\mathbf{d}_{ID} + \mathbf{r}_D) * (\mathbf{e}_D * \mathbf{I}) * \mathbf{f}_I + (\mathbf{d}_{ID} + \mathbf{r}_D) * (\mathbf{e}_D * \mathbf{T}_C)^T * \mathbf{f}_I \right] ./ \mathbf{f}_I^E, \quad \mathbf{d}_{ID}^E = \text{diag}(\mathbf{d}_I^E), \quad (342)$$

onde o superscripto  $E$  denota o vetor equivalente, ajustado para compensar a eliminação dos componentes do vetor  $e$ ,  $(./)$  é o operador de divisão escalar do *MatLab*<sup>®</sup>, e  $\mathbf{T}_C$  e  $\mathbf{I}$  são as matrizes de Vulnerabilidade Protetiva e Adjacência Forçada originais. Este vetor deverá ser avaliado após a redefinição do vetor de Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente, pela equação (339).

■

Repetindo o processo para a frequência de desligamentos programados, quando considerado o equivalente a todos os elementos do conjunto  $e$  resulta, da equação (333):

$$f_{Pj}^E \leftarrow f_{Pj} + \sum_{i \in e} P_{ij} * f_{Pi}, \quad j \neq i \leq n, \quad (343)$$

gerando a definição matricial a seguir.

**Definição 157 – Frequência Própria de Saída Programada Equivalente**

O vetor de Frequência Própria de Saída Programada Equivalente, para exclusão do conjunto de equipamentos  $e$ , e a matriz diagonal correspondente, são definidos, generalizando a equação (343), por

$$\mathbf{f}_P^E = \mathbf{f}_P + (\mathbf{e}_D * \mathbf{P}) * \mathbf{f}_P, \quad \mathbf{f}_{PD}^E = \text{diag}(\mathbf{f}_P^E) \quad (344)$$

onde o superscripto  $E$  denota o vetor equivalente, ajustado para compensar a eliminação dos componentes do vetor  $e$ , e  $\mathbf{P}$  é a Matriz de Adjacência Programada original.

■

O mesmo processo pode ser estendido para a equação (335), relativa à duração equivalente de desligamento programado, considerando o equivalente a todos os elementos do conjunto  $e$ , ou seja:

$$d_{Pj}^E = \frac{f_{Pj} * d_{Pj} + \sum_{i \in e} P_{ij} * f_{Pi} * (d_{Pi} + r_i)}{f_{Pj} + \sum_{i \in e} P_{ij} * f_{Pi}}, \quad j \neq i \leq n, \quad (345)$$

resultando na generalização matricial:

**Definição 158 – Duração Própria de Saída Programada Equivalente**

O vetor de Duração Própria de Saída Programada Equivalente, para exclusão do conjunto de elementos  $e$ , e a matriz diagonal correspondente, são obtidos da equação (345) em forma matricial:

$$\mathbf{d}_P^E = [\mathbf{f}_{PD} * \mathbf{d}_P + (\mathbf{d}_{PD} + \mathbf{r}_D) * (\mathbf{e}_D * \mathbf{P}) * \mathbf{f}_P] / \mathbf{f}_P^E, \quad \mathbf{d}_{PD}^E = \text{diag}(\mathbf{d}_P^E), \quad (346)$$

onde o superscripto  $E$  denota o vetor equivalente, ajustado para compensar a eliminação dos componentes do vetor  $e$ ,  $(./)$  é o operador de divisão escalar do MatLab<sup>®</sup>, e  $\mathbf{P}$  é a Matriz de Adjacência Programada original. Este vetor deverá ser avaliado após a redefinição do vetor de Frequência Própria de Saída Programada Equivalente.

■

Sumarizando o cálculo de modelos equivalentes, as equações (347) a (351) resumem o conjunto de transformações matriciais necessárias para gerar o equivalente topológico do conjunto dos equipamentos listados no vetor  $\mathbf{e}$ .

$$\mathbf{f}_I^E = \mathbf{f}_I + (\mathbf{e}_D * \mathbf{I}) * \mathbf{f}_I + (\mathbf{e}_D * \mathbf{T}_C)^T * \mathbf{f}_I, \quad \mathbf{f}_{ID}^E = \text{diag}(\mathbf{f}_I^E), \quad (347)$$

$$\mathbf{T}_C^E = (\mathbf{T}_C^T * \text{diag}(\mathbf{f}_I * (\mathbf{1} / \mathbf{f}_I^E)))^T, \quad (348)$$

$$\mathbf{d}_I^E = [\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{d}_I + (\mathbf{d}_{ID} + \mathbf{r}_D) * (\mathbf{e}_D * \mathbf{I}) * \mathbf{f}_I + (\mathbf{d}_{ID} + \mathbf{r}_D) * (\mathbf{e}_D * \mathbf{T}_C)^T * \mathbf{f}_I] / \mathbf{f}_I^E, \quad \mathbf{d}_{ID}^E = \text{diag}(\mathbf{d}_I^E), \quad (349)$$

$$\mathbf{f}_P^E = \mathbf{f}_P + (\mathbf{e}_D * \mathbf{P}) * \mathbf{f}_P, \quad \mathbf{f}_{PD}^E = \text{diag}(\mathbf{f}_P^E), \quad (350)$$

$$\mathbf{d}_P^E = [\mathbf{f}_{PD} * \mathbf{d}_P + (\mathbf{d}_{PD} + \mathbf{r}_D) * (\mathbf{e}_D * \mathbf{P}) * \mathbf{f}_P] / \mathbf{f}_P^E, \quad \mathbf{d}_{PD}^E = \text{diag}(\mathbf{d}_P^E). \quad (351)$$

Os demais vetores e matrizes equivalentes são considerados inicialmente iguais aos originais:

$$\mathbf{I}^E = \mathbf{I}, \quad (352)$$

$$\mathbf{c}^E = \mathbf{c}, \quad (353)$$

$$\mathbf{v}^E = \mathbf{v}, \quad (354)$$

$$\mathbf{A}_I^E = \mathbf{A}_I, \quad (355)$$

$$\mathbf{A}_P^E = \mathbf{A}_P, \quad (356)$$

$$\mathbf{T}_C^E = \mathbf{T}_C, \quad (357)$$

onde o superscripto  $E$  denota o vetor ou matriz equivalente, sendo em seguida ajustados para compensar a eliminação dos componentes do vetor  $\mathbf{e}$ . Efetuados estes ajustes, as linhas e colunas correspondentes aos equipamentos do conjunto  $\mathbf{e}$  poderão ser eliminadas de todos os vetores e matrizes do modelo equivalente. As seguintes equações realizam estas operações:

$$\mathbf{f}_I^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (358)$$

$$\mathbf{d}_I^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (359)$$

$$\mathbf{f}_P^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (360)$$

$$\mathbf{d}_P^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (361)$$

$$\mathbf{r}^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (362)$$

$$\mathbf{I}^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (363)$$

$$\mathbf{c}^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (364)$$

$$\mathbf{v}^E[k, :] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (365)$$

$$\mathbf{A}_I^E[k, :] = [ \quad ], \quad \mathbf{A}_I^E[:, k] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (366)$$

$$\mathbf{A}_P^E[k, :] = [ \quad ], \quad \mathbf{A}_P^E[:, k] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (367)$$

$$\mathbf{T}_C^E[k, :] = [ \quad ], \quad \mathbf{T}_C^E[:, k] = [ \quad ], \quad \forall k \in \mathbf{e}, \quad (368)$$

onde  $k$  denota genericamente os índices dos elementos não nulos do vetor  $e$ , enquanto as expressões  $X[k,:] = []$  e  $X[:,k] = []$  eliminam a linha e coluna  $k$  do vetor ou matriz  $X$ , em *MatLab*<sup>®</sup>. Um exemplo será usado para ilustrar este cálculo.

**Exemplo 112 – Modelo de Sistema Elétrico Equivalente**

O equivalente topológico de todos os equipamentos da empresa de transmissão 3 do sistema elétrico modelo, hachurados no diagrama unifilar da Figura 100, será obtido por aplicação direta das equações (347) a (368), usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

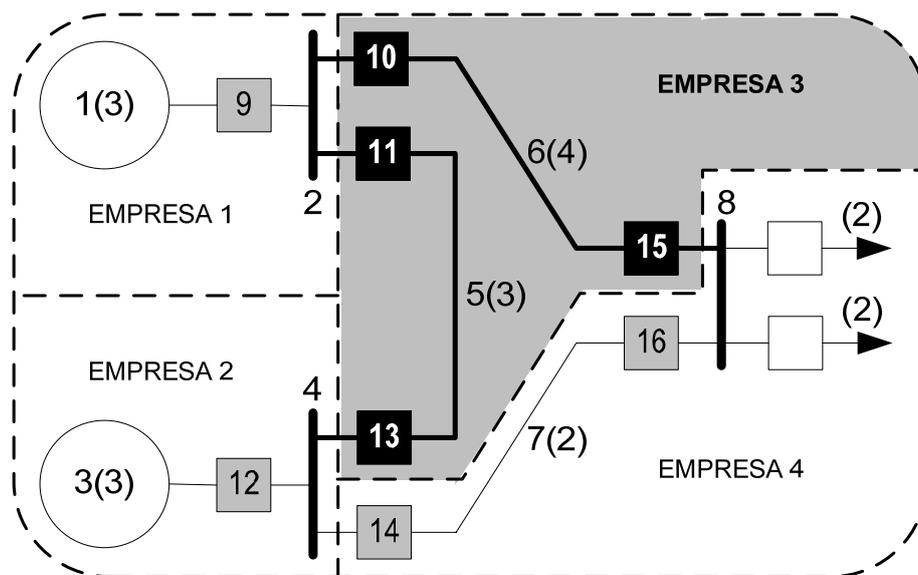


Figura 100 – Modelo de Sistema Elétrico Equivalente

Para gerar o equivalente aos equipamentos da Empresa 3, o Vetor de Equivalentes Topológicos será dado pela Tabela 73, com os índices das linhas de transmissão 5 e 6 iguais a 1, e os demais valores nulos, ou seja:

Tabela 73 – Vetor de Equivalentes Topológicos

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
Item	1	2	3	4	5	6	7	8
$e^T =$	0	0	0	0	1	1	0	0

(369)

Usando estes valores e demais dados do sistema modelo nas equações (339), (342), (344), e (346), resultam os vetores equivalentes da Tabela 74.

Tabela 74 – Parâmetros Equivalentes Topológicos

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 4		
	1	2	3	4	7	8	
$\mathbf{f}_I^{ET} =$	0,0190	0,0324	0,0312	0,0104	0,1008	0,0700	(370)
$\mathbf{f}_P^{ET} =$	0,0400	0,0300	0,0100	0,0200	0,0400	0,0200	(371)
$\mathbf{d}_I^{ET} =$	0,1189	0,2014	0,3179	0,2007	0,2021	0,1000	(372)
$\mathbf{d}_P^{ET} =$	0,3000	0,4000	0,3000	0,4000	0,3000	0,2000	(373)

Compare-se estes valores com os parâmetros originais, sem a eliminação dos equipamentos da Empresa 3, repetidos na Tabela 75. Observa-se que a frequência e duração dos desligamentos próprios forçados aumentaram, nos equipamentos restantes da rede, para compensar a eliminação dos equipamentos da Empresa 3, enquanto a frequência e duração dos desligamentos próprios programados permaneceram imutáveis, uma vez que são considerados independentes no modelo original.

Tabela 75 – Parâmetros Topológicos Originais

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{f}_I^T =$	0,01	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,09	0,07	(374)
$\mathbf{f}_P^T =$	0,04	0,03	0,01	0,02	0,05	0,01	0,04	0,02	(375)
$\mathbf{d}_I^T =$	0,10	0,20	0,30	0,20	0,40	0,50	0,20	0,10	(376)
$\mathbf{d}_P^T =$	0,30	0,40	0,30	0,40	0,50	0,60	0,30	0,20	(377)

Os vetores da Tabela 74 deverão ser utilizados em substituição aos vetores correspondentes do sistema original na Tabela 75 caso seja desejável equivalentar todos os equipamentos da Empresa 3. A nova Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente, com a eliminação dos equipamentos da Empresa 3, será resultante da aplicação da expressão (348). As linhas e colunas 5 e 6 correspondentes aos equipamentos equivalentados das matrizes de alcançabilidade forçada e programada, e vulnerabilidade protetiva, deverão ser eliminadas, resultando nas matrizes da Tabela 76, Tabela 77 e Tabela 78, respectivamente, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 76 – Matriz de Alcançabilidade Forçada Equivalente

	Equipamento						
	1	2	3	4	7	8	
$\mathbf{A}_I^E =$	1	1	1	1	1	1	(378)
	1	1	1	1	1	1	
	1	1	1	1	1	1	
	1	1	1	1	1	1	
	0	0	0	0	1	0	
	0	0	0	0	1	1	

Tabela 77 – Matriz de Alcançabilidade Programada Equivalente

$$\mathbf{A}_P^E = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \mathbf{1} \\ \mathbf{1} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{matrix} & \begin{matrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{matrix} \end{matrix} \quad (379)$$

Tabela 78 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente

$$\mathbf{T}_C^E = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Equipamento} \\ \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{matrix} & \begin{matrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,2321 & 0,0446 & 0 & 0,0446 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{matrix} \end{matrix} \quad (380)$$

Comparando-se a Matriz de Vulnerabilidade Protetiva da Tabela 78 com a matriz de vulnerabilidade original da Tabela 56, observa-se a redução dos parâmetros diferentes de zero, em função da eliminação das linhas de transmissão da Empresa 3. As matrizes da Tabela 76, Tabela 77 e Tabela 78 deverão ser utilizadas em substituição às matrizes correspondentes do sistema original, quando o sistema elétrico da Empresa 3 for equivalentado no modelo.

■

Este exemplo ilustra ser possível a geração de equivalentes para qualquer número e combinação de componentes da rede. Assim, pode-se equivalentar todos os equipamentos de uma subestação ou sistema regional, organizados por empresa, área de controle ou subsistemas. No limite é possível calcular o equivalente de todo o sistema elétrico em relação a cada componente ou ponto de controle, e com isto avaliar seu impacto sobre qualquer ponto da rede. A escolha dos equipamentos a equivalentar pode ser baseada na importância de cada elemento na rede, a qual pode ser aferida usando os conceitos de centralidade da Teoria dos Grafos.

### 11.13. Indicadores de Centralidade Forçada

Diversas métricas e critérios podem ser usados para classificar a importância relativa de cada item da rede nos desligamentos forçados. Esta classificação será relevante porque as redes elétricas tendem a desenvolver avalanches ou cascatas de falhas a partir de componentes com níveis elevados de importância, que se propagam aos níveis menos importantes. O conceito de centralidade dos nós, derivado da Teoria dos Grafos, pode ser usado para definir os seguintes indicadores, de interesse desta pesquisa:

- Centralidade Própria para Saídas Forçadas;
- Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas;
- Centralidade de Grau para Entradas Forçadas;
- Centralidade de Grau para Saídas Forçadas; e
- Centralidade de Associação para Saídas Forçadas.

O primeiro indicador estima a importância de cada componente da rede por suas características próprias para desligamentos forçados, independente dos demais elementos. Os demais indicadores consideram principalmente as associações forçadas entre estes equipamentos na topologia da rede. As definições e exemplos a seguir introduzem estas métricas (BORGATTI e EVERETT [49], NEWMAN [177]) para saídas forçadas:

**Definição 159 – Centralidade Própria para Saídas Forçadas**

A Centralidade Própria para Saídas Forçadas é um indicador de importância dos equipamentos baseados na frequência, duração e probabilidade de desligamentos forçados na rede, originados ou provocados por cada equipamento.

■

Os vetores de Frequência Própria de Saída Forçada  $f_i$ , e Duração Própria da Saída Forçada  $d_i$ , podem ser utilizados para ordenar os equipamentos da rede segundo a frequência e duração das saídas forçadas. Também podem ser utilizados para calcular o vetor de Centralidade Própria para Saídas Forçadas  $CP_i$ , que relaciona a probabilidade de haver algum desligamento forçado na rede, em qualquer instante, originado em cada equipamento:

$$CP_i = f_i \cdot d_i \quad (381)$$

Estes três indicadores são ilustrados no exemplo a seguir.

**Exemplo 113 – Centralidade Própria para Saídas Forçadas**

A Tabela 79 avalia a expressão (381) no cálculo do vetor de Centralidade Própria para Saídas Forçadas, para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

*Tabela 79 – Centralidade Própria para Saídas Forçadas*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$f_i^T =$	0,01	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,09	0,07	(382)
$d_i^T =$	0,10	0,20	0,30	0,20	0,40	0,50	0,20	0,10	(383)
$CP_i^T =$	0,001	0,006	0,006	0,002	0,016	0,025	0,018	0,007	(384)

Observa-se neste indicador que, embora a linha de distribuição 7 da Empresa 4 seja o item com maior Frequência Própria de Saída Forçada (0,09 pu), a probabilidade de que um desligamento forçado esteja ocorrendo na rede em um instante qualquer

será maior quando originado na linha 6 (2,5%), medida pelo indicador de Centralidade Própria para Saídas Forçadas.

■

Embora capazes de classificar os equipamentos pela vulnerabilidade própria dos desligamentos forçados, estes indicadores não refletem as interdependências existentes entre os desligamentos na rede. Para avaliar a importância relativa de cada item da rede, considerando as relações de causalidade dos desligamentos forçados entre os componentes, serão utilizados os conceitos de autovalores e autovetores da Álgebra Linear, na definição do seguinte indicador de centralidade:

**Definição 160 – Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas**

A Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas (*Eigenvector Centrality*) é um indicador de convergência em grafos utilizado para associar níveis relativos de importância aos equipamentos baseados no princípio de que associações com equipamentos de níveis elevados contribuem mais que associações com itens de níveis baixos.

■

Assim, se  $x_{ii}$  denota o nível de importância e associação do equipamento  $i$ , então  $x_{ii}$  será proporcional à soma dos níveis de todos os equipamentos desligados na saída forçada do item  $i$ , ou seja:

$$x_{ii} = \frac{1}{\lambda_i} \sum_{j=1}^n x_{ij} = \frac{1}{\lambda_i} \sum_{j=1}^n A_{ij} x_{ij}, \quad i \leq n, \quad (385)$$

onde  $\lambda_i$  é uma constante de proporcionalidade, e  $A_{ij}$  é a alcançabilidade forçada de  $i$  sobre  $j$ . Em forma matricial isto pode ser escrito como:

$$\mathbf{x}_i = \frac{1}{\lambda_i} \mathbf{A}_i * \mathbf{x}_i, \quad (386)$$

ou como a equação de autovetores da matriz  $\mathbf{A}_i$ :

$$\mathbf{A}_i * \mathbf{x}_i = \lambda_i \mathbf{x}_i, \quad (387)$$

em que  $\mathbf{x}_i$  é um autovetor associado ao autovalor  $\lambda_i$ , solução da equação polinomial característica:

$$|\lambda_i \mathbf{I} - \mathbf{A}_i| = 0. \quad (388)$$

Em geral podem existir até  $n$  autovalores diferentes e  $n$  autovetores soluções da equação (387). O autovetor associado ao maior autovalor (dominante) normalmente é utilizado no cálculo da Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas. Este autovetor pode ser calculado usando o método da potência (NEWMAN [177]), partindo de um vetor inicial  $\mathbf{x}_i(0)$  e multiplicando repetidamente pela matriz de alcançabilidade  $\mathbf{A}_i$ :  $\mathbf{x}_i(t) = (\mathbf{A}_i)^t \mathbf{x}_i(0)$ . À medida que  $t$  tende para infinito,  $\mathbf{x}_i(t)$  converge

para o maior autovetor de  $A_I$ . Alternadamente, pode-se calcular o conjunto completo de autovetores e autovalores, selecionando aquele correspondente ao maior autovalor. O exemplo a seguir ilustra este cálculo para desligamentos forçados.

**Exemplo 114 – Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas**

A expressão (389) ilustra a matriz dos autovalores ( $AVL_I$ ) da Matriz de Alcançabilidade Forçada (Tabela 80), resultado da solução da equação característica (388), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

*Tabela 80 – Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Forçada*

$$AVL_I^T = \lambda_I^T = \begin{matrix} & \text{Autovalores} \\ \begin{matrix} 0 & 4 & 0 & 0 & 2 & 0 & 1 & 1 \end{matrix} \end{matrix} \quad (389)$$

Estes autovalores conduzem à matriz de autovetores ( $AVT_I$ ) da Tabela 81, como solução da equação (387), usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

*Tabela 81 – Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Forçada*

$$AVT_I = X_I = \begin{matrix} & \text{Autovetores} \\ \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ -0,86 & 0,5 & -2,7E-17 & -2,7E-17 & -0,40 & 0 & -0,27 & 0,17 \\ 0,28 & 0,5 & -0,577 & -0,577 & -0,40 & 0 & -0,27 & 0,17 \\ 0,28 & 0,5 & 0,788 & -0,211 & -0,40 & 0 & -0,27 & 0,17 \\ 0,28 & 0,5 & -0,211 & 0,788 & -0,40 & 0 & -0,27 & 0,17 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,83 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,40 & 0,70 & 0 & -0,53 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,53 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,40 & -0,70 & 0 & -0,53 \end{matrix} \end{matrix} \quad (390)$$

Com isto, obtém-se a Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas (Tabela 82), do autovetor (hachurado) da Tabela 81, associado ao maior autovalor ( $\lambda=4$ ) da Tabela 80.

*Tabela 82 – Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas*

$$CA_I^T = \begin{matrix} \text{Empresa} & \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Em resa 4} \\ \text{Item} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \begin{matrix} 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{matrix} \end{matrix} \quad (391)$$

Este indicador confirma a importância relativa dos equipamentos 1 a 4 das Empresas 1 e 2, em relação aos demais equipamentos da rede, os quais formam um sistema fortemente conexo, desligando solidariamente para saída forçada de qualquer um deles.

■

Uma deficiência destes indicadores está na incapacidade de distinguir entre os graus de importância atribuídos aos equipamentos pertencentes a um mesmo

conjunto fortemente conexo, como os equipamentos de 1 a 4 do Exemplo 114, e a incapacidade de atribuir graus de importância diferentes de zero aos demais equipamentos, 5 a 8 no Exemplo 114. Os indicadores de centralidade de associação (NEWMAN [177]) procuram corrigir parcialmente este aspecto, considerando a existência de dois tipos de nós na rede elétrica: nós destinatários de desligamentos forçados, e nós originários de desligamentos forçados. Nós destinatários podem também ser nós originários, dependendo da topologia da rede. Estes conceitos dão origem a dois tipos de centralidade por associação, conforme as seguintes definições:

**Definição 161 – Centralidade de Associação Destinatária Forçada**

A Centralidade de Associação Destinatária Forçada ( $CA_{DI}$ ) é um indicador de convergência de saídas forçadas em nós da rede, como destinatários de desligamentos originados em outros itens da rede.

■

**Definição 162 – Centralidade de Associação Originária Forçada**

A Centralidade de Associação Originária Forçada ( $CA_{OI}$ ) é um indicador de convergência das saídas forçadas em nós da rede, como originários de desligamentos propagados a outros itens da rede.

■

Sendo  $x_{ii}$  o nível de associação destinatária do equipamento  $i$ , então  $x_i$  será proporcional à soma dos níveis de associação originária  $y_{ij}$  de todos os equipamentos responsáveis pela saída forçada do item  $i$ , ou seja:

$$x_{ii} = \frac{1}{\lambda_{AI}} \sum_{j=1}^n A_{jii} y_{ij}, \quad i \leq n, \quad (392)$$

onde  $\lambda_{AI}$  é uma constante de proporcionalidade, e  $A_{jii}$  é a alcançabilidade forçada do nó  $j$  sobre  $i$ . Analogamente, ter-se-á, para a associação com itens originários:

$$y_{ii} = \frac{1}{\lambda_{AI}} \sum_{j=1}^n A_{ijj} x_{ij}, \quad i \leq n, \quad (393)$$

resultando nas duas equações matriciais:

$$\mathbf{x}_I = \frac{1}{\lambda_{AI}} \mathbf{A}_I^T * \mathbf{y}_I, \quad \mathbf{y}_I = \frac{1}{\lambda_{AI}} \mathbf{A}_I * \mathbf{x}_I, \quad (394)$$

que combinadas fornecem:

$$\mathbf{A}_I \mathbf{A}_I^T \mathbf{x}_I = \lambda \mathbf{x}_I, \quad \mathbf{A}_I^T \mathbf{A}_I \mathbf{y}_I = \lambda \mathbf{y}_I, \quad (395)$$

onde novamente  $\lambda$  é um autovalor das matrizes de associação  $\mathbf{A}_I^O = \mathbf{A}_I * \mathbf{A}_I^T$  e  $\mathbf{A}_I^D = \mathbf{A}_I^T * \mathbf{A}_I$ , já definidas nas expressões (233) e (234). Em geral podem existir até  $n$

autovalores diferentes e  $n$  autovetores como soluções das equações (395). Os autovetores correspondentes aos autovalores dominantes normalmente são utilizados como indicadores de Centralidade de Associação Originária e Destinatária Forçadas da rede. O exemplo a seguir ilustra os cálculos destes indicadores.

**Exemplo 115 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Forçadas**

As expressões (396) e (397) ilustram os vetores de Centralidade de Associação Originária e Destinatária Forçadas ( $CA_{OI}$  e  $CA_{DI}$ ) (Tabela 83), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A para resolver as equações (395) e extrair os autovalores dominantes das matrizes de associação forçadas.

*Tabela 83 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Forçadas*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$CA_{OI}^T =$	0,3236	0,3236	0,3236	0,3236	0,3332	0,3918	0,4034	0,3918	(396)
$CA_{DI}^T =$	0,4772	0,4772	0,4772	0,4772	0,0564	0,2012	0,0684	0,2012	(397)

Estes indicadores confirmam a importância relativa dos equipamentos 1 a 4 das Empresas 1 e 2, em relação aos demais equipamentos da rede, os quais formam um sistema fortemente conexo, desligando solidariamente para saída forçada de qualquer um deles. Os demais valores são diferenciados conforme a convergência relativa da origem e destino dos desligamentos forçados da rede.

■

A centralidade de cada componente da rede também pode ser aferida pelo seu grau de envolvimento nos desligamentos forçados de outros equipamentos. Vários indicadores do nível de causalidade entre os desligamentos forçados podem ser obtidos do grafo ou da matriz de alcançabilidade forçada utilizando os conceitos de graus de alcançabilidade, de acordo com as seguintes definições:

**Definição 163 – Centralidade de Grau para Saídas Forçadas**

A Centralidade de Grau para Saídas Forçadas (*Degree Centrality*) é um indicador de número de equipamentos desligados forçadamente por cada componente, ou alternadamente o número de equipamentos que provocam o desligamento forçado de cada elemento.

■

A soma das linhas da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos fornece o Grau de Saída Alcançável Forçada  $A_{IO}$  (*outdegree*) do vértice ou número de equipamentos desligados forçadamente em cascata por cada componente, enquanto a soma das colunas fornece o Grau de Entrada Alcançável Forçada  $A_{II}$  (*indegree*) do vértice ou número de equipamentos que provocam o desligamento forçado de cada elemento. Estes graus podem ser avaliados vetorialmente para toda rede elétrica pelas expressões:

$$A_{IO} = [A_{IOi}] = A_I * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (398)$$

$$\mathbf{A}_{II} = [A_{Ii}] = \mathbf{A}_I^T * \mathbf{1}, \quad i \leq n, \quad (399)$$

onde  $\mathbf{1} = \text{ones}(n, 1) = [1 \ 1 \dots 1]^T$  é o vetor coluna unitário de ordem  $n$ . Assim definidos, estes vetores estimam o nível de conectividade e densidade da alcançabilidade forçada de cada equipamento, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 116 – Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos**

Os Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos do sistema modelo da Figura 30, modelados no grafo dirigido da Figura 80 são representados na Tabela 84, resultados das expressões (398) e (399), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 84 – Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos*

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{A}_{IO}^T =$	8	8	8	8	1	3	1	3	(400)
$\mathbf{A}_{II}^T =$	4	4	4	4	5	6	7	6	(401)

Nota-se que os equipamentos 1 a 4 das empresas de geração 1 e 2 possuem Graus de Saída Alcançável Forçada elevados, por serem fontes de potência para toda rede, cujos desligamentos forçados se propagam entre eles próprios e outros equipamentos da rede. Pelos mesmos motivos são os menos afetados, com Grau de Entrada Alcançável Forçada igual a 4, inferior aos demais equipamentos da rede. As linhas 5 e 7 possuem os menores graus de saída, de valor unitário, pois suas saídas forçadas não indisponibilizam outros equipamentos, além delas próprias.

■

Quando avaliado para todos os elementos da rede estas métricas permitem a determinação de histogramas da frequência de distribuição, relacionando a quantidade de componentes com o mesmo grau de centralidade. Para redes elétricas, evidências empíricas sugerem distribuições de Poisson (DUEÑAS-OSORIO [74]) enquanto para redes naturais (sociais, biológicas, etc.) verificam-se distribuições seguindo leis de potência. Os Graus de Saída e Entrada Alcançáveis Forçados podem ser utilizados também para estimar um indicador do Nível de Alcançabilidade Forçada das empresas e de toda a rede, utilizando os conceitos de conectividade e densidade de grafos dirigidos (NEWMAN [177]), segundo a seguinte definição:

**Definição 164 – Nível de Alcançabilidade Forçada**

O Nível de Alcançabilidade Forçada  $N_{AI}$  (*connectance*), representa a fração das conexões de alcançabilidade existentes em relação às conectividades máximas possíveis entre os equipamentos de uma rede.

■

Para cálculo deste indicador, considera-se que o número de Relações de Alcançabilidade Forçada da rede é igual, simultaneamente, à soma dos Graus de

Saída Alcançável Forçada, e à soma dos Graus de Entrada Alcançável Forçada, ou seja:

$$R_{AI} = \sum_{i=1}^n A_{Ii} = \sum_{i=1}^n A_{IOi}, \quad (402)$$

fornecendo uma Média de Relações de Alcançabilidade Forçada  $R_{AI}^{mean}$ , por equipamento, dada por:

$$R_{AI}^{mean} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_{Ii} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_{IOi} = \frac{R_{AI}}{n}. \quad (403)$$

O número Máximo de Relações de Alcançabilidade Forçada  $R_{AI}^{max}$  ocorrerá quando houver uma relação de causalidade forçada entre cada equipamento interligado, ou seja:

$$R_{AI}^{max} = 2 \binom{n}{2} = n(n-1). \quad (404)$$

Com isto obtém-se o valor do Nível de Alcançabilidade Forçada da rede:

$$N_{AI} = \frac{R_{AI}}{R_{AI}^{max}} = \frac{R_{AI}^{mean}}{n-1}. \quad (405)$$

Estas métricas podem ser avaliadas para cada empresa ou sistema conectado, utilizando as seguintes expressões matriciais, réplicas destes cálculos particionados por empresa:

$$\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U} = \text{matriz de conexões possíveis internas a cada empresa}, \quad (406)$$

$$\mathbf{A}_I \cdot * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U}) = \text{matriz de conexões internas existentes por empresa}, \quad (407)$$

$$\sum_{\text{linha}} \mathbf{S} * [\mathbf{A}_I \cdot * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U})] = \text{matriz de soma das conexões existentes por empresa}, \quad (408)$$

$$\sum_{\text{linha}} \mathbf{S} * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U}) = \text{matriz de soma das conexões possíveis por empresa}, \quad (409)$$

resultando na seguinte expressão para o vetor de Nível de Alcançabilidade Forçada de cada empresa conectada:

$$\mathbf{N}_{AI}^S = \sum_{\text{linha}} \mathbf{S} * [\mathbf{A}_I \cdot * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U})] / \sum_{\text{linha}} \mathbf{S} * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U}). \quad (410)$$

Estes indicadores expressam os níveis de conectividade e densidade das relações das saídas forçadas internas de cada empresa, e da rede completa, em uma escala de 0 a 1. O nível zero indica uma imunidade completa dos equipamentos para saídas forçadas de outros equipamentos da mesma empresa. O nível 1 indica uma total dependência de todos os equipamentos para desligamentos forçados em

outros itens da mesma empresa. Estimam a vulnerabilidade relativa da rede a eventos forçados, conforme ilustra o seguinte exemplo:

**Exemplo 117 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Forçada**

O Vetor de Nível de Alcançabilidade Forçada para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representado na Tabela 85, resultado da fórmula (410) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 85 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Forçada*

$$N_{AI}^T = \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} \\ \hline 1 & 1 & 0 & 0,5 \\ \hline \end{array} \quad (411)$$

A análise deste vetor conduz às seguintes constatações:

- As empresas de geração 1 e 2 possuem níveis máximos (100%) de vulnerabilidade a desligamentos forçados em seus próprios equipamentos, ou seja o desligamento de qualquer gerador desliga a barra correspondente, e vice-versa.
- A empresa de transmissão 3 possui nível nulo (0%) de vulnerabilidade a desligamentos forçados de seus próprios equipamentos, ou seja, o desligamento forçado da linha 5 não afeta a linha 6, e vice-versa.
- A empresa de distribuição 4 possui nível médio (50%) de vulnerabilidade a desligamentos forçados de seus próprios equipamentos, uma vez que as saídas forçadas da barra 8 afetam a linha 7, mas não o inverso.

O Nível de Alcançabilidade Forçada da rede inteira é estimado em 71,43% pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, utilizando a fórmula (405), para uma Média de Relações de Alcançabilidade Forçada de 5 conexões por equipamento, avaliadas pela fórmula (403).

■

A importância de cada equipamento também pode ser avaliada em relação à cascata de desligamentos forçados entre dois itens quaisquer da rede, utilizando o conceito de relevância, conforme a seguinte definição:

**Definição 165 – Itens Relevantes para Saídas Forçadas**

Os Itens Relevantes para Saídas Forçadas  $IR_{(i,j)}$  entre dois elementos  $i$  e  $j$  quaisquer da rede são os componentes que participam da cascata de desligamentos que se origina na saída forçada do item  $i$  até atingir o item  $j$ .

■

Para cada equipamento  $i$ , os índices dos elementos não nulos da linha  $A_i(i:)$  da Matriz de Alcançabilidade Forçada representam os equipamentos atingíveis por uma saída forçada deste item. De modo análogo, os índices dos elementos não nulos da coluna  $A_i(:,j)$  representam os itens que atingem o equipamento  $j$  quando desligam forçadamente. Então, os Itens Relevantes para Saídas Forçadas entre dois itens  $i$  e

$j$ , serão determinados pela interseção lógica, elemento por elemento, da linha  $\mathbf{A}_I(i:)$  com a coluna  $\mathbf{A}_I(:,j)$  da matriz  $\mathbf{A}_I$ :

$$\mathbf{IR}_I(i, j) = \mathbf{A}_I(i:) * \mathbf{A}_I(:, j) \quad (412)$$

Os índices dos elementos não nulos do vetor  $\mathbf{IR}_I(i,j)$  indicam os equipamentos essenciais, ou relevantes, na cascata de desligamentos forçados entre  $i$  e  $j$ . Este vetor pode ser calculado para todos os pares de elementos da rede, como ilustra o exemplo seguinte.

### Exemplo 118 – Itens Relevantes para Saídas Forçadas

A Expressão (413) da Tabela 86 ilustra a matriz de Itens Relevantes para Saídas Forçadas para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A que implementa a expressão (412). Cada célula desta matriz está representada pela índices dos elementos não nulos do vetor de Itens Relevantes para Saídas Forçadas.

Tabela 86 – Itens Relevantes para Saídas Forçadas

		Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
		1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{IR}_I =$		1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4,5	1,2,3,4,6,8	1,2,3,4,6,7,8	1,2,3,4,6,8	(413)
		1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4,5	1,2,3,4,6,8	1,2,3,4,6,7,8	1,2,3,4,6,8	
		1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4,5	1,2,3,4,6,8	1,2,3,4,6,7,8	1,2,3,4,6,8	
		1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4,5	1,2,3,4,6,8	1,2,3,4,6,7,8	1,2,3,4,6,8	
						5				
							6,8	6,7,8	6,8	
								7		
							6,8	6,7,8	6,8	

Esta matriz explícita, nas quatro primeiras linhas a lista de itens relevantes decorrentes da saída forçada de quaisquer dos equipamentos 1 a 4 das empresas 1 e 2, pertencentes a um conjunto de itens fortemente conexos. As linhas de transmissão 5 e 7 são relevantes apenas para elas próprias, como indicam as linhas 5 e 7 desta matriz. A primeira por operar em vazio, e a segunda por ter capacidade suficiente para suportar os desligamentos das demais linhas.

■

Além da prioridade quanto a desligamentos forçados, indicadores podem ser definidos para avaliar a vulnerabilidade da rede a intervenções programadas, principalmente para realização de manutenção. Os mesmos conceitos podem ser utilizados para investigar a centralidade dos equipamentos, em relação aos desligamentos programados.

## 11.14. Indicadores de Centralidade Programada

Diversas métricas e critérios podem ser usados para classificar a importância de cada item da rede nos desligamentos programados. Esta classificação será

relevante porque as redes periodicamente são submetidas a intervenções planejadas, seja para manutenção, expansão ou reconfigurações, que se propagam a itens adjacentes segundo a topologia da rede, afetando sua funcionalidade. Da Teoria dos Grafos, por exemplo, pode-se aplicar o conceito de centralidade dos nós, para avaliar a importância relativa de cada equipamento quanto a intervenções planejadas, através dos seguintes indicadores:

- Centralidade Própria para Saídas Programadas;
- Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas;
- Centralidade de Grau para Entradas Programadas;
- Centralidade de Grau para Saídas Programadas; e
- Centralidade de Associação para Saídas Programadas.

O primeiro indicador estima a importância de cada componente da rede por suas características próprias para desligamentos programados, independente dos demais elementos. Os demais indicadores consideram principalmente as associações programadas entre estes equipamentos pela topologia da rede. As definições e exemplos a seguir ilustram estas métricas (BORGATTI e EVERETT [49], NEWMAN [177]) para saídas programadas:

**Definição 166 – Centralidade Própria para Saídas Programadas**

A Centralidade Própria para Saídas Programadas é um indicador de importância dos equipamentos baseados na frequência, duração e probabilidade de desligamentos programados na rede, originados ou planejados para cada equipamento.

■

Os vetores de Frequência Própria de Saída Programada  $f_p$ , e Duração Própria da Saída Programada  $d_p$ , podem ser utilizados para ordenar os equipamentos da rede segundo a frequência e duração das saídas programadas. Também podem ser utilizados para calcular o vetor de Centralidade Própria para Saídas Programadas  $CP_p$ , que relaciona a probabilidade de haver algum desligamento programado na rede, em qualquer instante, para cada equipamento:

$$CP_p = f_p \cdot d_p \quad (414)$$

Estes três indicadores são ilustrados no exemplo a seguir.

**Exemplo 119 – Centralidade Própria para Saídas Programadas**

A Tabela 87 avalia a expressão (414) no cálculo do vetor de Centralidade Própria para Saídas Programadas, para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 87 – Centralidade Própria para Saídas Programadas

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{f}_p^T =$	0,04	0,03	0,01	0,02	0,05	0,01	0,04	0,02	(415)
$\mathbf{d}_p^T =$	0,30	0,40	0,30	0,40	0,50	0,60	0,30	0,20	(416)
$\mathbf{CP}_p^T =$	0,012	0,012	0,003	0,008	0,025	0,006	0,012	0,004	(417)

Observa-se neste indicador que a linha de transmissão 5 da Empresa 3 possui a maior Frequência Própria de Saída Programada (0,05 pu), e a maior probabilidade (2,5%) de que um desligamento programado esteja ocorrendo na rede em um instante qualquer, medida pelo indicador de Centralidade Própria para Saídas Programadas.

■

Embora capazes de classificar os equipamentos pela vulnerabilidade própria dos desligamentos programados, estes indicadores não refletem as interdependências existentes entre os desligamentos na rede. Para avaliar a importância relativa de cada item da rede, considerando as relações de causalidade dos desligamentos programados entre os componentes, serão utilizados os conceitos de autovalores e autovetores da Álgebra Linear, na definição do seguinte indicador de centralidade:

**Definição 167 – Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas**

A Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas (*Eigenvector Centrality*) é um indicador de convergência em grafos utilizado para associar níveis relativos aos equipamentos baseados no princípio de que associações com equipamentos de níveis elevados contribuem mais que associações com itens de níveis baixos.

■

Assim, se  $x_{pi}$  denota o nível de importância e associação do equipamento  $i$ , então  $x_{pi}$  será proporcional à soma dos níveis de todos os equipamentos desligados na saída programada do item  $i$ , ou seja:

$$x_{pi} = \frac{1}{\lambda_p} \sum_{j=1}^n x_{pj} = \frac{1}{\lambda_p} \sum_{j=1}^n A_{pij} x_{pj}, \quad i \leq n, \quad (418)$$

onde  $\lambda_p$  é uma constante de proporcionalidade, e  $A_{pij}$  é a alcançabilidade programada de  $i$  sobre  $j$ . Em forma matricial isto pode ser escrito como:

$$\mathbf{x}_p = \frac{1}{\lambda_p} \mathbf{A}_p * \mathbf{x}_p, \quad (419)$$

ou como a equação de autovetores da matriz  $\mathbf{A}_p$ :

$$\mathbf{A}_p * \mathbf{x}_p = \lambda_p \mathbf{x}_p, \quad (420)$$

em que  $\mathbf{x}_p$  é um autovetor associado ao autovalor  $\lambda_p$ , solução da equação polinomial característica:

$$|\lambda_p \mathbf{I} - \mathbf{A}_p| = 0 \quad (421)$$

Em geral podem existir até  $n$  autovalores diferentes e  $n$  autovetores soluções da equação (421). O autovetor associado ao maior autovalor (dominante) normalmente é utilizado no cálculo da Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas. Este autovetor pode ser calculado usando o método da potência (NEWMAN [177]), partindo de um vetor inicial  $\mathbf{x}_p(0)$  e multiplicando repetidamente pela matriz de alcançabilidade  $\mathbf{A}_p$ :  $\mathbf{x}_p(t) = (\mathbf{A}_p)^t \mathbf{x}_p(0)$ . À medida que  $t$  tende para infinito,  $\mathbf{x}_p(t)$  converge para o maior autovetor de  $\mathbf{A}_p$ . Alternadamente, pode-se calcular o conjunto completo de autovetores e autovalores, selecionando aquele correspondente ao maior autovalor. O exemplo a seguir ilustra este cálculo para desligamentos programados.

### Exemplo 120 – Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas

A expressão (422) ilustra a matriz dos autovalores ( $\mathbf{AVL}_p$ ) da Matriz de Alcançabilidade Programada (Tabela 88), resultado da solução da equação característica (421), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 88 – Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Programada

$$\mathbf{AVL}_p^T = \lambda_p^T = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline & \text{Autovalores} & & & & & & & \\ \hline 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \hline \end{array} \quad (422)$$

Estes autovalores conduzem à matriz de autovetores ( $\mathbf{AVT}_p$ ) da Tabela 89, como solução da equação (420), usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 89 – Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Programada

$$\mathbf{AVT}_p = \mathbf{X}_p = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline & \text{Autovetores} & & & & & & & \\ \hline 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \hline 0 & 2,2E-16 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 1 & -1 & 0 & 0 & -0,70 & 0 & -0,70 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 2,2E-16 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 1 & -1 & -0,70 & 0 & 0 & -0,70 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 1,5E-16 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,5E-16 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,5E-16 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -0,70 & -0,70 \\ \hline \end{array} \quad (423)$$

Com isto, obtém-se a Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas (Tabela 90), do autovetor (hachurado) da Tabela 90, associado ao autovalor dominante ( $\lambda=1$ ) da Tabela 88.

Tabela 90 – Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$CA_P^T =$	0	1	0	0	0	0	0	0

(424)

Este indicador confirma a importância relativa da barra 2 da Empresa 1, em relação aos demais equipamentos da rede, para desligamentos programados, uma vez que sua saída, mesmo planejada, implica na indisponibilidade de duas linhas e um gerador, e corte de carga na Empresa 4. Isto decorre principalmente do estrangulamento da transmissão com a saída das linhas 5 e 6 da Empresa 3.

■

Uma deficiência destes indicadores está na incapacidade de distinguir entre os graus de importância atribuídos aos vários equipamentos com valores nulos, como no Exemplo 114. Os indicadores de centralidade de associação (NEWMAN [177]) procuram corrigir parcialmente este aspecto, considerando a existência de dois tipos de nós na rede elétrica com relação a desligamentos programados: nós destinatários e nós originários. Nós destinatários podem também ser nós originários, dependendo da topologia da rede. Estes conceitos dão origem a dois tipos de centralidade por associação, conforme as seguintes definições:

**Definição 168 – Centralidade de Associação Destinatária Programada**

A Centralidade de Associação Destinatária Programada ( $CA_{DP}$ ) é um indicador de convergência de saídas programadas em nós da rede, como destinatários de desligamentos originados em outros itens da rede.

■

**Definição 169 – Centralidade de Associação Originária Programada**

A Centralidade de Associação Originária Programada ( $CA_{OP}$ ) é um indicador de convergência das saídas programadas em nós da rede, como originários de desligamentos propagados a outros itens da rede.

■

Sendo  $x_{Pi}$  o nível de associação destinatária do equipamento  $i$ , então  $x_{Pi}$  será proporcional à soma dos níveis de associação originária  $y_{Pj}$  de todos os equipamentos responsáveis pela saída programada do item  $i$ , ou seja:

$$x_{Pi} = \frac{1}{\lambda_{AP}} \sum_{j=1}^n A_{Pji} y_{Pj}, \quad i \leq n, \quad (425)$$

onde  $\lambda_{AP}$  é uma constante de proporcionalidade, e  $A_{Pji}$  é a alcançabilidade programada do nó  $j$  sobre  $i$ . Analogamente, ter-se-á, para a associação com itens originários:

$$y_{Pi} = \frac{1}{\lambda_{AP}} \sum_{j=1}^n A_{Pij} x_{Pj}, \quad i \leq n, \quad (426)$$

resultando nas duas equações matriciais:

$$\mathbf{x}_P = \frac{1}{\lambda_{AP}} \mathbf{A}_P^T * \mathbf{y}_P, \quad \mathbf{y}_P = \frac{1}{\lambda_{AP}} \mathbf{A}_P * \mathbf{x}_P, \quad (427)$$

que combinadas fornecem:

$$\mathbf{A}_P * \mathbf{A}_P^T * \mathbf{x}_P = \lambda \mathbf{x}_P, \quad \mathbf{A}_P^T * \mathbf{A}_P * \mathbf{y}_P = \lambda \mathbf{y}_P, \quad (428)$$

onde novamente  $\lambda$  é um autovalor das matrizes de associação  $\mathbf{A}_P^O = \mathbf{A}_P * \mathbf{A}_P^T$  e  $\mathbf{A}_P^D = \mathbf{A}_P^T * \mathbf{A}_P$ , já definidas nas expressões (254) e (255). Em geral podem existir até  $n$  autovalores diferentes e  $n$  autovetores como soluções das equações (428). Os autovetores correspondentes ao autovalor dominante normalmente são utilizados como indicadores de Centralidade de Associação Originária e Destinatária Programadas da rede. O exemplo a seguir ilustra os cálculos destes indicadores.

#### **Exemplo 121 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Programadas**

As expressões (429) e (430) ilustram os vetores de Centralidade de Associação Originária e Destinatária Programadas ( $CA_{OP}$  e  $CA_{DP}$ ) (Tabela 91), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A para resolver as equações (428).

*Tabela 91 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Programadas*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$CA_{OP}^T =$	0,2689	0,2280	0,2689	0,2280	0,5379	0,4658	0,4658	0,1669	(429)
$CA_{DP}^T =$	0,1048	0,5850	0,1048	0,5850	0,2097	0,1816	0,1816	0,4283	(430)

Compare-se a diversidade destes indicadores, com a similaridade dos valores de Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas (Tabela 90), diferenciados conforme a convergência relativa da origem e destino dos desligamentos programados da rede. Os resultados confirmam, com maior diferenciação, a importância relativa dos equipamentos medida pelos Graus de Alcançabilidade Programada da Tabela 92.

■

Outro indicador de centralidade refere-se ao grau de envolvimento de cada equipamento com os desligamentos programados da rede. Indicadores do nível de causalidade entre os desligamentos programados podem ser obtidos utilizando os conceitos de graus de alcançabilidade de nós em redes, com a seguinte definição:

#### **Definição 170 – Centralidade de Grau para Saídas Programadas**

A Centralidade de Grau para Saídas Programadas (*Degree Centrality*) é um indicador de número de equipamentos desligados programadamente por cada componente, ou alternadamente o número de equipamentos que provocam o desligamento programado de cada elemento da rede, durante intervenções planejadas.

■

A soma das linhas da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos fornece o Grau de Saída Alcançável Programada  $A_{PO}$  (*outdegree*) do vértice ou número de equipamentos desligados programadamente em cascata por cada componente, enquanto a soma das colunas fornece o Grau de Entrada Alcançável Programada  $A_{PI}$  (*indegree*) do vértice ou número de equipamentos que provocam o desligamento programado de cada elemento. Estes graus podem ser avaliados vetorialmente para toda rede elétrica pelas expressões:

$$\mathbf{A}_{PO} = [A_{POi}] = \mathbf{A}_P * \mathbf{1}, i \leq n, \quad (431)$$

$$\mathbf{A}_{PI} = [A_{PIi}] = \mathbf{A}_P^T * \mathbf{1}, i \leq n, \quad (432)$$

onde  $\mathbf{1} = [1 \ 1 \dots 1]^T$  é o vetor coluna unitário. Assim definidos, estes vetores estimam o nível de conectividade e densidade das relações de alcançabilidade programada entre os equipamentos, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

#### **Exemplo 122 – Graus de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos**

Os Graus de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos do sistema modelo da Figura 30, modelados no grafo dirigido da Figura 86, são representados na Tabela 92, resultados das expressões (431) e (432), utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 92 – Graus de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos*

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$A_{PO}^T =$	1	4	1	4	1	1	1	3	(433)
$A_{PI}^T =$	2	1	2	1	3	3	3	1	(434)

Nota-se que as barras 2 e 4 das empresas de geração 1 e 2 possuem Graus de Saída Alcançável Programada elevados, por serem fontes de potência para toda rede, cujos desligamentos programados se propagam entre eles próprios e outros equipamentos conectados. Pelos mesmos motivos são os componentes menos afetados, com Grau de Entrada Alcançável Programável igual a 1, inferior aos demais equipamentos da rede. As linhas 5 a 7 possuem os maiores graus de entrada, iguais a três, pois são afetadas pelas saídas programadas das barras, além delas próprias.

■

Quando avaliado para todos os elementos da rede estas métricas permitem a determinação de histogramas da frequência de distribuição, relacionando a quantidade de componentes com o mesmo grau de centralidade. Para redes

elétricas, evidências empíricas sugerem distribuições de Poisson (DUEÑAS-OSORIO [74]) enquanto para redes naturais (sociais, biológicas, etc.) verificam-se distribuições seguindo leis de potência. Graus de Saída e Entrada Alcançáveis Programados podem ser definidos de forma similar às saídas forçadas, através de um indicador do Nível de Alcançabilidade Programada de toda a rede, utilizando os conceitos de conectividade e densidade de grafos dirigidos (NEWMAN [177]), segundo a seguinte definição:

**Definição 171 – Nível de Alcançabilidade Programada**

O Nível de Alcançabilidade Programada  $N_{AP}$  (*connectance*), representa a fração das conexões de alcançabilidade planejada existentes em relação às conectividades máximas possíveis entre os equipamentos de uma rede.

■

Para cálculo deste indicador, considera-se que o número de Relações de Alcançabilidade Programada da rede é igual, simultaneamente, à soma dos Graus de Saída Alcançável Programada, e à soma dos Graus de Entrada Alcançável Programada, ou seja:

$$R_{AP} = \sum_{i=1}^n A_{Pfi} = \sum_{i=1}^n A_{POi} , \quad (435)$$

fornecendo uma Média de Relações de Alcançabilidade Programada  $R_{AP}^{mean}$ , por equipamento, dada por:

$$R_{AP}^{mean} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_{Pfi} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_{POi} = \frac{R_{AP}}{n} . \quad (436)$$

O número Máximo de Relações de Alcançabilidade Programada  $R_{AP}^{max}$  ocorrerá quando houver uma relação de causalidade programada entre cada equipamento interligado, ou seja:

$$R_{AP}^{max} = 2 \binom{n}{2} = n(n-1) . \quad (437)$$

Com isto obtém-se o valor do Nível de Alcançabilidade Programada da rede:

$$N_{AP} = \frac{R_{AP}}{R_{AP}^{max}} = \frac{R_{AP}^{mean}}{n-1} . \quad (438)$$

Estas métricas podem ser avaliadas para cada empresa ou sistema conectado, utilizando as seguintes expressões matriciais:

$$\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U} = \text{matriz de conexões possíveis internas a cada empresa,} \quad (439)$$

$$\mathbf{A}_p . * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U}) = \text{matriz de conexões internas existentes por empresa,} \quad (440)$$

$$\sum_{\text{linha}} \mathbf{S}^* [\mathbf{A}_{p.} * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U})] = \text{matriz de soma das conexões existentes por empresa,} \quad (441)$$

$$\sum_{\text{linha}} \mathbf{S}^* (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U}) = \text{matriz de soma das conexões possíveis por empresa,} \quad (442)$$

resultando na seguinte expressão para o vetor de Nível de Alcançabilidade Programada de cada empresa conectada:

$$\mathbf{N}_{AP}^S = \sum_{\text{linha}} \mathbf{S}^* [\mathbf{A}_{p.} * (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U})] / \sum_{\text{linha}} \mathbf{S}^* (\mathbf{S}^T \mathbf{S} - \mathbf{U}). \quad (443)$$

Estes indicadores expressam os níveis de conectividade e densidade das relações das saídas programadas internas de cada empresa, e da rede completa, em uma escala de 0 a 1. O nível zero indica uma imunidade completa dos equipamentos para saídas programadas de outros equipamentos da mesma empresa. O nível 1 indica uma total dependência de todos os equipamentos para desligamentos programados em outros itens da mesma empresa. Estimam a vulnerabilidade relativa da rede a eventos programados, conforme ilustra o seguinte exemplo:

### Exemplo 123 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Programada

O Vetor de Nível de Alcançabilidade Programada para as empresas da rede elétrica modelo da Figura 30 encontra-se representado na Tabela 93, resultado da fórmula (443) utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 93 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Programada

$$\mathbf{N}_{AP}^T = \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} \\ \hline 0,5 & 0,5 & 0 & 0,5 \\ \hline \end{array} \quad (444)$$

A análise deste vetor conduz às seguintes constatações:

- As empresas de geração 1 e 2 possuem níveis médios (50%) de vulnerabilidade a desligamentos programados em seus próprios equipamentos, ou seja o desligamento de qualquer barra de geração desliga o gerador correspondente, mas não o inverso.
- A empresa de transmissão 3 possui nível nulo (0%) de vulnerabilidade a desligamentos programados de seus próprios equipamentos, ou seja, o desligamento programado da linha 5 não afeta a linha 6, e vice-versa.
- A empresa de distribuição 4 possui nível médio (50%) de vulnerabilidade a desligamentos programados de seus próprios equipamentos, uma vez que as saídas programadas da barra 8 afetam a linha 6, mas não o inverso.

O Nível de Alcançabilidade Programada da rede inteira é estimado em 28,57% pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, utilizando a fórmula (438), para uma Média de Relações de Alcançabilidade Programada de 2 conexões por equipamento, avaliadas pela fórmula (436). Como esperado, estes valores são bastante inferiores aos indicadores similares avaliados para as saídas forçadas, no parágrafo 11.5.

■

Além do nível de alcançabilidade dos desligamentos programados, a importância de cada equipamento também pode ser avaliada em relação à cascata de desligamentos programados necessária entre dois itens quaisquer da rede, utilizando a seguinte definição:

**Definição 172 – Itens Relevantes para Saídas Programadas**

Os Itens Relevantes para Saídas Programadas  $IR_p(i,j)$  entre dois elementos  $i$  e  $j$  quaisquer da rede são os componentes que participam da cascata de desligamentos que se origina na saída programada do item  $i$  até atingir o item  $j$ , decorrentes das relações de alcançabilidade.

■

Para cada equipamento  $i$ , os índices dos elementos não nulos da linha  $A_p(i,:)$  da Matriz de Alcançabilidade Programada representam os equipamentos atingíveis por uma saída programada deste item. De modo análogo, os índices dos elementos não nulos da coluna  $A_p(:,j)$  representam os itens que atingem o equipamento  $j$  quando desligam programadamente. Então, os Itens Relevantes para Saídas Programadas entre dois itens  $i$  e  $j$ , serão determinados pela interseção lógica, elemento por elemento, da linha  $A_p(i,:)$  com a coluna  $A_p(:,j)$  da matriz  $A_p$ , expresso matricialmente por:

$$IR_p(i, j) = A_p(i,:) * A_p(:, j) \tag{445}$$

Os índices dos elementos não nulos do vetor  $IR_p(i,j)$  indicam os equipamentos essenciais, ou relevantes, na cascata de desligamentos programados entre  $i$  e  $j$ . Este vetor pode ser calculado para todos os pares de elementos da rede, como ilustra o exemplo seguinte.

**Exemplo 124 – Itens Relevantes para Saídas Programadas**

A expressão (446) da Tabela 94 ilustra a matriz de Itens Relevantes para Saídas Programadas para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*® do Apêndice A que implementa a expressão (445). Cada célula desta matriz contém os índices dos elementos não nulos do vetor de Itens Relevantes para Saídas Programadas.

*Tabela 94 – Itens Relevantes para Saídas Programadas*

		Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
		1	2	3	4	5	6	7	8
$IR_p =$	1								
	1,2	2				2,5	2,6		
			3						
			3,4	4	4,5		4,7		
					5				
						6			
							7		
						6,8	7,8	8	

(446)

A esparsidade desta matriz torna explícita a pequena quantidade de itens relevantes nas cascatas de desligamentos programados. As linhas 5, 6 e 7 são relevantes apenas para elas próprias, em intervenções planejadas, como mostra as linhas correspondentes da matriz com valores diferentes de zero na diagonal principal. A primeira por operar em vazio, a segunda por transferir a carga para a linha 7, e esta por ser possível remanejar cargas da barra 8.

■

Em conjunto, estes indicadores medem a vulnerabilidade da rede a desligamentos forçados ou programados, originados em seus próprios componentes. Estes eventos são complementados por operações indevidas e recusas de atuação de sistemas de proteção, que ampliam a alcançabilidade dos desligamentos. Os conceitos de centralidade serão também utilizados na classificação da importância relativa dos sistemas de proteção na ampliação dos desligamentos da rede.

### 11.15. Indicadores de Centralidade Protetiva

Da Teoria dos Grafos, por exemplo, pode-se aplicar o conceito de centralidade dos nós, já utilizado nos modelos de alcançabilidade, introduzindo os seguintes indicadores para a importância dos sistemas de proteção (BORGATTI e EVERETT [49]):

- Centralidade Própria para Saídas Protetivas; e
- Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas;

O primeiro indicador estima a importância de cada componente da rede pelas características próprias de seus sistemas de proteção, independente dos demais elementos. O segundo indicador considera principalmente as associações protetivas entre os equipamentos na topologia da rede. As definições e exemplos a seguir ilustram estas métricas (BORGATTI e EVERETT [49], NEWMAN [177]) para saídas protetivas:

#### **Definição 173** – *Centralidade Própria para Saídas Protetivas*

A Centralidade Própria para Saídas Protetivas é um indicador de importância dos equipamentos baseados na confiabilidade, vulnerabilidade e probabilidade de desligamentos protetivos na rede, originados na proteção de cada equipamento.

■

Os vetores de Confiabilidade Própria da Proteção  $c$ , e Vulnerabilidade Própria da Proteção  $v$ , podem ser utilizados para ordenar os equipamentos da rede segundo as probabilidades de atuações corretas e incorretas da proteção, durante solicitações. Também podem ser utilizados para calcular um vetor de Centralidade Própria para Saídas Protetivas  $CP_C$ , que relaciona a probabilidade de haver alguma recusa de atuação da proteção para cada equipamento da rede, em qualquer instante:

$$CP_C = 1 - c - v . \quad (447)$$

Os cálculos destes três indicadores são ilustrados no exemplo a seguir.

**Exemplo 125 – Centralidade Própria para Saídas Protetivas**

A Tabela 95 avalia a expressão (447) no cálculo do vetor de Centralidade Própria para Saídas Protetivas, para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

*Tabela 95 – Centralidade Própria para Saídas Protetivas*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{c}^T =$	0,90	0,80	0,70	0,80	0,90	0,60	0,70	0,80	(448)
$\mathbf{v}^T =$	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01	0,04	0,05	0,06	(449)
$\mathbf{CP}_C^T =$	0,09	0,18	0,27	0,18	0,09	0,36	0,25	0,14	(450)

Observa-se neste indicador que a linha de transmissão 6 da Empresa 3 possui a menor Confiabilidade Própria da Proteção (60%), e também a maior probabilidade (3,6%) de que haja uma recusa de atuação da proteção durante uma solicitação, medida pela Centralidade Própria para Saídas Protetivas.

■

Para avaliar a importância relativa de cada proteção da rede, considerando as relações de causalidade das atuações entre as proteções dos componentes, serão utilizados também os conceitos de autovalores e autovetores da Álgebra Linear, na definição do seguinte indicador de centralidade:

**Definição 174 – Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas**

A Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas (*Eigenvector Centrality*) é um indicador de convergência em grafos utilizado para associar níveis relativos às proteções dos equipamentos, baseados no princípio de que associações com proteções de níveis elevados contribuem mais que associações com itens de níveis baixos.

■

Assim, se  $x_{Ci}$  denota o nível de importância da proteção do equipamento  $i$ , então  $x_{Ci}$  será proporcional à soma dos níveis das proteções de todos os equipamentos alcançáveis pela saída protetiva do item  $i$ , ou seja:

$$x_{Ci} = \frac{1}{\lambda_C} \sum_{j=1}^n x_{Cj} = \frac{1}{\lambda_C} \sum_{j=1}^n T_{Cij} x_{Cj}, \quad i \leq n, \quad (451)$$

onde  $\lambda_C$  é uma constante de proporcionalidade, e  $T_{Cij}$  é a vulnerabilidade protetiva de  $i$  sobre  $j$ . Em forma matricial isto pode ser escrito como:

$$\mathbf{x}_C = \frac{1}{\lambda_C} \mathbf{T}_C * \mathbf{x}_C, \quad (452)$$

ou como a equação de autovetores da matriz  $T_C$ :

$$T_C * x_C = \lambda_C x_C, \quad (453)$$

em que  $x_C$  é um autovetor associado ao autovalor  $\lambda_C$ , solução da equação polinomial característica:

$$|\lambda_C I - T_C| = 0. \quad (454)$$

Em geral podem existir até  $n$  autovalores diferentes e  $n$  autovetores soluções da equação (453). O autovetor associado ao maior autovalor (dominante) normalmente é utilizado no cálculo da Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas. O exemplo a seguir ilustra este cálculo para desligamentos protetivos.

### Exemplo 126 – Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas

A expressão (455) ilustra a matriz dos autovalores ( $AVL_C$ ) da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva (Tabela 57), resultado da solução da equação característica (454), para o sistema exemplo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 96 – Autovalores da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva

$$AVL_C^T = \lambda_C^T = \begin{array}{c} \text{Autovalores} \\ \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline -0,10 + 0,07i & -0,10 - 0,07i & 0,21 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \end{array} \quad (455)$$

Estes autovalores conduzem à matriz de autovetores ( $AVT_C$ ) da Tabela 97, como solução da equação (453), usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do apêndice A.

Tabela 97 – Autovetores da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva

$$AVT_C = X_C = \begin{array}{c} \text{Autovetores} \\ \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{4} & \mathbf{5} & \mathbf{6} & \mathbf{7} & \mathbf{8} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0,35 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,69 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,78 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,97 & 0 \\ 0,85 & 0,85 & 0,87 & -0,87 & -0,69 & 8,72e-16 & 0 & 0 \\ -0,21 & -0,21 & 0,16 & 0,13 & 0,10 & -0,61 & -0,14 & -0,14 \\ -0,04 & -0,04 & 0,46 & -0,30 & -0,16 & 0,01 & 0,16 & 0,19 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,96 \\ \hline \end{array} \end{array} \quad (456)$$

Com isto, obtém-se a Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas (Tabela 98), do autovetor (hachurado) da Tabela 97, associado ao autovalor dominante ( $\lambda=0,21$ ) da Tabela 96.

*Tabela 98 – Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$CA_C^T =$	0	0	0	0	0,87	0,16	0,46	0

(457)

Este indicador confirma a importância relativa das proteções das linhas 5, 6 e 7, como centralizadores de contingências protetivas nesta rede, devido ao sobrealcançe propositalmente introduzido nos ajustes de suas proteções, que servem de retaguarda para possíveis falhas nos sistemas de proteção de componentes adjacentes.

■

Todos estes indicadores medem a importância de cada componente, como origem de distúrbios e vulnerabilidades da rede. Outros indicadores serão ainda estudados, para avaliar o desempenho e impacto sofrido por cada componente, agente e usuário da rede, devido a distúrbios provocados nos equipamentos e topologia da rede.

## 11.16. Sumário

Este capítulo definiu os modelos de redes que serão usados na avaliação de desempenho e riscos de sistemas elétricos. Os seguintes modelos foram definidos, representados matricialmente e parametrizados para um sistema elétrico exemplo, para representar dependências funcionais da rede:

- Modelo de Adjacência Forçada;
- Modelo de Adjacência Programada;
- Modelo de Adjacência Protetiva;
- Modelo de Alcançabilidade Forçada;
- Modelo de Alcançabilidade Programada;
- Modelo de Vulnerabilidade Protetiva;
- Modelos de Simultaneidade Forçada
- Modelo de Alcançabilidade Simultânea;
- Modelo de Alcançabilidade Restrita; e
- Modelos de Alcançabilidades Probabilísticas.

Adicionalmente, foram definidos os modelos equivalentes topológicos para representação simplificada da rede, quando houver interesse na redução da dimensão do modelo. Os modelos estudados podem ser usados para avaliar decisões tomadas em nível de cada componente, com relação aos resultados e riscos empresariais. A simulação destes modelos permitirá a quantificação dos impactos provocados em indicadores de risco e desempenho, pelo comportamento de cada componente da rede, e por decisões localizadas em cada empresa e componente. O exemplo a seguir resume os dados topológicos necessários.

### **Exemplo 127 – Modelo de Base de Dados Topológicos**

A Tabela 99 sumariza a base de dados topológicos de entrada do modelo do sistema elétrico da Figura 30, utilizado nesta pesquisa para exemplificar o cálculo dos diferentes indicadores de desempenho.

*Tabela 99 – Modelo de Base de Dados Topológicos*

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">Adjacência Forçada I</th> </tr> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>								Adjacência Forçada I								1	2	3	4	5	6	7	8	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">Adjacência Programada P</th> </tr> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>								Adjacência Programada P								1	2	3	4	5	6	7	8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0																
Adjacência Forçada I																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																																
0	1	1	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
1	0	0	0	1	1	0	0																																																																																																																																																																																																
1	0	0	1	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	1	0	1	0	1	1																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	1	1																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	1	1	0																																																																																																																																																																																																
Adjacência Programada P																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
1	0	0	0	1	1	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	1	0	1	0	1	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	1	1	0																																																																																																																																																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">Adjacência Protetiva C</th> </tr> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>								Adjacência Protetiva C								1	2	3	4	5	6	7	8	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">Simultaneidade de Entrada <math>S_i</math></th> </tr> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">Simultaneidade de Saída <math>S_o</math></th> </tr> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">Equivalentes Topológicos <math>e^T</math></th> </tr> <tr> <th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>								Simultaneidade de Entrada $S_i$								1	2	3	4	5	6	7	8	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	Simultaneidade de Saída $S_o$								1	2	3	4	5	6	7	8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	Equivalentes Topológicos $e^T$								1	2	3	4	5	6	7	8	0	0	0	0	1	1	0	0
Adjacência Protetiva C																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																																
0	1	0	0	1	1	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	1	1	0	1	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
1	1	1	1	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
1	1	0	0	1	0	1	1																																																																																																																																																																																																
0	0	1	1	1	1	0	1																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																																																																																
Simultaneidade de Entrada $S_i$																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	1	1	0	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	1	0	1	0																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	1	1	0																																																																																																																																																																																																
Simultaneidade de Saída $S_o$																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	1																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	1																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	0	0	0	1																																																																																																																																																																																																
Equivalentes Topológicos $e^T$																																																																																																																																																																																																							
1	2	3	4	5	6	7	8																																																																																																																																																																																																
0	0	0	0	1	1	0	0																																																																																																																																																																																																

Estas tabelas são codificadas nos dados de entrada do programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice B para entrada no programa do Apêndice A.

■

Os próximos capítulos utilizarão estes modelos para a avaliação de indicadores de desempenho de sistemas elétricos.

## **QUARTA PARTE – AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO**

## 12. Introdução à Avaliação de Desempenho

### 12.1. Introdução

Indicadores de desempenho e risco tradicionais do setor elétrico tais como Frequência e Duração Média de Interrupção (*DEC*, *FEC*, etc.) (BROWN [50]) avaliam a qualidade de energia relacionada à continuidade, mas são insuficientes, isoladamente, para averiguar a responsabilidade distribuída de vários agentes, incluindo empresas operadoras, consumidoras, geradoras, transmissoras e distribuidoras. Sendo apenas sintomas de inadequações, eles não apontam as causas, ou quem deve corrigir, ser responsabilizado ou onerado por elas. Valores de referência, baseados em dados históricos, mesmo quando relacionados a penalidades econômicas por não atenderem a níveis desejados de performance, servem como incentivo à melhoria da confiabilidade e qualidade da energia e rede elétrica, mas não sinalizam onde as correções são necessárias, ou a quem cabe a responsabilidade por desligamentos em cascata. Existe uma demanda de meios analíticos para este fim, nos mercados desregulamentados e de responsabilidades distribuídas de energia da atualidade.

Este capítulo inicia a quarta e última etapa da pesquisa com a definição e cálculo de indicadores de desempenho e riscos de sistemas elétricos e industriais em geral, quando submetidos a falhas em componentes ligados em rede. Além dos indicadores, objetivos gerais desta etapa, serão avaliadas as fontes de informação, metodologias e ferramentas disponíveis para análise de desempenho e risco em sistemas elétricos de potência.

### 12.2. Objetivo

Esta etapa da pesquisa teve como objetivo desenvolver um método formal de avaliação das consequências da propagação de desligamentos em cascata em sistemas de potência, e seus impactos em indicadores de desempenho e métricas de risco. A pesquisa buscou fornecer respostas às seguintes questões:

- Qual o mecanismo de propagação das perturbações na topologia da rede elétrica?
- Como uma perturbação se transforma em um desligamento em cascata e eventualmente em um “apagão”?
- Que métricas devem ser utilizadas para mensurar o risco de “apagões” e grandes perturbações em processos industriais?
- Como estas métricas são afetadas por diferentes estruturas do processo?
- Como as métricas são afetadas por sistemas automáticos de proteção?

- Como utilizar as métricas para otimizar a topologia da rede elétrica e os sistemas de proteção?
- Como utilizar as métricas para comparar o risco de “apagões” com diferentes topologias?
- Como mapear a contribuição de diferentes componentes e agentes da rede em perturbações em cascata?
- Como avaliar a sensibilidade dos indicadores a variações na estrutura da rede e nos sistemas de proteção?
- Que dados são necessários sobre o desempenho operacional dos componentes para a simulação de perturbações em cascata?

A pesquisa objetivou também calcular os valores esperados de indicadores de performance de sistemas de potência, e a contribuição e impacto cruzado de vários agentes e atores de mercado durante desligamentos no sistema elétrico. O método pesquisado resultou em um procedimento sistemático de avaliação e hierarquização probabilística de riscos e desempenho de processos industriais, aplicável a outros setores e intersetores industriais. A pesquisa demonstrou também ser factível a implementação em uma ferramenta computacional de apoio à decisão aplicável a estes setores. O modelo é capaz de avaliar medidas probabilísticas de desempenho e risco global de processos industriais, permitindo sua estratificação e hierarquização pelos diversos agentes e sub-processos componentes, até às causas ou fenômenos iniciadores. Também permite a simulação e desenvolvimento de recomendações de melhorias na estrutura do processo ou nos sistemas de proteção e prevenção associados. Os parâmetros necessários podem ser obtidos dos dados históricos do próprio processo, de estudos e simulações tradicionalmente realizadas nos sistemas elétricos de potência, ou de bases de dados de referência do setor industrial correspondente.

### 12.3. Metodologia

A análise de desempenho em sistemas elétricos utiliza muitos modelos computacionais, especializados na modelagem de diferentes aspectos elétricos e fenômenos sistêmicos, típicos das indústrias que trabalham em redes interligadas. Uma lista parcial de modelos necessários ao planejamento e operação de sistemas elétricos inclui (KNIGHT [141], ONS [186]):

- (a) Modelos para análise de redes;
- (b) Modelos para análise de estabilidade eletromecânica;
- (c) Modelos para análise de estabilidade dinâmica;
- (d) Modelos para análise de transitórios eletromagnéticos;
- (e) Modelos para cálculos de fluxo de potência ótimo;
- (f) Modelos para cálculos de fluxo de penetração de harmônicos;
- (g) Modelos para análise de tensões e correntes harmônicas;
- (h) Modelos para análise de variações transitórias de tensões;
- (i) Modelos para análise de curto-circuito;
- (j) Modelos para análise de perturbações;
- (k) Modelos para análise de confiabilidade preditiva de geração e transmissão; e
- (l) Modelos para cálculo da reserva de potência girante probabilística.

Estes modelos dão suporte computacional às diferentes classes de estudos necessários à operação, manutenção e planejamento de sistemas elétricos, tais como:

- (a) Estudos de Planejamento Energético;
- (b) Estudos de Avaliação de Confiabilidade;
- (c) Estudos de Fluxo de Potência Otimizado;
- (d) Estudos de Curto-Circuito e Parametrização da Proteção; e
- (e) Estudos de Avaliação de Estabilidade.

Adicionalmente, várias atividades operacionais e de manutenção geram informações que são necessárias aos estudos de planejamento e exploração, sendo armazenadas historicamente em bases de dados das Empresas, Agentes e Operadores de Sistemas tais como:

- (a) Consolidação da previsão de carga;
- (b) Operação em tempo real;
- (c) Normatização, pré-operação e pós-operação;
- (d) Acompanhamento da manutenção;
- (e) Acompanhamento do desempenho das proteções;
- (f) Administração dos serviços de transmissão;
- (g) Avaliação dos serviços de telecomunicações; e
- (h) Integração de modelos energéticos.

Estas atividades, realizadas por agentes e operadores de sistemas, conjuntamente geram informações e bases de dados que podem ser utilizadas para avaliação de desempenho e risco de sistemas de potência.

## **12.4. Fontes de Informação**

Uma possível inter-relação destes estudos e as bases de dados históricos de sistemas elétricos encontra-se representada de forma simplificada na Figura 101. Estudos e dados similares são utilizados no planejamento e exploração de outros setores, em especial nas indústrias de infraestrutura de base. Desta inter-relação são derivados os dados necessários à metodologia adotada nesta pesquisa.

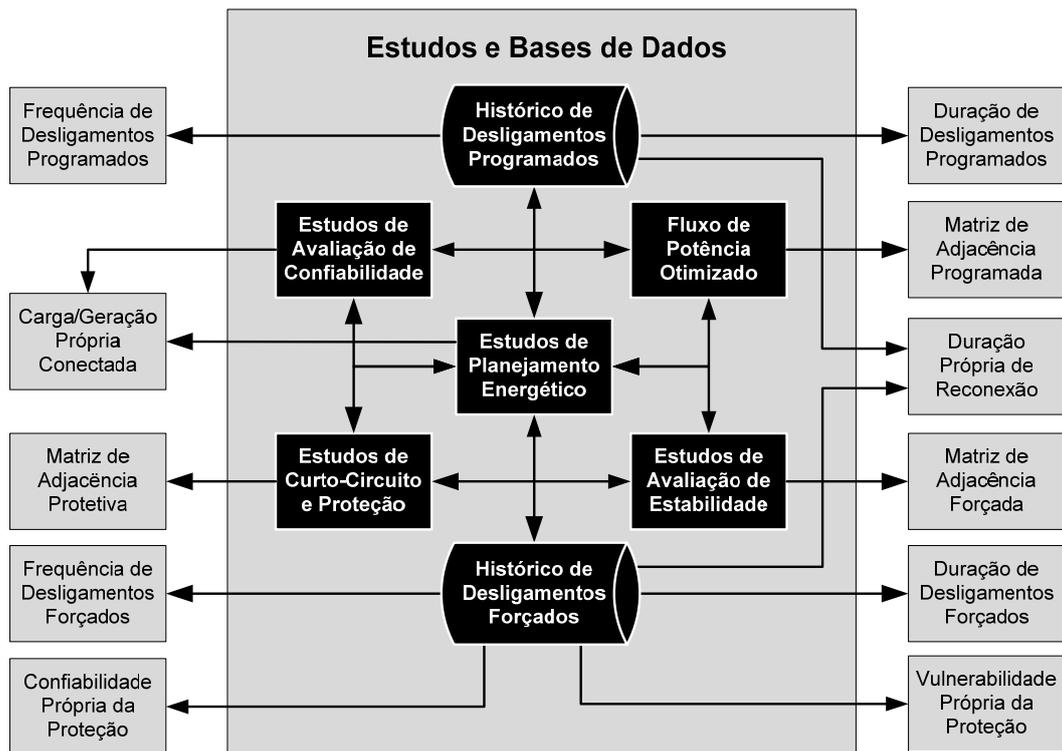


Figura 101 – Estudos e Bases de Dados de Planejamento e Operação

Nesta figura, os Estudos de Planejamento Energético representam o conjunto de simulações de condições energéticas e hidrológicas, incluindo a consolidação da previsão de carga necessários à operação futura da rede elétrica. Em geral, estes estudos são realizados no nível NH0 ou NH1, correspondente ao sistema energético e de geração, na hierarquia usual de sistemas de potência representada na Figura 102 (BILLINTON e ALLAN [41]). Outras designações são possíveis e encontradas na literatura, para estes níveis (EPE [84]).

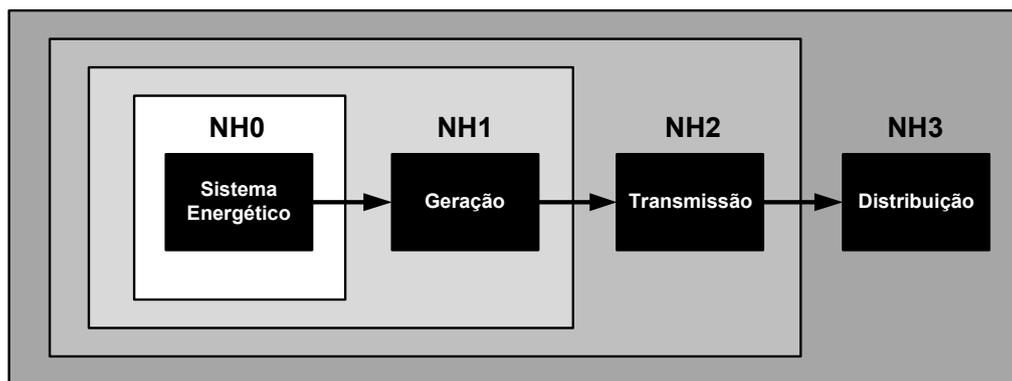


Figura 102 – Níveis Hierárquicos de um Sistema de Potência

Os Estudos de Avaliação de Confiabilidade determinam a configuração ideal do sistema de transmissão e distribuição, através de uma análise probabilística do atendimento à carga, diante de restrições de interligação e saídas forçadas de componentes. Em geral, estes estudos são realizados nos níveis NH2 e NH3,

podendo incluir os sistemas de distribuição, na hierarquia de sistemas de potência da Figura 102.

Os Estudos de Avaliação de Estabilidade conferem as condições transitórias que possam conduzir à instabilidade elétrica, eletromecânica e eletromagnética do sistema integrado; são analisadas oscilações mecânicas de baixa frequência e fenômenos eletromagnéticos de alta frequência, assim como ressonâncias subsíncronas, interações com FACTS, torques sincronizantes e de amortecimentos. Podem ser incluídas, nesta classe de estudos, as simulações para análise de distorções nas tensões e correntes harmônicas na rede elétrica. Considerando a proliferação recente da geração distribuída, estes estudos são atualmente realizados no nível NH3, na hierarquia de sistemas de potência da Figura 102.

Os Estudos de Fluxo de Potência Otimizado (FPO) determinam as condições ideais de despacho econômico de geração e reativos que minimizem o custo total de operação do sistema (FERNANDES [86]). Em sistemas hidrotérmicos, modelos de programação dinâmica estocástica são geralmente utilizados para planejar a operação otimizada de sistemas de geração. A função objetivo geralmente procura minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento, e a determinação das metas de geração para cada usina, que atendam a demanda de carga e minimizem o valor esperado do custo de operação. Os modelos empregados podem ser usados em um amplo espectro de estudos de planejamento, para previsão do consumo de combustível, determinação de políticas comerciais e tarifárias, estudos de racionamento, gerenciamento da demanda e planejamento da expansão. Em geral, estes estudos são realizados no nível NH2, da hierarquia usual de sistemas de potência representada na Figura 102.

Finalmente, os Estudos de Curto-Circuito e Proteção simulam os diversos tipos e níveis de curto-circuito e sobre tensão no sistema, para determinação dos ajustes necessários aos sistemas de proteção, religamento, dimensionamento e avaliação da superação de equipamentos. Em geral, estes estudos são realizados no nível NH2 e NH3, da hierarquia de sistemas de potência da Figura 102, inclusive para determinação de modelos equivalentes aos demais subsistemas.

Além destes estudos, duas bases de dados cronológicos, de interesse nesta pesquisa, são geralmente mantidas para registro de eventos no sistema elétrico: o Histórico de Desligamentos Programados, e o Histórico de Desligamentos Forçados. Bases similares podem ser identificadas em outros setores industriais. A primeira registra todos os eventos de natureza programada, incluindo as manutenções preventivas, ações operativas e modificações de configuração na rede elétrica. O segundo registra todos os desligamentos intempestivos ocorridos no sistema, incluindo a causa e tipos de proteção atuados. Diferentes denominações e composições podem ser usadas para estas bases, em cada mercado de energia, que podem ser concentradas no Operador do Sistema Elétrico, ou distribuídas nos sistemas de gestão de ativos dos diversos agentes. Em conjunto, estes estudos e bases de dados fornecem os dados necessários aos cálculos dos indicadores de desempenho e risco estudados nesta pesquisa, e ilustrados na Figura 101, conforme se segue:

- O vetor de Cargas e Gerações Próprias Conectadas I (Definição 84) pode ser determinado primordialmente dos estudos energéticos, simulações de confiabilidade e fluxo de carga otimizado, conduzidos para planejar a operação do sistema elétrico. Estes estudos determinam *a priori* o nível de geração de cada usina, e a carga esperada em cada ponto da rede, para um determinado cenário ou caso base. Alternadamente, podem ser obtidos diretamente das medições em tempo real dos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) dos centros de controle, para casos específicos, simulações *on-line* ou em tempo real (SIQUEIRA [233]).
- A Matriz de Adjacência Programada P (Definição 101) avalia o impacto de configurações planejadas no sistema elétrico, e pode ser obtida dos estudos de fluxo de carga otimizado, para cada configuração planejada. Estes estudos podem ser suportados também pelos estudos de confiabilidade, conforme representado na Figura 101, quando a contingência programada tiver impacto na confiabilidade da rede.
- A Matriz de Adjacência Forçada I (Definição 91) avalia o impacto de contingências no sistema elétrico, podendo ser obtida dos estudos de estabilidade e contingências, para cada desligamento forçado no sistema. Estes estudos podem ser suportados também pelas simulações de curto-circuito e proteção, conforme representado na Figura 101, quando a contingência forçada tiver impacto na proteção da rede.
- A Matriz de Adjacência Protetiva T (Definição 111) pode ser obtida diretamente dos estudos de curto-circuito e proteção, para cada contingência forçada do sistema. Estes estudos podem ser suportados também pelas simulações de estabilidade, confiabilidade e fluxo de carga otimizado, conforme representado na Figura 101, se a contingência forçada tiver impacto na estabilidade, confiabilidade, fluxos e tensões da rede.
- Os Vetores de Frequência e Duração de Desligamentos Programados  $f_p$  e  $d_p$  (Definição 72 e Definição 82) são derivados de estatísticas e médias amostrais simples avaliadas na base de dados históricos dos desligamentos programados, para um período de referência, conforme representado na Figura 101 (SIQUEIRA [233]).
- Os Vetores de Frequência e Duração de Desligamentos Forçados  $f_f$  e  $d_f$  (Definição 70 e Definição 80) podem ser derivados também de estatísticas e médias amostrais simples avaliadas na base de dados históricos dos desligamentos forçados, para um período de referência, conforme representado na Figura 101 (SIQUEIRA [233], ONS [186]).
- Os Vetores de Confiabilidade e Vulnerabilidade Próprias da Proteção  $c$  e  $v$  (Definição 74 e Definição 76) podem ser derivados também de estatísticas e médias amostrais simples avaliadas na base de dados históricos dos desligamentos forçados, pelas frações de atuações corretas e indevidas, respectivamente, dos sistemas de proteção, para um período de referência, conforme representado na Figura 101 (SIQUEIRA [233], ONS [186]).

- Finalmente, o Vetor de Duração Própria de Reconexão  $r$  (Definição 78) pode ser derivado de estatísticas e médias amostrais simples avaliadas nas bases de dados históricas dos desligamentos forçados e programados, pelo tempo médio de reconexão de cada componente, após cada desligamento ou indisponibilidade, para um período de referência, conforme representado na Figura 101.

O formato dos dados extraídos destes estudos é específico de cada programa de computador e base de dados, não sendo objetivo desta pesquisa avaliar ou propor estes padrões. Em geral, uma forma tabular, textual ou um formato baseado em XML (*Extensible Markup Language*) é usado por cada programa para externalizar os resultados, sendo trivial sua conversão para outros formatos de representação. Assim, será admitido que conversores adequados existam ou possam ser desenvolvidos para transformar os dados destes programas na representação vetorial e matricial utilizada nesta pesquisa, e vice-versa.

## 12.5. Sumário

Este capítulo resumiu os estudos e bases de dados necessários ao cálculo dos indicadores de desempenho e risco desta pesquisa. A avaliação de desempenho será obtida pela propagação de eventos, forçados ou programados, originados em componentes primários, sobre os demais elementos da rede, com base nos vetores e matrizes derivados destas fontes. Os modelos utilizados serão aqueles desenvolvidos nos capítulos anteriores para os componentes individuais, e para a topologia da rede, representada por matrizes de alcançabilidade, vulnerabilidade e adjacência.

O próximo capítulo apresentará um método formal de avaliar a disseminação de falhas originadas em um componente sobre os demais componentes da rede, e sua mensuração através de indicadores de desempenho.

## 13. Indicadores de Desempenho

### 13.1. Introdução

Estabelecidos os modelos que representam redes elétricas ou instalações industriais, é possível explorar as formas de avaliação da propagação de falhas e identificar métricas de desempenho e risco adequadas. Esta etapa da pesquisa buscará a definição de indicadores sistêmicos e locais, e a mensuração dos impactos do sistema sobre o desempenho de equipamentos e pontos de acesso, assim como o impacto cruzado entre agentes. Os fatores influentes serão os parâmetros individuais de cada componente, e a topologia da rede de interligação.

Este capítulo utiliza os modelos de simulação de equipamentos e redes pesquisados nos capítulos anteriores, para estimação de métricas de desempenho afetadas pela propagação de falhas, em qualquer ponto da rede, ou em um subconjunto de elementos ou subrede. Os cálculos são realizados com o programa computacional listado no Apêndice A, e os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30 constantes no Apêndice B, ambos codificados em *MatLab*<sup>®</sup>. As seguintes métricas serão definidas e avaliadas:

- Frequência e Duração de Interrupções;
- Responsabilidade por Frequência e Duração de Desligamentos;
- Continuidade em Pontos de Controle;
- Parcela Variável da Receita;
- Energia e Demanda Não Supridas;
- Energia e Potência Não Geradas;
- Probabilidade e Esperança de Perda de Carga;
- Probabilidade e Esperança de Perda de Geração;
- Responsabilidade por Energia não Suprida;
- Frequência e Probabilidade do Risco;
- Fatores de Risco Marginais;
- Robustez e Severidade;
- Eficiência dos Equipamentos e da Rede;
- Disponibilidade dos Equipamentos;
- Qualidade dos Equipamentos; e
- Eficiência Global dos Equipamentos.

Muitas destas métricas já são utilizadas no planejamento e operação de sistemas elétricos. Algumas são mais comuns nas indústrias de processo, e em atividades ligadas à produção e manutenção industriais (MATHER [157]), mas aplicáveis também a sistemas de potência e outros setores produtivos. A frequência de

interrupções inclui-se como um dos indicadores mais utilizados nestes sistemas, sendo utilizada como entrada na avaliação de outras métricas.

## 13.2. Frequência de Interrupções

A susceptibilidade de uma rede elétrica a desligamentos pode ser avaliada pela frequência com que cada equipamento desliga por causas próprias, ou em decorrência de eventos originados em outros pontos da rede. A exemplo das frequências próprias de saídas de cada componente, é possível avaliar as frequências totais de saídas forçadas, programadas e protetivas, de cada ponto da rede, através das seguintes definições:

### Definição 175 – Frequência Total de Saída Forçada

A Frequência Total de Saída Forçada ( $F_{fi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo número de vezes que o componente desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por falha intrínseca ou de natureza interna no próprio componente ou decorrente da saída forçada de outro componente da rede, sendo avaliada por:

$$F_{fi} = \frac{\sum \text{NúmeroTotalDeSaídasForçadasDoComponente}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}} . \quad (458)$$

■

### Definição 176 – Frequência Total de Saída Programada

A Frequência Própria de Saída Programada ( $F_{pi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo número de vezes que o componente desliga tempestivamente, em um determinado período de tempo, para manutenção preventiva ou por necessidade operacional própria ou decorrente da saída programada de outro componente da rede, sendo avaliada por:

$$F_{pi} = \frac{\sum \text{NúmeroTotalDeSaídasProgramadasDoComponente}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}} . \quad (459)$$

■

### Definição 177 – Frequência Total de Saída Protetiva

A Frequência Total de Saída Protetiva ( $F_{ci}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo número de vezes que o componente desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por atuação indevida da proteção intrínseca para defeito em outro componente da rede, sendo avaliada por:

$$F_{ci} = \frac{\sum \text{NúmeroTotalDeSaídasProtetivasDoComponente}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}} . \quad (460)$$

■

Partindo dos vetores das frequências individuais de desligamento forçado  $\mathbf{f}_I$ , e programado  $\mathbf{f}_P$  por causas próprias dos componentes de uma rede, é possível propagar estes eventos pela estrutura da rede usando as matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade, e avaliar as frequências resultantes de saída de cada componente afetado. Os vetores e matrizes diagonais de Frequência Total de Saída Forçada e Programada ( $\mathbf{F}_I$  e  $\mathbf{F}_P$ ) e Frequência Total de Saída por Falha Protetiva ( $\mathbf{F}_C$ ) de todos os componentes, particionados por  $N$  empresas, são estimados pelas seguintes expressões:

$$\mathbf{F}_I = [F_{Ii}] = \mathbf{A}_I^T * \mathbf{f}_I, \quad \mathbf{F}_{ID} = \text{diag}(\mathbf{F}_I), \quad i \leq n, \quad (461)$$

$$\mathbf{F}_P = [F_{Pi}] = \mathbf{A}_P^T * \mathbf{f}_P, \quad \mathbf{F}_{PD} = \text{diag}(\mathbf{F}_P), \quad i \leq n, \quad (462)$$

$$\mathbf{F}_C = [F_{Ci}] = \mathbf{T}_C * \mathbf{f}_I, \quad \mathbf{F}_{CD} = \text{diag}(\mathbf{F}_C), \quad i \leq n. \quad (463)$$

Estas expressões avaliam as frequências efetivas com que cada componente é indisponibilizado, de forma forçada ou planejada, seja por causa própria ou desligamento automático de outro elemento da rede, por programação própria ou desligamento planejado de outro item, ou falha de disjuntor ou proteção. Cada expressão realiza a propagação dos eventos originados em cada componente para os demais itens da rede usando a matriz de alcançabilidade ou vulnerabilidade correspondente ao tipo de evento, definida no Capítulo 11. Somando estas parcelas, pode-se definir o vetor resultante de frequência de indisponibilidade.

#### **Definição 178 – Frequência Total de Indisponibilidade**

O vetor e matriz diagonal de Frequência Total de Indisponibilidade ( $\mathbf{F}$ ) (ou Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão - FIC) de cada componente, particionado entre os  $N$  agentes conectados, é definido pela soma dos vetores de Frequência Total de Saída Forçada e Programada ( $\mathbf{F}_I$  e  $\mathbf{F}_P$ ) e Frequência Total de Saída Protetiva ( $\mathbf{F}_C$ ):

$$\mathbf{F} = \mathbf{FIC} = \mathbf{F}_I + \mathbf{F}_P + \mathbf{F}_C = \mathbf{A}_P^T * \mathbf{f}_P + (\mathbf{A}_I^T + \mathbf{T}_C) * \mathbf{f}_I, \quad \mathbf{F}_D = \text{diag}(\mathbf{F}). \quad (464)$$

■

O valor do FIC calculado na fórmula (464) será o mesmo para todos os consumidores conectados a um mesmo alimentador da rede. A frequência  $\mathbf{F}$  ou FIC é padronizada no Brasil e avaliada periodicamente pela agência reguladora, pelo número de interrupções ocorridas no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão (ANNEL [12]). O exemplo a seguir ilustra o seu cálculo para um sistema elétrico simples.

#### **Exemplo 128 – Frequências de Saída Resultantes**

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, os vetores de Frequência Total de Saída Forçada e Programada ( $\mathbf{F}_I$  e  $\mathbf{F}_P$ ) e Frequência Total de Saída por Falha Protetiva ( $\mathbf{F}_C$ ) de todos os componentes serão dados pela Tabela 100, usando os programas *MatLab*® dos Apêndices A e B.

Tabela 100 – Frequências de Saída Resultantes

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$F_I^T =$	0,07	0,07	0,07	0,07	0,11	0,19	0,28	0,19	(465)
$F_P^T =$	0,07	0,03	0,03	0,02	0,10	0,06	0,08	0,02	(466)
$F_C^T =$	0	0	0	0	0,0493	0,0038	0,0277	0	(467)

resultando na Frequência Total de Indisponibilidade (F ou FIC) de cada componente listada na Tabela 101:

Tabela 101 – Frequência Total de Indisponibilidade

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$F^T = FIC^T =$	0,1400	0,1000	0,1000	0,0900	0,2593	0,2538	0,3877	0,2100	(468)

Estes valores estão representados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 103, para fácil referência.

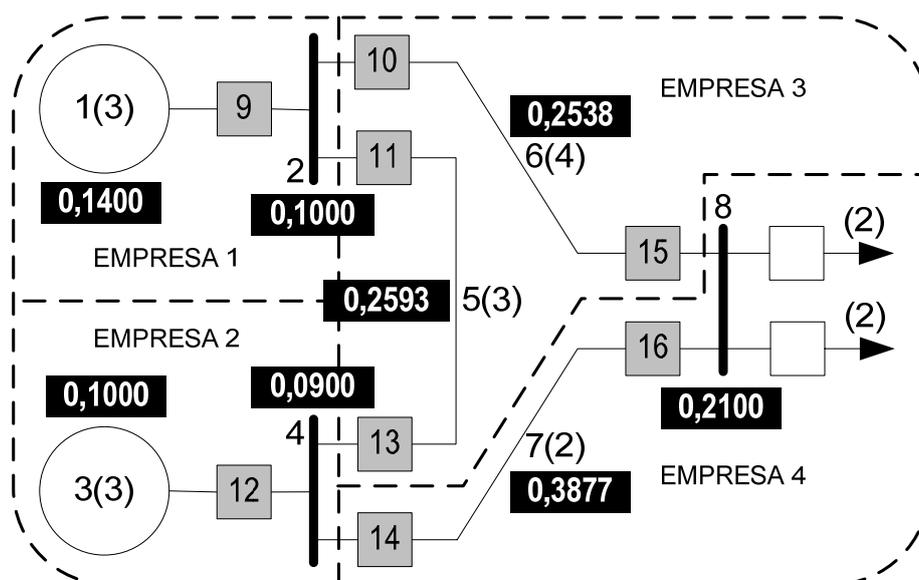


Figura 103 – Frequência Total de Indisponibilidade

Os valores podem ser comparados com os da Figura 32 e Figura 34, que indicam os desligamentos de cada equipamento, por causa própria. A diferença indica a contribuição ou responsabilidade de outros equipamentos e empresas para a disponibilidade local de cada item.

■

Além da frequência total, um indicador de frequência equivalente também é comumente avaliado para um conjunto de consumidores ou subrede, com a seguinte definição:

**Definição 179** – *Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor*

O Índice *FEC* de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*SAIFI - System Average Interruption Frequency Index*) mede o número médio de interrupções por ponto de consumo da rede, em um período de avaliação, sendo definido pela relação (Brown [50]):

$$FEC = (SAIFI) = \frac{\sum \text{NúmeroDeInterrupçõesDoConsumidor}}{\text{NúmeroTotalDeConsumidores}}. \quad (469)$$

■

O índice *FEC* também é padronizado no Brasil pela agência reguladora, como o número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado (ANEEL [12]). A lista de pontos de consumo da rede pode ser calculada pelo vetor de elementos cuja potência associada (consumida) seja maior que zero ( $\mathbf{1} > \mathbf{0}$ ). Com isto, o *SAIFI* será estimado pela expressão matricial:

$$FEC = (SAIFI) = \frac{(\mathbf{1} > \mathbf{0})^T * \mathbf{F}}{\sum (\mathbf{1} > \mathbf{0})}. \quad (470)$$

O numerador desta expressão calcula a soma das frequências de interrupção de todos os pontos de consumo, enquanto o denominador determina a quantidade de pontos de consumo da rede. O quociente destas quantidades determina a frequência média de interrupções por ponto de consumo, ou o *SAIFI* da rede, exemplificado a seguir.

### **Exemplo 129 – Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor**

Quando calculado no sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, obtém-se, para o valor do *SAIFI*:

$$FEC = (SAIFI) = 0,21. \quad (471)$$

Este valor também foi estimado usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B, e a fórmula (470).

■

Nota-se nestes cálculos que o número de consumidores foi estimado pela carga de cada alimentador e do sistema avaliado. Desta forma é possível estimar também o *FEC* de cada subsistema ou empresa interligada, limitando a expressão (470) apenas aos equipamentos de cada empresa pela seguinte expressão matricial:

$$FEC_s = (SAIFI_s) = \{S * [(\mathbf{1} > \mathbf{0}) * \mathbf{F}]\} / [S * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \quad (472)$$

onde  $S =$  Matriz de Empresas ou Subsistemas da rede, e  
 $FEC_s =$  Vetor de Frequências Equivalentes de Interrupção por Sistema.

Este cálculo será ilustrado com o seguinte exemplo:

### Exemplo 130 – Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor por Sistema

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, o vetor de Frequências Equivalentes de Interrupção de Consumidor por Sistema ( $FEC_S$ ) será representado pela Tabela 102, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 102 – Frequências Equivalentes de Interrupção por Sistema

Empresa	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	
$FEC_S^T$	0	0	0	0,21	(473)

Com exceção da Empresa 4, todas as demais têm Frequência Equivalente de Interrupção nula, uma vez que não possuem cargas conectadas. O valor do  $FEC$  da Empresa 4 é idêntico ao valor da rede inteira, avaliado na expressão (471).

■

Em analogia com estes conceitos, um indicador de frequência equivalente de interrupção também pode ser avaliado para um conjunto de geradores e subredes, com a seguinte definição:

### Definição 180 – Frequência Equivalente de Interrupção de Gerador

O índice  $FEG$  ( $GSAIFI$  - *Generation System Average Interruption Frequency Index*) de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Geradora, mede o número médio de interrupções por ponto de geração da rede, em um período de avaliação, sendo definido pela relação:

$$FEG = (GSAIFI) = \frac{\sum \text{NúmeroDeIn terrupções DoGerador}}{\text{NúmeroTotalDeGeradores}}. \quad (474)$$

■

A lista de pontos de geração da rede pode ser calculada pelo vetor de elementos cuja potência associada (gerada) seja menor que zero ( $I < 0$ ). Com isto, o  $GSAIFI$  será estimado pela expressão matricial:

$$FEG = (GSAIFI) = \frac{(\mathbf{I} < \mathbf{0})^T * \mathbf{F}}{\sum (\mathbf{I} < \mathbf{0})}. \quad (475)$$

O numerador desta expressão calcula a soma das frequências de interrupção de todos os pontos de geração, enquanto o denominador determina a quantidade de pontos de geração da rede. O quociente destas quantidades determina a frequência média de interrupções por ponto de geração, ou o  $GSAIFI$  da rede, exemplificado a seguir.

### Exemplo 131 – Frequência Equivalente de Interrupção de Gerador

Quando calculado no sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, obtém-se, para o valor do indicador *GSAIFI*:

$$FEG = (GSAIFI) = 0,12. \quad (476)$$

Este valor também foi estimado usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B, e a fórmula (475). Nota-se que a geração é menos afetada que o consumo, quando comparado o indicador *GSAIFI* com o indicador *SAIFI*, considerando ser mais distribuída que a carga, concentrada na barra 8.

■

Nota-se nestes cálculos que o número de geradores foi estimado pela potência de cada ponto gerador e do sistema avaliado. Desta forma é possível estimar também o *FEG* (*GSAIFI*) de cada subsistema ou empresa interligada, limitando a expressão (475) apenas aos equipamentos de cada empresa pela expressão matricial:

$$FEG_S = (GSAIFI_S) = \{S * [(I < 0) * F]\} / [S * (I < 0)], \quad (477)$$

onde *S* = Matriz de Empresas ou Subsistemas da rede, e *GSAIFI<sub>S</sub>* = Vetor de Frequências Equivalentes de Interrupção na Geração por Sistema. O exemplo a seguir ilustra este cálculo.

#### Exemplo 132 – Frequências Equivalentes de Interrupção na Geração por Sistema

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, o vetor de Frequências Equivalentes de Interrupção na Geração por Sistema (*GSAIFI<sub>S</sub>*) será dado pela Tabela 103, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 103 – Frequências Equivalentes de Interrupção na Geração por Sistema

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4
$FEG_S^T = (GSAIFI_S^T)$	0,14	0,10	0	0

(478)

Como esperado, apenas as empresas de geração 1 e 2 possuem Frequência Equivalente de Interrupção na Geração diferente de zero, únicas empresas com geração própria neste sistema.

■

A origem dos desligamentos de cada empresa pode ser utilizada para avaliar a responsabilidade de cada agente com relação à frequência de desligamentos na rede, e em cada subsistema interligado, conforme estudado a seguir.

### 13.3. Responsabilidade por Frequência de Desligamentos

Para avaliar a contribuição ou responsabilidade de cada empresa sobre os desligamentos de outras empresas ou equipamentos, será útil estimar o impacto cruzado dos diversos agentes entre si, no sistema interligado. Este impacto poderá

ser medido pelas frequências de desligamentos transferidos entre equipamentos e empresas, com as seguintes definições:

**Definição 181 – Frequência Transferida de Saída Forçada**

A Frequência Transferida de Saída Forçada ( $F_{Iij}$ ) de um componente primário  $i$  para um componente primário  $j$  é definida pelo número de vezes que o componente  $j$  desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por falha intrínseca ou de natureza interna no componente  $i$ , sendo avaliada por:

$$F_{Iij} = \frac{\sum \text{NúmeroDeSaídasForçadasDoComponente}(j)\text{PorCausaDe}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}}. \quad (479)$$

■

**Definição 182 – Frequência Transferida de Saída Programada**

A Frequência Transferida de Saída Programada ( $F_{Pij}$ ) de um componente primário  $i$  para um componente primário  $j$  é definida pelo número de vezes que o componente  $j$  desliga tempestivamente, em um determinado período de tempo, para manutenção preventiva ou por necessidade operacional própria no componente  $i$ , sendo avaliada por:

$$F_{Pij} = \frac{\sum \text{NúmeroDeSaídasProgramadasDoComponente}(j)\text{PorCausaDe}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}}. \quad (480)$$

■

**Definição 183 – Frequência Transferida de Saída Protetiva**

A Frequência Transferida de Saída Protetiva ( $F_{Cij}$ ) de um componente primário  $i$  para um componente primário  $j$  é definida pelo número de vezes que o componente  $j$  desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por atuação indevida da proteção intrínseca de  $j$  para defeito no componente primário  $i$ , sendo avaliada por:

$$F_{Cij} = \frac{\sum \text{NúmeroDeSaídasProtetivasDoComponente}(j)\text{PorCausaDe}(i)}{\text{PeriodoDeObservação}}. \quad (481)$$

■

Com estas definições, é possível conceituar e estimar as seguintes matrizes de transferência ou responsabilidade por desligamentos, entre os equipamentos da rede elétrica:

**Definição 184 – Matrizes de Contribuição ou Responsabilidade**

As Matrizes de Contribuição (ou Responsabilidade) da empresa  $i$  para as frequências de desligamentos na empresa  $j$ , serão formadas pelas frequências de desligamentos próprios de cada equipamento, transferidos para os demais itens da rede, incluindo aqueles de outras empresas, sendo avaliadas pelas expressões:

$$\mathbf{F}_{Iij} = \mathbf{f}_{ID} * \mathbf{A}_I, \quad (482)$$

$$\mathbf{F}_{Pij} = \mathbf{f}_{PD} * \mathbf{A}_P, \quad (483)$$

$$\mathbf{F}_{Cij} = \mathbf{f}_{ID} * \mathbf{T}_C^T, \quad (484)$$

$$\mathbf{F}_{ij} = \mathbf{F}_{Iij} + \mathbf{F}_{Pij} + \mathbf{F}_{Cij} = \mathbf{f}_{PD} * \mathbf{A}_P + \mathbf{f}_{ID} * (\mathbf{A}_I + \mathbf{T}_C^T), \quad (485)$$

onde  $\mathbf{F}_{Iij}$  = Matriz de Contribuição para Desligamentos Forçados entre  $i$  e  $j$ ;  
 $\mathbf{F}_{Pij}$  = Matriz de Contribuição para Desligamentos Programados entre  $i$  e  $j$ ;  
 $\mathbf{F}_{Cij}$  = Matriz de Contribuição para Desligamentos Protetivos entre  $i$  e  $j$ ; e  
 $\mathbf{F}_{ij}$  = Matriz de Contribuição para Desligamentos entre  $i$  e  $j$ .

■

Cada partição destas matrizes representará uma submatriz da frequência de desligamentos transferidos do equipamento ou empresa  $i$  para os equipamentos da empresa  $j$ . Comparada à Definição 178, esta expressão utiliza os vetores diagonais das frequências próprias de saída forçada e programada, para obter as matrizes de contribuição entre as empresas, conforme ilustrado no exemplo a seguir:

### Exemplo 133 – Responsabilidade por Frequência de Desligamentos

Para o modelo de sistema elétrico da Figura 30, a Matriz de Responsabilidade por Frequência de Desligamentos pode ser particionada em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados entre as 4 empresas, conforme ilustrado na Tabela 104.

Tabela 104 – Responsabilidade por Frequência de Desligamentos

	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$\mathbf{F}_{ij} =$	$\mathbf{F}_{11}$	$\mathbf{F}_{12}$	$\mathbf{F}_{13}$	$\mathbf{F}_{14}$	Empresa 1
	$\mathbf{F}_{21}$	$\mathbf{F}_{22}$	$\mathbf{F}_{23}$	$\mathbf{F}_{24}$	Empresa 2
	$\mathbf{F}_{31}$	$\mathbf{F}_{32}$	$\mathbf{F}_{33}$	$\mathbf{F}_{34}$	Empresa 3
	$\mathbf{F}_{41}$	$\mathbf{F}_{42}$	$\mathbf{F}_{43}$	$\mathbf{F}_{44}$	Empresa 4

(486)

Usando os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Frequência ( $\mathbf{F}_{ij}$ ) para o sistema elétrico exemplo (Tabela 105), usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B:

Tabela 105 – Matriz de Contribuição ou Responsabilidade de Frequência

Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
1	2	3	4	5	6	7	8
0,0500	0,0100	0,0100	0,0100	0,0110	0,0110	0,0100	0,0100
0,0600	0,0600	0,0300	0,0300	0,0603	0,0612	0,0300	0,0300
0,0200	0,0200	0,0300	0,0200	0,0256	0,0200	0,0252	0,0200
0,0100	0,0100	0,0300	0,0300	0,0301	0,0100	0,0305	0,0100
0	0	0	0	0,0900	0,0016	0,0020	0
0	0	0	0	0,0180	0,0600	0,0665	0,0500
0	0	0	0	0,0243	0	0,1300	0
0	0	0	0	0	0,0900	0,0935	0,0900

(487)

Observa-se, nesta matriz, que as empresas 3 e 4 não contribuem ou tem qualquer responsabilidade sobre a frequência de desligamentos dos equipamentos da empresa de geração 1 e 2, indicada pelo valor nulo das submatrizes  $F_{31}$ ,  $F_{32}$ ,  $F_{41}$  e  $F_{42}$ . Ou seja, mesmo que haja falhas ou desligamentos programados ou forçados nos sistemas de proteção ou equipamentos primários das empresas 3 e 4, as empresas 1 e 2 não serão afetadas por estes desligamentos. Nota-se também que a soma das linhas desta matriz corresponde exatamente ao vetor de Frequência Total de Indisponibilidade ( $F$ ) de cada componente, dado na equação (468).

■

A participação relativa de cada ponto da rede no valor do indicador de Frequência Total de Indisponibilidade ( $F=FIC$ ) de cada componente pode ser estimada por uma métrica percentual assim definida:

**Definição 185 – Frequência Relativa de Indisponibilidade**

O vetor e matriz diagonal de Frequência Relativa de Indisponibilidade ( $F_R$ ) de cada componente, particionado entre os  $N$  agentes conectados, é definido pela fração da Frequência Total de Indisponibilidade ( $F=FIC$ ) de cada componente, resultante de desligamentos provocados por ele próprio, programados e forçados, ou seja:

$$F_R = (\mathbf{f}_P + \mathbf{f}_I) ./ FIC = (\mathbf{f}_P + \mathbf{f}_I) ./ [\mathbf{A}_P^T * \mathbf{f}_P + (\mathbf{A}_I^T + \mathbf{T}_C) * \mathbf{f}_I], \quad F_{RD} = \text{diag}(F_R). \quad (488)$$

onde  $(./)$  é o operador de divisão escalar (elemento a elemento) do *MatLab*®.

■

O numerador desta expressão calcula a soma das frequências próprias de indisponibilidade de cada componente, enquanto o denominador calcula as frequências acumuladas de indisponibilidade, independente da origem de cada desligamento. O quociente estima portanto a importância relativa de cada componente na rede, em relação à frequência dos desligamentos sofridos por ele próprio, conforme mostrado nos cálculos do exemplo a seguir.

**Exemplo 134 – Frequência Relativa de Indisponibilidade**

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, o vetor de Frequência Relativa de Indisponibilidade ( $F_R$ ) de todos os componentes serão dados pela Tabela 106, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 106 – Frequências Relativas de Indisponibilidade

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
Item	1	2	3	4	5	6	7	8
$F_R^T =$	0,357	0,6	0,3	0,333	0,347	0,236	0,335	0,428

(489)

Estes valores estão representados percentualmente nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 104, para fácil referência.

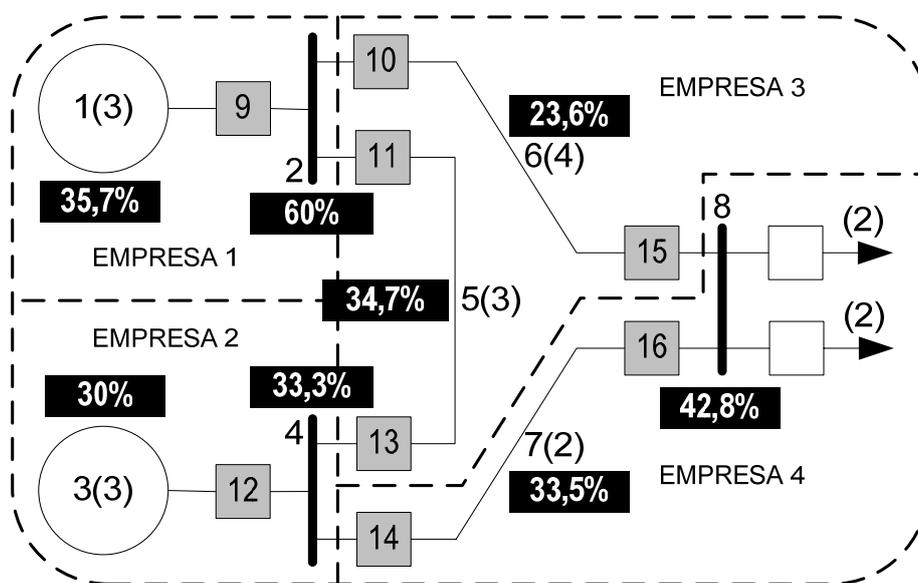


Figura 104 – Frequências Relativas de Indisponibilidade

Os valores podem ser comparados com os da Figura 103, que indicam os desligamentos totais de cada equipamento. Nota-se que a barra 2 da Empresa 1, embora possua uma Frequência Total de Indisponibilidade baixa em relação aos demais componentes, possui a maior Frequência Relativa de Indisponibilidade em função de sua contribuição aos desligamentos próprios.

■

Este indicador complementa os indicadores de centralidade definidos no Capítulo 11. Cálculos específicos podem ser realizados para transferências de desligamentos forçados, programados ou protetivos entre as empresas, utilizando as expressões (482) a (484), bem como simulações de sensibilidade dos desligamentos entre empresas. Cálculos similares serão desenvolvidos para as durações de interrupções forçadas e programadas.

## 13.4. Duração de Interrupções

As durações das interrupções nos diversos pontos da rede resultam dos tempos e frequências dos desligamentos próprios forçados e programados, e de recomposição após cada desligamento de cada componente, e sua propagação pela topologia da rede aos demais componentes interligados. Na atualidade, interessa aferir tanto as durações nas interrupções na disponibilidade de funções e equipamentos, mas também na duração das interrupções no suprimento de carga e geração na rede. A exemplo das durações próprias de saídas de cada componente, é possível avaliar as durações totais de saídas forçadas, programadas e protetivas, bem como os tempos totais de reconexão, de cada ponto da rede, através das seguintes definições:

### **Definição 186 – Duração Total de Saída Forçada**

A Duração Total de Saída Forçada ( $D_{Afi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo acumulado que o componente permanece desligado, de forma intempestiva, para manutenção corretiva após um desligamento forçado ou por necessidade operacional intempestiva própria ou de outro componente da rede, em um período de referência, sendo avaliado por:

$$D_{Afi} = \sum \text{DuraçãoTotalDeSaídasForçadasDoComponente}(i). \quad (490)$$

■

### **Definição 187 – Duração Total de Saída Programada**

A Duração Total de Saída Programada ( $D_{APi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo acumulado que o componente permanece desligado, de forma programada, para manutenção preventiva ou por necessidade operacional ou de produção própria ou de outro componente da rede, em um período de referência, sendo estimado por:

$$D_{APi} = \sum \text{DuraçãoTotalDeSaídasProgramadasDoComponente}(i). \quad (491)$$

■

### **Definição 188 – Duração Total de Reconexão Forçada**

A Duração Total de Reconexão Forçada ( $R_{Afi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo acumulado que o componente permanece desligado, aguardando a reconexão ou em processo de reconexão, após uma saída intempestiva por causa própria ou em outro componente da rede, em um período de referência, sendo estimado por:

$$R_{Afi} = \sum \text{DuraçãoTotalDeReconexõesForçadasDoComponente}(i). \quad (492)$$

■

### **Definição 189 – Duração Total de Reconexão Programada**

A Duração Total de Reconexão Programada ( $R_{APi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo acumulado que o componente permanece desligado, aguardando a reconexão ou em processo de reconexão, após uma saída planejada por causa própria ou em outro componente da rede, em um período de referência, sendo estimado por:

$$R_{APi} = \sum DuraçãoTotalDeReconexõesProgramadasDoComponente(i). \quad (493)$$

■

### **Definição 190 – Duração Total de Saída Protetiva**

A Duração Total de Saída Protetiva ( $D_{ACi}$ ) de um componente primário  $i$  é definida pelo tempo acumulado que o componente permanece desligado, de forma intempestiva, por atuação indevida para defeito em outro componente da rede, em um período de referência, sendo avaliado por:

$$D_{ACi} = \sum DuraçãoTotalDeSaídasProtetivasDoComponente(i). \quad (494)$$

■

Para estimação destes indicadores, será útil introduzir inicialmente os vetores resultantes com a duração propagada das interrupções oriundas de cada componente, sobre os demais equipamentos, acumuladas em um período de observação, pela seguinte definição:

### **Definição 191 – Tempos Totais de Saída e Reconexão**

Os vetores de Tempo Total de Saída Forçada ( $\mathbf{D}_{AI}$ ), Tempo Total de Saída Programada ( $\mathbf{D}_{AP}$ ), Tempo Total para Reconexão Programada ( $\mathbf{R}_{AP}$ ), Tempo Total para Reconexão Forçada ( $\mathbf{R}_{AI}$ ), e Tempo Total de Saída por Falha de Proteção ( $\mathbf{D}_{AC}$ ), em um período de avaliação, particionados por  $N$  empresas, são definidos pela totalização das durações resultantes das interrupções próprias e nos demais itens que afetam o item avaliado, calculado pelas expressões:

$$\mathbf{D}_{AI} = [D_{Aii}] = \mathbf{A}_I^T * (\mathbf{d}_I * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n, \quad (495)$$

$$\mathbf{D}_{AP} = [D_{APi}] = \mathbf{A}_P^T * (\mathbf{d}_P * \mathbf{f}_P), \quad i \leq n, \quad (496)$$

$$\mathbf{R}_{AI} = [R_{Aii}] = \mathbf{A}_I^T * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n, \quad (497)$$

$$\mathbf{R}_{AP} = [R_{APi}] = \mathbf{A}_P^T * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_P), \quad i \leq n, \quad (498)$$

$$\mathbf{D}_{AC} = [D_{ACi}] = \mathbf{T}_C * (\mathbf{r} * \mathbf{f}_I), \quad i \leq n, \quad (499)$$

onde  $(*)$  é o operador de multiplicação escalar (elemento a elemento) do *MatLab*<sup>®</sup>. Nestes cálculos pressupõe-se que os tempos de indisponibilidade por falha de proteção sejam apenas para reconexão dos equipamentos afetados, já que a falha ocorreu em outro equipamento. Somados, estes vetores resultam no vetor de Duração Acumulada de Indisponibilidade ( $\mathbf{D}_A$ ) ou Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (**DIC**):

$$\mathbf{D}_A = \mathbf{DIC} = \mathbf{D}_{AI} + \mathbf{D}_{AP} + \mathbf{R}_{AI} + \mathbf{R}_{AP} + \mathbf{D}_{AC}, \quad (500)$$

onde cada elemento  $D_{Ai}$  representa a duração acumulada de indisponibilidade do item  $i$  da rede, decorrente de desligamentos do próprio componente, ou devido ao desligamento em cascata iniciado em outros elementos da rede, em um período de avaliação.

■

Ressalta-se que estes indicadores são adimensionais, e estimam as frações de tempo de observação nos quais os equipamentos estão indisponíveis pelos motivos especificados. No Brasil, este índice é padronizado e avaliado periodicamente pela agência reguladora (ANEEL [12]), como o intervalo de tempo em que, no período de observação, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica. O valor do  $DIC$ , estimado pela expressão (500) será o mesmo para todos os consumidores conectados a um mesmo alimentador da rede. O exemplo a seguir ilustra estes cálculos.

### Exemplo 135 – Durações de Desligamentos Resultantes

Para o modelo de sistema elétrico da Figura 30, com os dados da Tabela 15, o Tempo Total de Saída Forçada ( $D_{AI}$ ), Tempo Total de Saída Programada ( $D_{AP}$ ), Tempo Total para Reconexão Programada ( $R_{AP}$ ), Tempo Total para Reconexão Forçada ( $R_{AI}$ ), e Tempo Total de Saída por Falha de Proteção ( $D_{AC}$ ), de todos os componentes da rede, serão dados pelas expressões da Tabela 107, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B, que implementam as fórmulas (495) a (500).

Tabela 107 – Durações de Desligamentos Resultantes

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$D_{AI}^T =$	0,0150	0,0150	0,0150	0,0150	0,0310	0,0470	0,0650	0,0470	(501)
$D_{AP}^T =$	0,0240	0,0120	0,0110	0,0080	0,0450	0,0220	0,0240	0,0040	(502)
$R_{AI}^T =$	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0034	0,0044	0,0062	0,0044	(503)
$R_{AP}^T =$	0,0022	0,0006	0,0009	0,0004	0,0025	0,0011	0,0014	0,0002	(504)
$D_{AC}^T =$	0	0	0	0	0,0013	0,0001	0,0008	0	(505)

Os valores nulos para o Tempo Total de Saída por Falha de Proteção ( $D_{AC}$ ), dos equipamentos 1, 2, 3, 4 e 8 devem-se ao fato destes desligamentos ocorrerem simultâneos com os desligamentos forçados de outros componentes. A soma destes valores resulta na Duração Total de Indisponibilidade ( $D_A$ ) de cada componente (Tabela 108):

Tabela 108 – Duração Total de Indisponibilidade

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$D_A^T = DIC^T =$	0,0434	0,0298	0,0291	0,0256	0,0832	0,0746	0,0974	0,0556	(506)

Estes valores estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do diagrama unifilar do sistema modelo da Figura 105, para visualização das partes mais afetadas.

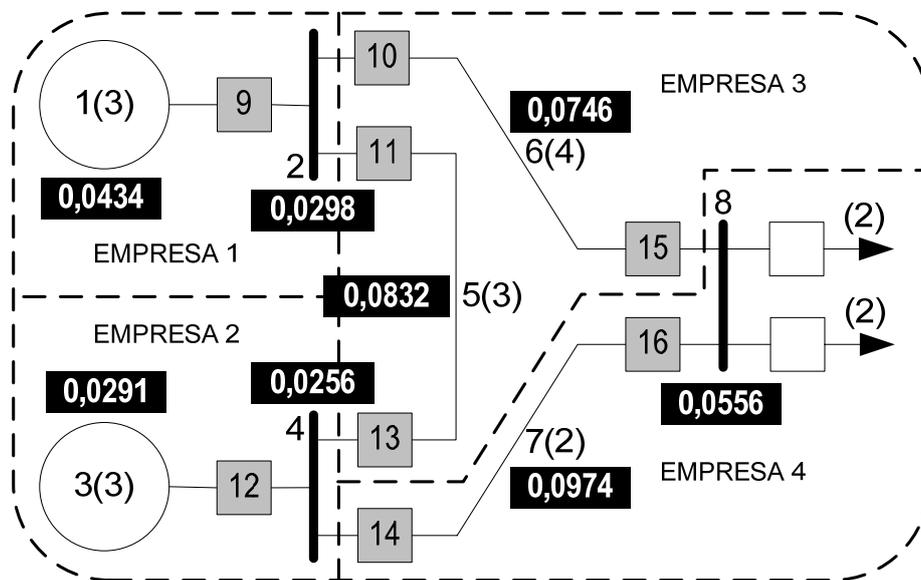


Figura 105 – Duração Total de Indisponibilidade

Os valores podem ser comparados com os da Figura 40, Figura 42 e Figura 44, que indicam as durações dos desligamentos de cada equipamento, por causa própria, indicando a contribuição ou responsabilidade de outros equipamentos e empresas para a disponibilidade local de cada item. Observa-se que as empresas de transmissão 3 e distribuição 4 apresentam os tempos mais elevados de indisponibilidade acumulada, considerando sua dependência em relação às demais empresas.

■

Além da Duração Total de Indisponibilidade, poderá ser útil, para fins regulatórios, estimar a Duração Máxima e Média destas interrupções por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão, conforme as seguintes definições:

**Definição 192 – Duração Máxima de Interrupção Contínua**

A Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC) estima o tempo máximo esperado de interrupção contínua da energia elétrica em uma unidade consumidora ou ponto de conexão, pela expressão:

$$DMIC = \max\left((d_{ID} * A_I^T + r_D * A_I^T + r_D * T_C)\right) (d_{PD} + r_D) * A_P^T. \quad (507)$$

■

Nesta expressão, utiliza-se a função *max* do *MatLab*® para avaliar o maior valor entre os desligamentos programados e forçados que incidem sobre cada item da rede. Observa-se que estão contabilizados neste índice os possíveis atrasos de reconexão devido a atuações indevidas dos sistemas de proteção durante as saídas

forçadas, incluindo aqueles de causa própria ou propagados de outros componentes, como demonstra o seguinte exemplo:

**Exemplo 136 – Duração Máxima de Interrupção Contínua**

Com esta definição, o vetor de Duração Máxima de Interrupção Contínua resultará nos valores listados na Tabela 109, para o modelo de sistema elétrico da Figura 30, com os dados da Tabela 15, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 109 – Duração Máxima de Interrupção Contínua

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
Item =	1	2	3	4	5	6	7	8
$DMIC^T =$	0,34	0,42	0,35	0,42	0,53	0,63	0,32	0,21

(508)

Estes valores estão representados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 106, para comparação entre os componentes da rede.

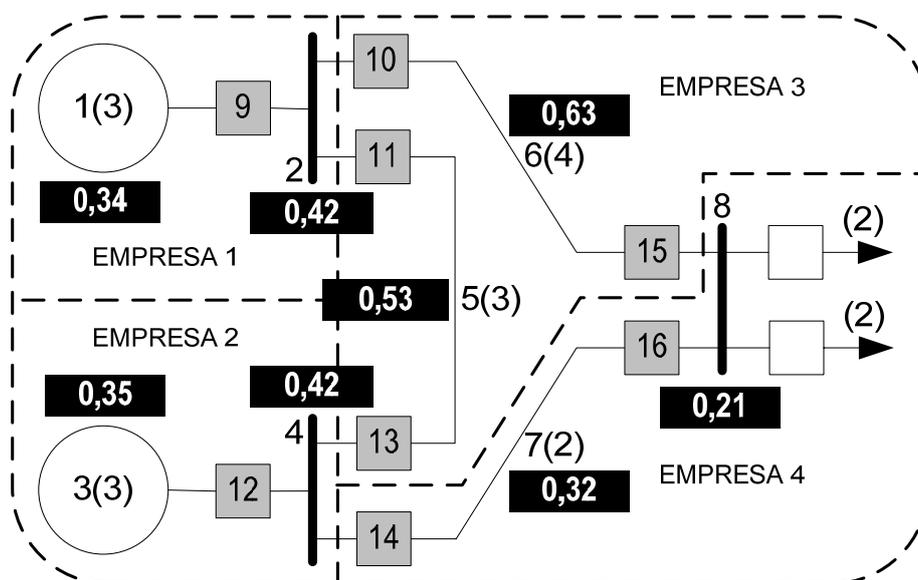


Figura 106 – Duração Máxima de Indisponibilidade

Destaca-se, neste exemplo, o fato da barra de carga 8 da empresa 4 ser a menos afetada com relação ao indicador *DMIC*, em relação ao restante do sistema, considerando que a maioria dos desligamentos programados não afetam esta barra, exceto aqueles originados na própria barra.

■

Similarmente, poderá ser útil, para fins regulatórios, estimar a Duração Média destas interrupções por Equipamento, Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão, com base na seguinte definição:

**Definição 193 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento**

A Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento, de cada item da rede, é obtida dividindo a Duração Acumulada pela Frequência Total, para cada tipo de desligamento, ou seja:

$$\mathbf{D}_I = \mathbf{D}_{AI} \cdot / \mathbf{F}_I, \text{ para desligamentos forçados,} \quad (509)$$

$$\mathbf{D}_P = \mathbf{D}_{AP} \cdot / \mathbf{F}_P, \text{ para desligamentos programados,} \quad (510)$$

$$\mathbf{D}_{RI} = \mathbf{R}_{AI} \cdot / \mathbf{F}_I, \text{ para reconexões forçadas,} \quad (511)$$

$$\mathbf{D}_{RP} = \mathbf{R}_{AP} \cdot / \mathbf{F}_P, \text{ para reconexões programadas,} \quad (512)$$

$$\mathbf{D}_C = \mathbf{D}_{AC} \cdot / \mathbf{F}_C, \text{ para desligamentos protetivos,} \quad (513)$$

$$\mathbf{D} = \mathbf{D}_A \cdot / \mathbf{F}, \text{ para todos os tipos de desligamentos.} \quad (514)$$

onde (./) é o operador de divisão escalar (elemento a elemento) do *MatLab*<sup>®</sup>.

■

O cálculo destes indicadores será ilustrado com o seguinte exemplo:

### Exemplo 137 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento

Com as definições apresentadas, a Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento para o modelo de sistema elétrico da Figura 30, com os dados da Tabela 15, resultará nos valores listados na Tabela 110, calculados pelos programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 110 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento

Empresa Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{D}_I^T =$	0,2142	0,2142	0,2142	0,2142	0,2818	0,2473	0,2321	0,2473	(515)
$\mathbf{D}_P^T =$	0,3428	0,4000	0,3666	0,4000	0,4500	0,3666	0,3000	0,2000	(516)
$\mathbf{D}_{RI}^T =$	0,0314	0,0314	0,0314	0,0314	0,0309	0,0231	0,0221	0,0231	(517)
$\mathbf{D}_{RP}^T =$	0,0314	0,0200	0,0300	0,0200	0,0250	0,0183	0,0175	0,0100	(518)
$\mathbf{D}_C^T =$	0	0	0	0	0,0274	0,0294	0,0310	0	(519)
$\mathbf{D}^T =$	0,9566	0,9702	0,9709	0,9744	0,9167	0,9253	0,9025	0,9444	(520)

Os valores de duração média de indisponibilidade para todos os desligamentos estão representados nas caixas pretas próximas aos componentes no diagrama unifilar do sistema modelo da Figura 107, para fácil visualização.

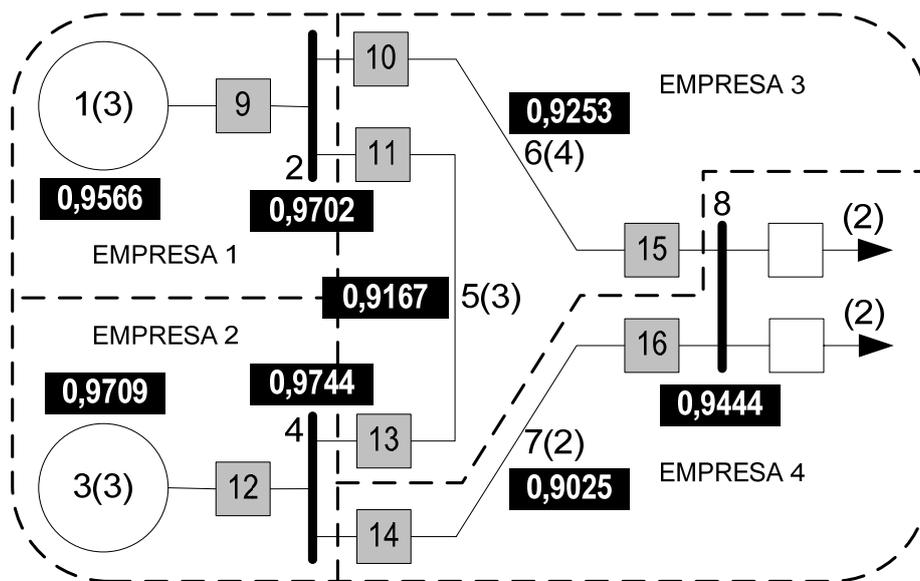


Figura 107 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento

Destacam-se os valores nulos obtidos para as durações médias dos desligamentos protetivos dos equipamentos 1, 2, 3, 4 e 8, uma vez que eles ocorrem em situações onde o equipamento seria desligado mesmo sem atuação da proteção própria. Observa-se também que estes indicadores tendem a equalizar o desempenho de todos os equipamentos ao considerar valores médios de eventos que se distribuem por toda a rede. Assim, as durações médias de disponibilidade por desligamento são próximas entre si, reduzindo a utilidade destes indicadores como sinalizadores de fragilidades no sistema.

■

Além destas métricas, vários indicadores sistêmicos são definidos na literatura para mensurar a disponibilidade do serviço prestado aos consumidores e geradores conectados à rede, principalmente na transmissão e distribuição. Para os consumidores os seguintes indicadores são normalmente avaliados (BROWN [50]):

- *SAIDI* – *System Average Interruption Duration Index*;
- *CAIDI* – *Customer Average Interruption Duration Index*;
- *CAIDIS* – *System Customer Average Interruption Duration Index*; e
- *ASAI* – *Average Service Availability Index*.

O indicador *SAIDI* (ou *DEC*) é utilizado frequentemente para avaliar a duração das interrupções aos consumidores em sistemas de distribuição, com a seguinte definição:

**Definição 194** – *Duração Média de Interrupção do Sistema a Consumidores*

O Índice *DEC* de Duração Média de Interrupção do Sistema a Consumidores (*SAIDI* - *System Average Interruption Duration Index*) mede o tempo médio das interrupções por ponto de consumo da rede, em um período de avaliação, sendo calculado pela expressão (Brown [50]):

$$DEC = (SAIDI) = \frac{\sum \text{Durações De Interrupções Do Consumidor}}{\text{Número Total De Consumidores}}. \quad (521)$$

■

O *DEC* é também um índice padronizado no Brasil pela agência reguladora, e estima o intervalo de tempo que, em média, no período de observação, cada unidade consumidora do conjunto considerado sofre descontinuidade na distribuição de energia elétrica (ANEEL [12]). A lista de pontos de consumo da rede pode ser estimada pelo vetor de elementos cuja potência associada (consumida) seja maior que zero ( $\mathbf{I} > \mathbf{0}$ ). Com isto, o indicador *SAIDI* será avaliado pela expressão:

$$DEC = (SAIDI) = \frac{(\mathbf{I} > \mathbf{0})^T * \mathbf{D}}{\sum (\mathbf{I} > \mathbf{0})}. \quad (522)$$

O numerador desta expressão calcula a soma das durações de interrupção de todos os pontos de consumo, enquanto o denominador determina a quantidade de pontos de consumo da rede. O quociente destas quantidades determina a duração média de interrupções por ponto de consumo, ou o *DEC (SAIDI)* da rede.

Outro indicador correlato, o *CAIDI*, é utilizado frequentemente para avaliar a duração das interrupções que afetam os consumidores em sistemas de distribuição, obedecendo à seguinte definição:

**Definição 195 – Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema**

A Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema (*CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index*) mede o tempo médio de interrupção por ponto de consumo da rede, em um período de avaliação, pela expressão (Brown [50]):

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Durações De Interrupções Do Consumidor}}{\text{Número Total De Interrupções}}. \quad (523)$$

■

Para o cálculo deste indicador, a lista de pontos de consumo da rede pode ser estimada pelo vetor de elementos cuja potência associada (consumida) seja maior que zero ( $\mathbf{I} > \mathbf{0}$ ). Com isto, o indicador *CAIDI* será avaliado pela expressão:

$$CAIDI = \frac{(\mathbf{I} > \mathbf{0})^T * \mathbf{D}}{(\mathbf{I} > \mathbf{0})^T * \mathbf{F}}. \quad (524)$$

O numerador desta expressão calcula a soma das durações de interrupção de todos os pontos de consumo, enquanto o denominador determina a soma das frequências de interrupção de todos os pontos de consumo da rede. O quociente destas quantidades determina a duração média de uma interrupção de ponto de consumo, ou o *CAIDIS* da rede, com a definição seguinte (Brown [50]):

**Definição 196 – Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema**

A Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema (*CAIDIS* – *System Customer Average Interruption Duration Index*) mede o tempo de interrupção médio da rede para pontos de consumo, em um período de avaliação, pela expressão:

$$CAIDIS = \frac{\sum Dura\c{c}o\es De Interrup\c{c}o\es Do Consumidor}{\sum N\acute{u}mero De Interrup\c{c}o\es Do Consumidor} \quad (525)$$

■

Este índice está relacionado ao *SAIDI* e *SAIFI* pela expressão:

$$CAIDIS = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (526)$$

Nos sistemas de distribuição, utiliza-se também o índice *ASAI* para medir a qualidade do atendimento ao consumidor pelo sistema, com a definição a seguir.

**Definição 197** – *Indisponibilidade Média de Consumidor do Sistema*

O índice de Indisponibilidade Média de Consumidor do Sistema (*ASAI* - *Average Service Availability Index*) mede a fração de tempo que o consumidor é atendido pelo sistema, sendo calculado por (Brown [50]):

$$ASAI = \frac{\sum Tempo De Disponibilidade Dos Consumidores}{\sum Demanda De Disponibilidade Dos Consumidores} \quad (527)$$

■

Utilizando as matrizes e vetores já definidos, o índice *ASAI* pode ser estimado no modelo pela expressão:

$$ASAI = \frac{\sum (\mathbf{1} > \mathbf{0}) * Tempo - (\mathbf{1} > \mathbf{0})^T * \mathbf{D}}{\sum (\mathbf{1} > \mathbf{0}) * Tempo} \quad (528)$$

Nesta expressão, *Tempo* designa o intervalo de tempo de referência para avaliação. O termo  $\sum (\mathbf{1} > \mathbf{0}) * Tempo$  designa o tempo total de disponibilidade demandado de todos os pontos de consumo da rede, enquanto o termo  $(\mathbf{1} > \mathbf{0})^T * \mathbf{D}$  designa o tempo acumulado de indisponibilidade de cada ponto de consumo da rede, conforme ilustrado no exemplo a seguir:

**Exemplo 138** – *Indicadores de Indisponibilidade Sistêmicos*

Quando avaliados no sistema elétrico exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, tem-se as seguintes estimativas destes indicadores, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, que implementa as fórmulas (522), (524), (526) e (528).

$$SAIDI = 0,2648, \quad (529)$$

$$CAIDI = 1,2608, \quad (530)$$

$$CAIDIS = 1,2608, \quad (531)$$

$$ASAI = 0,7352. \quad (532)$$

Destaca-se nestes cálculos que o número de consumidores afetados foi estimado proporcionalmente à carga de cada alimentador ou barra, e do sistema avaliado.

■

Desta forma é possível estimar também o *DEC* e demais indicadores de indisponibilidade sistêmicos dos consumidores de cada empresa ou subsistema, limitando estas expressões aos componentes de cada agente. Os valores associados a cada empresa compõem os seguintes vetores sistêmicos:

$$SAIDI_S = \{S * [(I > 0) * D]\} / [S * (I > 0)], \quad (533)$$

$$CAIDI_S = \{S * [(I > 0) * D]\} / \{[S * (I > 0)] * F\}, \quad (534)$$

$$CAIDIS_S = SAIDI_S / SAIFI_S, \quad (535)$$

$$ASAI_S = [S * (I > 0)] * Tempo - \{S * [(I > 0) * D]\} / \{[S * (I > 0)] * Tempo\}, \quad (536)$$

onde  $SAIDI_S$  = Duração Média de Interrupção por Sistema a Consumidores;  
 $CAIDI_S$  = Duração Média de Interrupção de Consumidor por Sistema;  
 $CAIDIS_S$  = Duração Média de Interrupção de Consumo por Sistema; e  
 $ASAI_S$  = Indisponibilidade Média de Consumidor por Sistema.

Nestes cálculos, a matriz de sistemas *S* é utilizada para filtrar as contingências específicas que impactam os equipamentos de cada empresa ou subsistema, conforme mostra o seguinte exemplo:

#### Exemplo 139 – Duração Média de Interrupção de Consumidores por Sistema

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, o vetores de Duração Média de Interrupção por Sistema a Consumidores ( $SAIDI_S$ ), Duração Média de Interrupção de Consumidor por Sistema ( $CAIDI_S$ ), Duração Média de Interrupção de Consumo por Sistema ( $CAIDIS_S$ ) e Indisponibilidade Média de Consumidor por Sistema ( $ASAI_S$ ) serão dados pela Tabela 111, calculados pelos programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 111 – Durações Médias de Interrupção de Consumidores por Sistema

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$SAIDI_S^T$	0	0	0	0,2648	(537)
$CAIDI_S^T$	0	0	0	1,2608	(538)
$CAIDIS_S^T$	0	0	0	1,2608	(539)
$ASAI_S^T$	0	0	0	0,7352	(540)

Considerando que as Empresas 1 a 3 não possuem carga própria conectada, suas componentes nestes vetores são nulas. As componentes associadas à Empresa 4 são idênticas aos valores obtidos para a rede inteira, avaliado nas expressões (533) a (536).

■

Para os geradores, é possível avaliar métricas sistêmicas similares aos indicadores da qualidade do serviço prestado aos consumidores, principalmente na transmissão e distribuição. Nestes casos, consideram-se os geradores como consumidores também dos serviços de transmissão e distribuição prestados pela rede. Para os geradores as seguintes métricas são propostas, em analogia aos indicadores de consumo:

- *GSAIDI* – *Generation System Average Interruption Duration Index*;
- *GCAIDI* – *Generation Customer Average Interruption Duration Index*;
- *GCAIDIS* – *Generation System Customer Average Interruption Duration Index*;
- *GASAI* – *Generation Average Service Availability Index*.

O indicador *DEG* (*GSAIDI*) de Duração Média de Interrupções do Sistema a Geradores pode ser utilizado para avaliar a duração das interrupções da rede aos geradores em sistemas de transmissão e distribuição, com a seguinte definição:

**Definição 198** – *Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores*

O Índice *DEG* (*GSAIDI*) de Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores mede o tempo médio das interrupções por ponto de geração da rede, em um período de avaliação, sendo calculado pela expressão:

$$DEG = (GSAIDI) = \frac{\sum \text{Durações De Interrupções Do Gerador}}{\text{Número Total De Geradores}}. \quad (541)$$

■

O *DEG* (*GSAIDI*) estima o intervalo de tempo que, em média, no período de observação, cada unidade geradora do conjunto considerado sofreu descontinuidade na geração de energia elétrica, por indisponibilidade da rede ou do próprio gerador. A lista de pontos de geração da rede pode ser estimada pelo vetor de elementos cuja potência associada (gerada) seja menor que zero ( $l < 0$ ). Com isto, o *DEG* (*GSAIDI*) será avaliado pela expressão:

$$DEG = (GSAIDI) = \frac{(1 < 0)^T * \mathbf{D}}{\sum (1 < 0)}. \quad (542)$$

O numerador desta expressão calcula a soma das durações de interrupção de todos os pontos de geração, enquanto o denominador determina a quantidade de pontos de geração da rede. O quociente destas quantidades determina a Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores, ou o *GSAIDI* da rede.

Seguindo os mesmos critérios, outro indicador correlato, o *GCAIDI*, pode ser utilizado para avaliar a duração das interrupções que afetam os geradores em sistemas distribuídos, assim definido:

**Definição 199** – *Duração Média de Interrupção de Gerador*

A Duração Média de Interrupção de Gerador (*GCAIDI* - *Generation Customer Average Interruption Duration Index*) mede o tempo médio de interrupção por ponto de geração da rede, em um período de avaliação, pela expressão:

$$GCAIDI = \frac{\sum \text{Durações De Interrupções Do Gerador}}{\text{Número Total De Interrupções}}. \quad (543)$$

■

Para o cálculo deste indicador, a lista de pontos de geração da rede pode ser estimada pelo vetor de elementos cuja potência associada (gerada) seja menor que zero ( $I < 0$ ). Com isto, o *GCAIDI* será avaliado pela expressão:

$$GCAIDI = \frac{(I < 0)^T * D}{(I < 0)^T * F}. \quad (544)$$

O numerador desta expressão calcula a soma das durações de interrupção de todos os pontos de geração, enquanto o denominador determina a soma das frequências de interrupção de todos os pontos de geração da rede. O quociente destas quantidades determina a Duração Média de Interrupção de Gerador, ou o *GCAIDIS* da rede, com a definição seguinte:

**Definição 200** – *Duração Média de Interrupção de Geração do Sistema*

A Duração Média de Interrupção de Geração do Sistema (*GCAIDIS* – *Generation System Customer Average Interruption Duration Index*) mede o tempo de interrupção médio da rede para interrupções de geração, em um período de avaliação, pela expressão:

$$GCAIDIS = \frac{\sum \text{Durações De Interrupções Do Gerador}}{\sum \text{Número De Interrupções Do Gerador}}. \quad (545)$$

■

A exemplo dos indicadores da carga, este índice está relacionado ao *GSAIDI* e *GSAIFI* pela expressão:

$$GCAIDIS = \frac{GSAIDI}{GSAIFI}. \quad (546)$$

Na mesma linha de raciocínio, nos sistemas de geração distribuída, pode-se utilizar também o índice *GASAI* para medir a qualidade do atendimento ao gerador pelo sistema elétrico, com a definição a seguir.

**Definição 201** – *Indisponibilidade Média de Gerador do Sistema*

O índice de Indisponibilidade Média de Gerador do Sistema (*GASAI* - *Generation Average Service Availability Index*) mede a fração de tempo que o gerador é atendido pelo sistema, sendo calculado por:

$$GASAI = \frac{\sum \text{TempoDeDisponibilidadeDosGeradores}}{\sum \text{DemandaDeDisponibilidadeDosGeradores}} \quad (547)$$

■

Utilizando as matrizes e vetores já definidos, o índice *GASAI* pode ser estimado pela expressão:

$$GASAI = \frac{\sum (\mathbf{1} < \mathbf{0}) * \text{Tempo} - (\mathbf{1} < \mathbf{0})^T * \mathbf{D}}{\sum (\mathbf{1} < \mathbf{0}) * \text{Tempo}} \quad (548)$$

Nesta expressão, *Tempo* designa o intervalo de tempo de referência para avaliação. O termo  $\sum (\mathbf{1} < \mathbf{0}) * \text{Tempo}$  designa o tempo total demandado de todos os pontos de geração da rede, enquanto o termo  $(\mathbf{1} < \mathbf{0})^T * \mathbf{D}$  designa o tempo acumulado de indisponibilidade de cada ponto de geração da rede. O exemplo seguinte ilustra o cálculo destes indicadores, para os agentes geradores de um sistema elétrico.

#### **Exemplo 140 – Indicadores de Indisponibilidade Sistêmicos de Geração**

Quando avaliados no sistema elétrico exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, tem-se as seguintes estimativas destes indicadores, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, que implementa as fórmulas (542), (544), (546) e (548).

$$GSAIDI = 0,3005, \quad (549)$$

$$GCAIDI = 2,5042, \quad (550)$$

$$GCAIDIS = 2,5042, \quad (551)$$

$$GASAI = 0,6995. \quad (552)$$

Destaca-se nestes cálculos que o número de geradores afetados foi estimado proporcionalmente à geração de cada alimentador ou barra, e do sistema avaliado. Comparados aos indicadores de consumo, avaliados nas expressões (529) a (532), conclui-se que, excetuando-se o indicador de indisponibilidade média, os indicadores sistêmicos de geração são sempre superiores aos correspondentes da carga, devido à característica distribuída da geração (em duas empresas) comparada à concentração da carga (em uma empresa), neste exemplo.

■

Desta forma é possível estimar também os indicadores de indisponibilidade sistêmicos dos geradores de cada empresa ou subsistema, limitando estas expressões aos componentes de cada agente. Os valores associados a cada empresa compõem os seguintes vetores sistêmicos:

$$GSAIDI_s = \{S * [(1 < 0) * D]\} / [S * (1 < 0)], \quad (553)$$

$$GCAIDI_s = \{S * [(1 < 0) * D]\} / \{[S * (1 < 0)] * F\}, \quad (554)$$

$$GCAIDIS_s = GSAIDI_s / GSAIFI_s, \quad (555)$$

$$GASAI_s = [S * (1 < 0)] * \text{Tempo} - \{S * [(1 < 0) * D]\} / \{[S * (1 < 0)] * \text{Tempo}\}, \quad (556)$$

onde  $GSAIDI_S = \text{Duração Média de Interrupção por Sistema a Geradores}$ ;  
 $GCAIDI_S = \text{Duração Média de Interrupção de Gerador por Sistema}$ ;  
 $GCAIDIS_S = \text{Duração Média de Interrupção de Geração por Sistema}$ ; e  
 $GASAI_S = \text{Indisponibilidade Média de Geração por Sistema}$ .

Nestas expressões, a matriz S é utilizada para filtrar ou selecionar as contingências que afetam os equipamentos de cada subsistema ou empresa. O exemplo a seguir ilustra o cálculo destes vetores.

#### Exemplo 141 – Duração Média de Interrupção de Geradores por Sistema

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, os vetores de Duração Média de Interrupção por Sistema a Geradores ( $GSAIDI_S$ ), Duração Média de Interrupção de Gerador por Sistema ( $GCAIDI_S$ ), Duração Média de Interrupção de Geração por Sistema ( $GCAIDIS_S$ ) e Indisponibilidade Média de Geração por Sistema ( $GASAI_S$ ) serão dados pela Tabela 112, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

Tabela 112 – Durações Médias de Interrupção de Geradores por Sistema

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$GSAIDI_S^T =$	0,3100	0,2900	0	0	(557)
$GCAIDI_S^T =$	2,2143	2,9100	0	0	(558)
$GCAIDIS_S^T =$	2,2143	2,9100	0	0	(559)
$GASAI_S^T =$	0,6900	0,7090	0	0	(560)

Considerando que as Empresas 3 a 4 não possuem geração própria conectada, suas componentes nestes vetores serão nulas. Estes valores podem ser comparados aos dados da Tabela 111, confirmando as conclusões do Exemplo 139. Ou seja, os índices sistêmicos de geração distribuída são maiores que os índices equivalentes da carga concentrada, nesta rede.

■

Estes indicadores avaliam a qualidade da energia fornecida aos consumidores, e a qualidade do transporte e distribuição disponibilizada aos geradores, relacionadas à continuidade do serviço de cada agente, mas não definem as causas ou responsabilidades pelas durações das interrupções. Outros indicadores são necessários para pesquisar as origens dos desligamentos e as responsabilidades associadas.

### 13.5. Responsabilidade por Duração de Desligamentos

Para avaliar a contribuição ou responsabilidade de cada empresa sobre a duração dos desligamentos de outras empresas ou equipamentos, será útil avaliar o impacto cruzado dos diversos agentes entre si, no sistema interligado. Este impacto poderá ser medido pelas durações acumuladas de desligamentos transferidos entre equipamentos e empresas, iniciando pelas seguintes definições:

### **Definição 202 – Duração Transferida de Saída Forçada**

A Duração Transferida de Saída Forçada ( $D_{AIj}$ ) de um componente primário  $i$  para um componente primário  $j$  é definida pelo tempo acumulado que o componente  $j$  desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por falha intrínseca ou de natureza interna no componente  $i$ , sendo avaliada por:

$$D_{AIj} = \sum \text{DuraçãoDeSaídasForçadasDoComponente}(j) \text{PorCausaDe}(i). \quad (561)$$

■

### **Definição 203 – Duração Transferida de Saída Programada**

A Duração Transferida de Saída Programada ( $D_{APij}$ ) de um componente primário  $i$  para um componente primário  $j$  é definida pelo tempo acumulado que o componente  $j$  desliga tempestivamente, em um determinado período de tempo, para manutenção preventiva ou por necessidade operacional própria no componente  $i$ , sendo avaliada por:

$$D_{APij} = \sum \text{DuraçãoDeSaídasProgramadasDoComponente}(j) \text{PorCausaDe}(i). \quad (562)$$

■

### **Definição 204 – Duração Transferida de Saída Protetiva**

A Duração Transferida de Saída Protetiva ( $D_{ACij}$ ) de um componente primário  $i$  para um componente primário  $j$  é definida pelo tempo acumulado que o componente  $j$  desliga intempestivamente, em um determinado período de tempo, por atuação indevida da proteção intrínseca de  $j$  para defeito no componente primário  $i$ , sendo avaliada por:

$$D_{ACij} = \sum \text{DuraçãoDeSaídasProtetivasDoComponente}(j) \text{PorCausaDe}(i). \quad (563)$$

■

A exemplo do modelo de responsabilidade por frequência do parágrafo 13.3, este impacto poderá ser medido através de uma matriz que relacione as durações dos desligamentos transferidos entre equipamentos e empresas. Para isto, propõe-se a seguinte definição:

### **Definição 205 – Contribuição ou Responsabilidade de Duração**

As Matrizes de Contribuição (ou Responsabilidade) de Duração da empresa  $i$  para os desligamentos na empresa  $j$ , serão formadas pelas durações de desligamentos próprios de cada equipamento, transferidos para os demais itens da rede, incluindo de outras empresas, sendo avaliadas pelas expressões:

$$\mathbf{D}_{AIj} = (\mathbf{f}_{ID} \cdot \mathbf{d}_{ID}) * \mathbf{A}_I, \quad (564)$$

$$\mathbf{D}_{APij} = (\mathbf{f}_{PD} \cdot \mathbf{d}_{PD}) * \mathbf{A}_P, \quad (565)$$

$$\mathbf{R}_{AIj} = (\mathbf{f}_{ID} \cdot \mathbf{r}_D) * \mathbf{A}_I, \quad (566)$$

$$\mathbf{R}_{APij} = (\mathbf{f}_{PD} \cdot * \mathbf{r}_D) * \mathbf{A}_P, \quad (567)$$

$$\mathbf{D}_{ACij} = (\mathbf{f}_{ID} \cdot * \mathbf{r}_D) * \mathbf{T}_C^T, \quad (568)$$

$$\mathbf{D}_{Aij} = \mathbf{D}_{Aij} + \mathbf{D}_{APij} + \mathbf{R}_{Aij} + \mathbf{R}_{APij} + \mathbf{D}_{ACij}, \quad (569)$$

onde  $\mathbf{D}_{Aij}$  = Matriz de Contribuição de Duração Forçada entre  $i$  e  $j$ ;  
 $\mathbf{D}_{APij}$  = Matriz de Contribuição de Duração Programada entre  $i$  e  $j$ ;  
 $\mathbf{R}_{Aij}$  = Matriz de Contribuição de Reconexão Forçada entre  $i$  e  $j$ ;  
 $\mathbf{R}_{APij}$  = Matriz de Contribuição de Reconexão Programada entre  $i$  e  $j$ ;  
 $\mathbf{D}_{ACij}$  = Matriz de Contribuição de Duração Protetiva entre  $i$  e  $j$ ; e  
 $\mathbf{D}_{Aij}$  = Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Duração entre  $i$  e  $j$ .

■

Cada elemento destas matrizes representa a contribuição na duração acumulada da indisponibilidade do componente  $i$  para os desligamentos do componente  $j$ . Cada partição da matriz  $\mathbf{D}_{Aij}$  representa uma submatriz da duração acumulada de desligamentos transferidos dos equipamentos da empresa  $i$  para os equipamentos da empresa  $j$ . O seguinte exemplo ilustrará esta definição:

#### Exemplo 142 – Responsabilidade por Duração de Desligamentos

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Duração pode ser particionada em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 113.

Tabela 113 – Responsabilidade por Duração de Desligamentos

$$\mathbf{D}_{Aij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \mathbf{Empresa\ 1} & \mathbf{Empresa\ 2} & \mathbf{Empresa\ 3} & \mathbf{Empresa\ 4} & \mathbf{EMPRESA} \\ \hline \mathbf{D}_{A11} & \mathbf{D}_{A12} & \mathbf{D}_{A13} & \mathbf{D}_{A14} & \mathbf{Empresa\ 1} \\ \hline \mathbf{D}_{A21} & \mathbf{D}_{A22} & \mathbf{D}_{A23} & \mathbf{D}_{A24} & \mathbf{Empresa\ 2} \\ \hline \mathbf{D}_{A31} & \mathbf{D}_{A32} & \mathbf{D}_{A33} & \mathbf{D}_{A34} & \mathbf{Empresa\ 3} \\ \hline \mathbf{D}_{A41} & \mathbf{D}_{A42} & \mathbf{D}_{A43} & \mathbf{D}_{A44} & \mathbf{Empresa\ 4} \\ \hline \end{array} \quad (570)$$

Usando os dados do sistema modelo, obtém-se os seguintes valores desta matriz para o sistema exemplo (Tabela 114), calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A que implementa as fórmulas (564) a (569).

Tabela 114 – Matriz de Contribuição ou Responsabilidade de Duração

	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$D_{Aij}$	0,0150	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014
	0,0192	0,0192	0,0066	0,0066	0,0192	0,0192	0,0066	0,0066
	0,0070	0,0070	0,0105	0,0070	0,0072	0,0070	0,0072	0,007
	0,0022	0,0022	0,0106	0,0106	0,0106	0,0022	0,0106	0,0022
	0	0	0	0	0,0437	0,0001	0,0001	0
	0	0	0	0	0,0005	0,0328	0,0269	0,0265
	0	0	0	0	0,0004	0	0,0326	0
	0	0	0	0	0	0,0119	0,0119	0,0119

Observa-se, nesta matriz, que as empresas 3 e 4 não contribuem ou tem qualquer responsabilidade sobre a duração acumulada de desligamentos dos equipamentos das empresas de geração 1 e 2, indicado pelo valor nulo das submatrizes  $D_{A31}$ ,  $D_{A32}$ ,  $D_{A41}$  e  $D_{A42}$ . Ou seja, mesmo que ocorram falhas ou desligamentos programados ou forçados nos sistemas de proteção ou equipamentos primários das empresas 3 e 4, as empresas 1 e 2 não serão afetadas por estes desligamentos. Nota-se também que a soma das colunas desta matriz corresponde exatamente ao vetor de Duração Acumulada de Indisponibilidade ( $D_A$ ) de cada componente, dado na equação (500) e Tabela 108.

■

De posse desta matriz, é possível estratificar a distribuição de responsabilidade pela duração de interrupções na carga ou geração conectadas, definindo as seguintes matrizes:

**Definição 206 – Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga**

A Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Duração de Interrupção de Carga ( $DL_{Aij}$ ) relaciona o tempo acumulado de interrupção da carga conectada de cada componente  $j$  devido a desligamentos originados no componente  $i$ , sendo dada pela expressão:

$$DL_{Aij} = D_{Aij} \cdot [1 * (I > 0)^T], \quad (572)$$

onde  $D_{Aij}$  = Matriz de Contribuição ou Responsabilidade de Duração;

$1 = ones(n, I) = [1, \dots, 1]^T$  é o vetor unitário de ordem  $n$ ; e

$I =$  Vetor de Carga e Geração Conectada.

■

**Definição 207 – Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Geração**

A Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Duração de Interrupção de Geração ( $DG_{Aij}$ ) relaciona o tempo acumulado de interrupção da geração conectada de cada componente  $j$  devido a desligamentos originados no componente  $i$ , sendo dada pela expressão:

$$DG_{Aij} = D_{Aij} \cdot [1 * (1 < 0)^T], \quad (573)$$

onde  $D_{Aij}$  = Matriz de Contribuição ou Responsabilidade de Duração;  
 $1 = ones(n,1) = [1, \dots, 1]^T$  é o vetor unitário de ordem  $n$ ; e  
 $I =$  Vetor de Carga e Geração Conectada.

■

Cada elemento destas matrizes representa a contribuição na duração acumulada da interrupção da carga ou geração do componente  $j$  para os desligamentos do componente  $i$ . As matrizes  $DL_{Aij}$  e  $DG_{Aij}$  podem também ser particionadas em submatrizes de duração acumulada de interrupções de carga e geração transferidos entre equipamentos da empresa  $i$  para os equipamentos da empresa  $j$ , conforme demonstrado nos exemplos a seguir.

### Exemplo 143 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Carga

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Duração de Interrupção de Carga pode ser particionada em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 115.

Tabela 115 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Carga

$$DL_{Aij} = \begin{array}{c|cccc|c} & \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline & DL_{A11} & DL_{A12} & DL_{A13} & DL_{A14} & \text{Empresa 1} \\ & DL_{A21} & DL_{A22} & DL_{A23} & DL_{A24} & \text{Empresa 2} \\ & DL_{A31} & DL_{A32} & DL_{A33} & DL_{A34} & \text{Empresa 3} \\ & DL_{A41} & DL_{A42} & DL_{A43} & DL_{A44} & \text{Empresa 4} \end{array} \quad (574)$$

Usando os dados do sistema modelo, obtém-se os seguintes resultados para o sistema exemplo (Tabela 116), calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A utilizando a fórmula (572).

Tabela 116 – Matriz de Responsabilidade por Duração de Interrupção de Carga

$$DL_{Aij} = \begin{array}{c|cccc|cc|cc} & \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & & & & \\ \hline & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \hline & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,0014 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,0066 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,007 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,0022 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,0265 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,0119 \end{array} \quad (575)$$

Observa-se, nesta matriz, que a barra 8 apresenta duração acumulada de interrupções de carga oriundas de desligamentos nos equipamentos das demais empresas, com exceção das linhas 5 e 7. A primeira, operando em vazio, não afeta

a carga quando desliga. A segunda, quando em contingência, tem sua transmissão absorvida pela linha 6, evitando interrupção na carga. As demais empresas não possuem carga conectada, e por isso não sofrem interrupções pela saída dos demais componentes.

■

O mesmo exemplo pode ser estendido para a geração, particionando as responsabilidades pela duração das indisponibilidades entre as empresas:

#### Exemplo 144 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Geração

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Duração de Interrupção de Geração pode ser particionada em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 117.

Tabela 117 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Geração

$$DG_{Aij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \text{EMPRESA} \\ \hline DG_{A11} & DG_{A12} & DG_{A13} & DG_{A14} & \text{Empresa 1} \\ \hline DG_{A21} & DG_{A22} & DG_{A23} & DG_{A24} & \text{Empresa 2} \\ \hline DG_{A31} & DG_{A32} & DG_{A33} & DG_{A34} & \text{Empresa 3} \\ \hline DG_{A41} & DG_{A42} & DG_{A43} & DG_{A44} & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (576)$$

Usando os dados do sistema modelo, obtém-se os seguintes resultados para o sistema exemplo (Tabela 118), calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A utilizando a fórmula (640).

Tabela 118 – Matriz de Responsabilidade por Duração de Saída de Geração

$$DG_{Aij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & & & & \\ \hline 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \hline 0,0150 & 0 & 0,0014 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0,0192 & 0 & 0,0066 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0,0070 & 0 & 0,0105 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0,0022 & 0 & 0,0106 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad (577)$$

Observa-se, nesta matriz, que apenas os próprios equipamentos das empresas de geração 1 e 2 são responsáveis pelas durações de interrupções na geração, formando um grupo fortemente conexo para desligamentos forçados.

■

A participação relativa de cada ponto da rede no valor do indicador da Duração Acumulada de Indisponibilidade ( $D_A$ ) ou Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão ( $DIC$ ) de cada componente pode ser estimada por uma métrica percentual assim definida:

**Definição 208 – Duração Relativa de Indisponibilidade**

O vetor e matriz diagonal de Duração Relativa de Indisponibilidade ( $\mathbf{D}_R$ ) de cada componente, particionado entre os  $N$  agentes conectados, é definido pela fração da Duração Total de Indisponibilidade ( $\mathbf{D}_A = \mathbf{DIC}$ ) de cada componente, resultante de desligamentos provocados por ele próprio, programados e forçados, ou seja:

$$\mathbf{D}_R = [\mathbf{f}_P \cdot (\mathbf{d}_P + \mathbf{r}) + \mathbf{f}_I \cdot (\mathbf{d}_I + \mathbf{r})] / \mathbf{D}_A, \quad \mathbf{D}_{RD} = \text{diag}(\mathbf{F}_R). \quad (578)$$

onde  $(\cdot *)$  e  $(./)$  são respectivamente os operadores de multiplicação e divisão escalares (elemento a elemento) do *MatLab*<sup>®</sup>.

■

O numerador desta expressão calcula a soma das durações acumuladas próprias de indisponibilidade de cada componente, enquanto o denominador calcula as durações acumuladas de indisponibilidade, independente da origem de cada desligamento. O quociente estima portanto a importância relativa de cada componente na rede, em relação à duração acumulada dos desligamentos sofridos por ele próprio, conforme mostrado nos cálculos do exemplo a seguir.

**Exemplo 145 – Duração Relativa de Indisponibilidade**

Usando os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, listados na Tabela 15, o vetor de Duração Relativa de Indisponibilidade ( $\mathbf{D}_R$ ) de todos os componentes serão dados pela Tabela 119, usando os programas *MatLab*<sup>®</sup> dos Apêndices A e B.

*Tabela 119 – Durações Relativas de Indisponibilidade*

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
Item	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{D}_R^T =$	0,345	0,644	0,360	0,414	0,524	0,439	0,334	0,214

(579)

Estes valores estão representados percentualmente nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 108, para fácil referência.

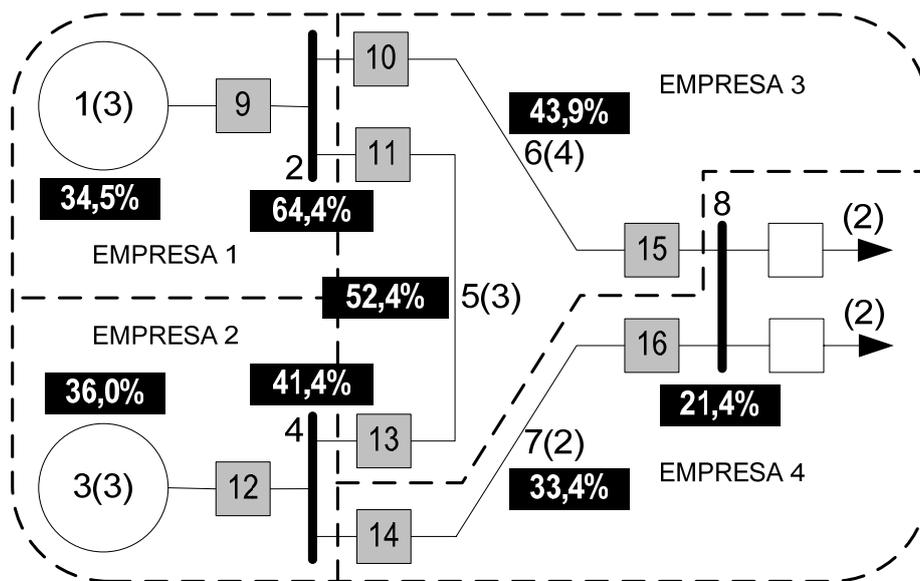


Figura 108 – Durações Relativas de Indisponibilidade

Os valores podem ser comparados com os da Figura 105, que indicam os desligamentos totais de cada equipamento. Nota-se que a barra 2 da Empresa 1, embora possua uma Duração Total de Indisponibilidade baixa em relação aos demais componentes, possui a maior Duração Relativa de Indisponibilidade em função de sua contribuição aos desligamentos próprios.

■

Este indicador complementa os indicadores de centralidade definidos no Capítulo 11. Combinado com as matrizes de responsabilidade já definidas serão úteis posteriormente no cálculo das probabilidades de perda de carga e geração, como indicador da continuidade ou confiabilidade nos diversos pontos do sistema e nas empresas conectadas. Para grandes sistemas, a análise de continuidade da carga e geração poderá abranger toda a rede ou ser restrita a um conjunto de pontos de observação ou controle, conforme definidos a seguir.

### 13.6. Continuidade em Pontos de Controle

Em sistemas de transmissão e distribuição, pode ser de interesse limitar a observabilidade da rede, e avaliar apenas determinados pontos, normalmente situados nas fronteiras entre áreas de controle, empresas ou consumidores interligados. Estes pontos podem ser convenientemente identificados por uma matriz binária  $\mathbf{P}_C$  caracterizada pela definição seguinte:

**Definição 209** – *Matriz de Pontos de Controle*

Uma Matriz de Pontos de Controle  $\mathbf{P}_C$ , é definida pela expressão:

$$\mathbf{P}_C = [P_{Cij}] = p_i P_C p_j = \begin{cases} 1, & \text{se } p_j \text{ for um ponto de controle identificado por } p_i, \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (580)$$

onde  $p_i$  representa um identificador de ponto de controle  $i \leq m$ , e  $p_j$  são itens quaisquer da rede elétrica, com  $j \leq n$ . Os elementos não nulos da matriz  $m \times n$  definem os  $m$  Pontos de Controle do sistema.

■

No Brasil, os Procedimentos de Rede do operador do Sistema Elétrico Nacional (SEN) definem os Pontos de Controle associando-os ao conjunto de instalações da Rede Básica que fazem fronteira com os ativos de conexão dos agentes de geração, distribuição, consumidores livres, e demais instalações de transmissão (ONS [186]), com o objetivo de avaliar a qualidade do serviço nestas fronteiras. O exemplo a seguir ilustra esta definição.

#### Exemplo 146 – Pontos de Controle

No sistema elétrico exemplo da Figura 30, os Pontos de Controle correspondentes às 3 barras de conexão entre as empresas seriam selecionados pela matriz  $P_C$  da Tabela 120.

Tabela 120 – Pontos de Controle

$P_C =$	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		(581)
	1	2	3	4	5	6	7	8	
	0	1	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	1	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	1	

Na Figura 109 as linhas pontilhadas identificam os pontos de controle dentro de cada empresa interligada, no diagrama unifilar do sistema.

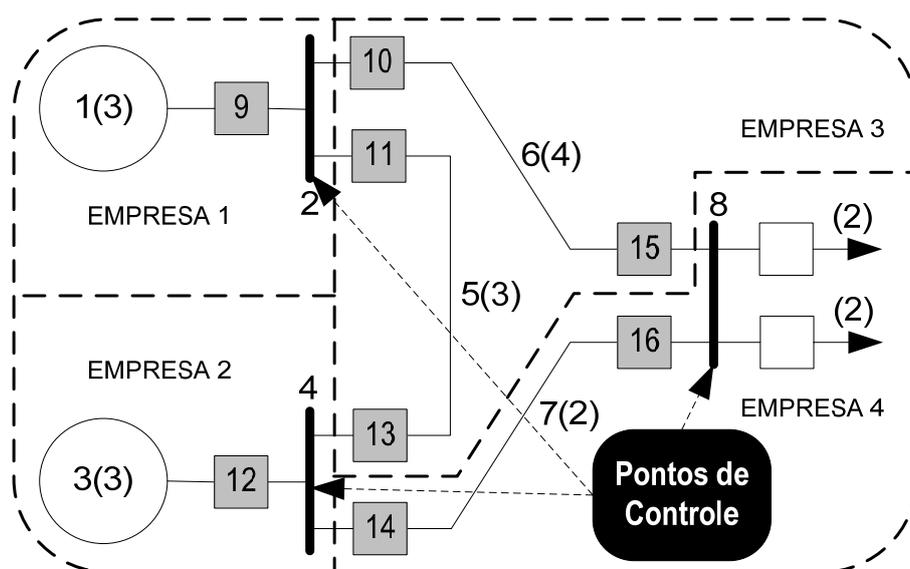


Figura 109 – Pontos de Controle

■

Com base nesta matriz, vários indicadores podem ser definidos, relacionados aos Pontos de Controle, podendo ser utilizadas por agentes reguladores para avaliar a qualidade do serviço prestado por empresas de geração, transmissão e distribuição. Os indicadores **FIPC**, **DIPC**, **DIPCM** e **DMIPC** (ONS [186]) são exemplos de métricas de continuidade de Pontos de Controle utilizadas no Brasil, definidas a seguir.

**Definição 210** – *Indicadores de Continuidade de Pontos de Controle*

Os Indicadores de Continuidade de Pontos de Controle estimam a frequência e duração média e máxima das interrupções dos pontos de controle, através das seguintes métricas:

- **DIPC** – Duração da Interrupção do Serviço no Ponto de Controle, ou o somatório das durações das interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto no período de avaliação.
- **FIPC** – Frequência da Interrupção do Serviço no Ponto de Controle, ou o número total de interrupções do ponto de controle com duração igual ou superior a 1 (um) minuto no período de avaliação
- **DMIPC** – Duração Máxima da Interrupção do Serviço no Ponto de Controle, dada pela maior duração dentre aquelas utilizadas no cálculo do indicador DIPC.

■

Utilizando os vetores e matrizes já definidos, os vetores de Frequência (FIPC) e Duração (DIPC), inclusive Média (DIPCM) e Máxima (DMIPC) de Interrupção dos Pontos de Controle, podem ser calculados por:

$$\mathbf{FIPC} = \mathbf{P}_C * \mathbf{F}, \quad (582)$$

$$\mathbf{DIPC} = \mathbf{P}_C * \mathbf{D}_A \quad (583)$$

$$\mathbf{DIPCM} = \mathbf{P}_C * \mathbf{D}, \quad (584)$$

$$\mathbf{DMIPC} = \mathbf{P}_C * \mathbf{DMIC}, \quad (585)$$

onde **DMIC** é o vetor introduzido na Definição 192 – Duração Máxima de Interrupção Contínua. Caso haja interesse em limitar a avaliação a desligamentos com duração superior a determinados limites (1 minuto por exemplo), será necessário utilizar as Matrizes de Alcançabilidades e Vulnerabilidade Restritas do parágrafo 11.10. O exemplo a seguir exercita estes cálculos.

**Exemplo 147** – *Indicadores de Pontos de Controle*

Quando avaliados com os dados do sistema elétrico exemplo da Figura 30 (Tabela 15), estes indicadores resultam nos seguintes valores, nas barras sob controle do sistema elétrico modelo (Tabela 121), avaliados com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, com base nas expressões (582) a (585).

Tabela 121 – Indicadores de Pontos de Controle

Empresa	1	2	4	
Item	2	4	8	
$FIPC^T =$	0,1000	0,0900	0,2100	(586)
$DIPC^T =$	0,0298	0,0256	0,0556	(587)
$DIPCM^T =$	0,2980	0,2844	0,2647	(588)
$DMIPC^T =$	0,4200	0,4200	0,2100	(589)

■

Nota-se que os vetores **FIPC** e **DIPC** avaliam os mesmos indicadores de Frequência Total de Indisponibilidade (F) e Duração Acumulada de Indisponibilidade (D<sub>A</sub>), mas limitados aos Pontos de Controle definidos pela matriz **P<sub>C</sub>**. Correspondem aproximadamente aos indicadores avaliados por agências reguladoras e operadores nas fronteiras entre sistemas elétricos. Se o interesse na simulação for restrito aos Pontos de Controle, então todo o sistema elétrico pode ser reduzido ao modelo Equivalente nos Pontos de Controle, introduzindo o seguinte vetor:

**Definição 211 – Equivalente Topológico nos Pontos de Controle**

O Equivalente Topológico nos Pontos de Controle é definido pelo Vetor Equivalente Topológico que reduz toda a rede elétrica apenas aos Pontos de Controle definidos para o sistema.

■

Este vetor pode ser obtido do inverso lógico da soma (módulo 2) das colunas da matriz de Pontos de Controle, ou seja:

$$e_{PC} = \neg sum(P_C), \quad (590)$$

onde *sum()* é a função *MatLab*<sup>®</sup> de soma das colunas de uma matriz, e “¬” é o símbolo de negação do *MatLab*<sup>®</sup>. O exemplo a seguir ilustra este cálculo.

**Exemplo 148 – Equivalente Topológico nos Pontos de Controle**

No sistema elétrico exemplo da Figura 30, o vetor Equivalente Topológico nos Pontos de Controle correspondentes às 3 barras de conexão entre as empresas, definidos pela expressão (581), seria fornecido pela Tabela 122, avaliada pela expressão (590).

Tabela 122 – Equivalente Topológico nos Pontos de Controle

$e_{PC} =$	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		(591)
	1	2	3	4	5	6	7	8	
	1	0	1	0	1	1	1	0	

Os valores hachurados diferentes de zero identificam todos os equipamentos que serão equivalentados (geradores 1 e 3, mais as linhas 5, 6 e 7) ou seja, apenas as barras 2, 4 e 8 serão preservadas no modelo equivalente.

■

Este vetor poderá ser usado para determinar os parâmetros equivalentes do modelo, limitado aos Pontos de Controle da rede, usando as expressões definidas no parágrafo 11.12. Os cálculos podem ser usados para definição de valores de referência ou *benchmarks*, para avaliação de desempenho, para definição de metas regulamentares, bem como valores limites e contratuais entre empresas, ou para estimação de perdas de receitas variáveis dos agentes nos desligamentos dos pontos de controle.

### 13.7. Parcela Variável da Receita

Dependendo da regulamentação vigente, poderão existir penalizações financeiras aplicadas a alguns tipos de desligamentos, determinados pelo agente regulador (SILVAb [222]). Estas penalizações são definidas como sinais econômicos de incentivo à melhoria da qualidade do serviço, por parte de empresas concessionárias de serviço público. Em geral, incidem apenas sobre a Parcela Variável ( $PV$ ) da receita do concessionário, proporcionalmente ao tempo de indisponibilidade de cada ativo, cuja causa esteja sobre seu controle. Para as empresas, representa um risco financeiro que pode ser estimado utilizando a definição geral de risco introduzida no parágrafo 3.3:

$$PV = \sum_{i \in S} F_i * PV_i, \quad (592)$$

onde  $F_i$  é a frequência do evento  $i$ ,  $PV_i$  sua consequência medida pela parcela variável da receita perdida no desligamento  $i$ , com a soma realizada sobre o conjunto de eventos de interesse  $S$ . Os desligamentos de responsabilidade do agente são geralmente associados às saídas por causas próprias de cada componente, e a saídas por atuações indevidas do seu sistema de proteção. Para modelar este aspecto, será útil definir os conjuntos de fatores que ponderam e penalizam estes desligamentos, e os correspondentes limites de franquia aplicáveis a cada tipo de desligamento.

#### Definição 212 – Fatores de Penalização da Parcela Variável da Receita

Seja ainda  $\mathbf{K}_p$  e  $\mathbf{K}_f$  os vetores com os fatores de penalização financeira incidentes sobre a duração de cada desligamento programado ou forçado, respectivamente, de cada componente da rede:

$$\mathbf{K}_p = [\mathbf{K}_{p_i}] = [K_{p1} \quad K_{p2} \quad \dots \quad K_{pn}], \quad (593)$$

$$\mathbf{K}_f = [\mathbf{K}_{f_i}] = [K_{f1} \quad K_{f2} \quad \dots \quad K_{fn}], \quad (594)$$

onde  $K_{p_i}$  define o fator de penalização para desligamentos programados do componente  $i$ , e  $K_{f_i}$  o fator de penalização para desligamentos forçados do componente  $i$ .

■

### **Definição 213 – Franquias de Penalização da Parcela Variável da Receita**

Seja  $\mathbf{Q}_P$  e  $\mathbf{Q}_I$  os vetores com as franquias de penalização financeira incidentes sobre a duração acumulada dos desligamentos programados ou forçados, respectivamente, de cada componente da rede, em um período de avaliação:

$$\mathbf{Q}_P = [\mathbf{Q}_{Pi}] = [Q_{P1} \quad Q_{P2} \quad \dots \quad Q_{PN}], \quad (595)$$

$$\mathbf{Q}_I = [\mathbf{Q}_{Ii}] = [Q_{I1} \quad Q_{I2} \quad \dots \quad Q_{IN}], \quad (596)$$

onde  $Q_{Pi}$  define a franquia de penalização para desligamentos programados do componente  $i$ , e  $Q_{Ii}$  a franquia de penalização para desligamentos forçados do componente  $i$ .

■

A penalização resultante, incidente sobre cada equipamento em um período de referência, será função então das frequências de saídas forçadas por causa própria, por atuações indevidas do sistema de proteção, e decorrentes de desligamentos programados para manutenção, e as durações correspondentes. A fração da  $PV$  resultante de desligamentos programados pode ser estimada pelas frequências e durações próprias dos desligamentos programados de cada componente:

$$\mathbf{PV}_P = \mathbf{K}_P \cdot \mathbf{f}_P \cdot \mathbf{d}_P - \mathbf{Q}_P, \quad (597)$$

caso o resultado seja maior que zero, ou acima da franquia. Caso contrário será nulo.

De forma similar, a fração da  $PV$  resultante de desligamentos forçados pode ser estimada pelas frequências e durações próprias dos desligamentos forçados de cada componente, e da vulnerabilidade da proteção de cada componente para defeitos em outros componentes, ou seja:

$$\mathbf{PV}_I = \mathbf{K}_I \cdot \mathbf{f}_I \cdot \mathbf{d}_I + \mathbf{K}_I \cdot [(\mathbf{V}_D \cdot \mathbf{T}) \cdot (\mathbf{f}_I \cdot \mathbf{d}_I)] - \mathbf{Q}_I, \quad (598)$$

caso o resultado seja maior que zero, ou acima da franquia. Caso contrário será nulo. Estas atuações serão resultantes de saídas forçadas por causas próprias e disparos incorretos dos sistemas de proteção, para defeitos dentro de sua zona de alcance, mas fora de sua zona de proteção, em componentes próximos. Levando em conta a franquia estabelecida para os desligamentos programados e forçados, ter-se-á então a estimativa da Parcela Variável para todos os equipamentos:

$$\mathbf{PV} = \mathbf{PV}_P + \mathbf{PV}_I. \quad (599)$$

No Brasil, a Resolução Normativa (ANEEL [14]) Nº 270, de 26 de junho de 2007, estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica. Nesta norma, o desconto da Parcela Variável relativa à indisponibilidade incide sobre desligamentos de responsabilidade da concessionária de transmissão, e são calculados segundo os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS [186]). Esta resolução estabeleceu o conceito de Função de

Transmissão (FT) como o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na Resolução Normativa N° 191, de 12 de dezembro de 2005 (ANEEL [13]). Corresponde aproximadamente ao conceito de equipamento e sua proteção utilizado nesta pesquisa, incluindo os disjuntores associados. O exemplo a seguir ilustra estes cálculos para um sistema elétrico típico.

#### Exemplo 149 – Parcela Variável da Receita

A Tabela 123 lista uma possível alocação dos fatores de penalização para os diversos componentes do sistema elétrico modelo da Figura 30, para desligamentos programados e forçados, assumindo que a rede seja de 230kV, segundo a Resolução Normativa (ANEEL [14]). A *PVI* associada aos barramentos foi considerada pela soma das *PVIs* das linhas a ela conectadas, considerando que desligam de forma solidária.

Tabela 123 – Fatores de Penalização da Parcela Variável

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item =	1	2	3	4	5	6	7	8	
$K_P^T =$	0	20	0	20	10	10	10	20	(600)
$K_I^T =$	0	300	0	300	150	150	150	300	(601)

A Tabela 124 lista uma possível alocação das franquias de penalização para os diversos componentes do sistema elétrico modelo da Figura 30, para desligamentos programados e forçados.

Tabela 124 – Franquias de Penalização da Parcela Variável

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item =	1	2	3	4	5	6	7	8	
$Q_P^T =$	0	0,20	0	0,20	0,10	0,10	0,10	0,20	(602)
$Q_I^T =$	0	0,30	0	0,30	0,15	0,15	0,15	0,30	(603)

Utilizando os dados de frequência e duração dos desligamentos programados e forçados no sistema modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, obtém-se as estimativas das parcelas variáveis, estratificadas para desligamentos programados e forçados, totalizadas na Tabela 125.

Tabela 125 – Parcela Variável do Sistema Modelo

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item =	1	2	3	4	5	6	7	8	
$PV_P^T =$	0	0,04	0	0	0,15	0	0,02	0	(604)
$PV_I^T =$	0	1,50	0	0,30	2,27	3,88	2,97	1,80	(605)
$PV^T =$	0	1,54	0	0,30	2,42	3,88	2,99	1,80	(606)

Os valores totais estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do diagrama unifilar do sistema modelo da Figura 110, estimados com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

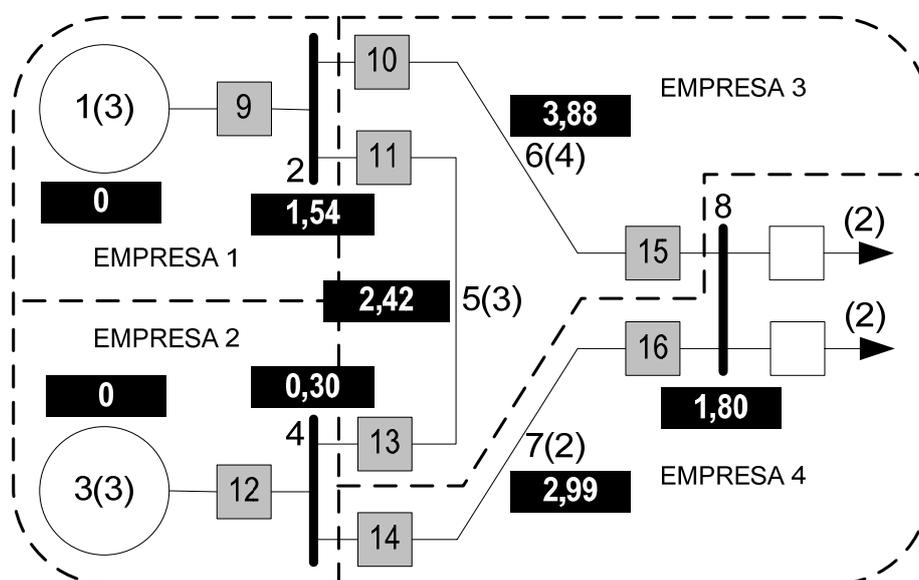


Figura 110 – Parcela Variável da Receita

Nota-se que a *PV* relacionada aos desligamentos forçados é sempre superior aos desligamentos programados, e que a Empresa 3 de transmissão é responsável pelo maior montante de parcela variável da receita perdida em desligamentos, enquanto as empresas de geração 1 e 2 respondem pelo menor valor da *PV*. Em particular, este exemplo mostra que as barras 4 e 8, e a linha de transmissão 6 não serão penalizadas por desligamentos programados, cuja duração acumulada será inferior à franquia correspondente.

■

Além das penalizações das Parcelas Variáveis da receita das empresas, muitos outros tipos de indicadores podem ser obtidos do modelo matemático da rede elétrica, de forma similar ao cálculo da *PV*, tais como a energia e demanda não suprida, entre outros.

### 13.8. Energia e Demanda Não Supridas

Duas abordagens são possíveis na avaliação da energia e demanda não supridas durante perturbações em sistemas elétricos: **(A)** a primeira, sob a ótica do planejador, operador ou mantenedor do sistema elétrico, tenta estimar a energia não suprida em cada perturbação, originária em qualquer dos equipamentos, possivelmente sobre empresas interligadas; **(B)** a segunda, sob a ótica do agente do mercado ou usuário final, tenta medir a energia não suprida em pontos específicos de acesso à rede, decorrente de perturbações no restante da rede. A Figura 111 ilustra estas duas abordagens.

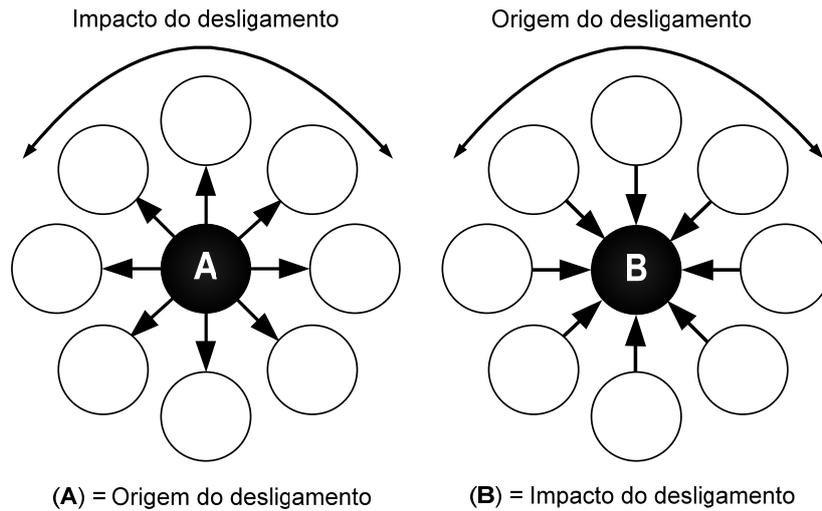


Figura 111 – Modelo de Avaliação de Energia Não Suprida

Os parágrafos seguintes detalham estas medidas inicialmente sobre a ótica da origem do desligamento, e depois, sob a ótica do impacto do desligamento no sistema elétrico.

#### (A) Perspectiva da Origem do Desligamento

Na abordagem sob a origem do desligamento, cada equipamento é visto como fonte propagadora de desligamentos para os demais elementos da rede. Neste caso, interessa estimar a energia e demanda não supridas associadas a cada evento gerador.

#### Definição 214 – Energia não Suprida por Desligamento

A Esperança de Energia não Suprida por Desligamento estima a quantidade de energia que é interrompida, simultaneamente em todos os pontos de consumo da rede, quando da ocorrência de um desligamento originado em um dos componentes.

■

Para estimar esta energia, será necessário propagar cada desligamento programado ou forçado, pelos demais equipamentos da rede, estimando a energia interrompida em cada equipamento desligado em cascata. Nas saídas forçadas, esta simulação pode ser realizada utilizando as matrizes e modelos de alcançabilidade já definidos, e estimando o vetor de Esperança de Energia não Suprida por desligamento forçado pela equação:

$$EENS_I^D = [EENS_{ii}^D] = (\mathbf{r}_D * \mathbf{A}_I + \mathbf{r}_D * \mathbf{T}_C^T + \mathbf{d}_{ID} * \mathbf{A}_I) * (\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} > 0)), \quad (607)$$

que pode ser particionada entre as empresas interligadas, onde o superescrito  $D$  denota que a avaliação refere-se à totalização da energia interrompida em um desligamento. Cada elemento  $EENS_{ii}^D$  deste vetor estima a energia total interrompida em toda a rede, em decorrência de um desligamento forçado no equipamento  $i$ , incluindo aquelas resultantes de falhas nos sistemas de proteção.

Além da energia interrompida, é possível estimar o valor da demanda total interrompida em cada desligamento forçado, pela definição:

**Definição 215 – Potência não Suprida por Desligamento**

O vetor de Esperança de Potência não Suprida por desligamento forçado será obtido da totalização da carga interrompida em cada ponto da rede, resultante da propagação do desligamento, pela expressão:

$$\mathbf{EPNS}_I^D = [\mathbf{EPNS}_{I_i}^D] = [\mathbf{EPNS}_{I_j}^D] = (\mathbf{A}_I + \mathbf{T}_C^T) * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} > 0)), \quad (608)$$

podendo também ser particionado entre as  $N$  empresas interligadas.

■

Cada elemento  $EPNS_{I_i}^D$  deste vetor estima a potência total interrompida pelos desligamentos forçados do componente  $i$  em toda a rede elétrica. Nestes valores estão incluídos as parcelas da energia e potência interrompidas devido a falhas nos sistemas de proteção, estimadas pelas equações:

$$\mathbf{EENS}_C^D = [\mathbf{EENS}_{C_i}^D] = [\mathbf{EENS}_{C_j}^D] = (\mathbf{r}_D \mathbf{T}_C^T) * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} > 0)), \quad (609)$$

$$\mathbf{EPNS}_C^D = [\mathbf{EPNS}_{C_i}^D] = [\mathbf{EPNS}_{C_j}^D] = \mathbf{T}_C^T * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} > 0)). \quad (610)$$

Analogamente, o vetor de Esperança de Energia não Suprida por desligamento programado será calculado por:

$$\mathbf{EENS}_P^D = [\mathbf{EENS}_{P_i}^D] = [\mathbf{EENS}_{P_j}^D] = ((\mathbf{r}_D + \mathbf{d}_{PD}) * \mathbf{A}_P) * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} > 0)), \quad (611)$$

e particionado pelas  $N$  empresas interligadas. Cada elemento  $EENS_{P_i}^D$  deste vetor estima a energia total interrompida pelos desligamentos programados do componente  $i$  em toda a rede elétrica.

De forma similar, o vetor de Esperança de Potência não Suprida por desligamento programado será deduzido da totalização da carga interrompida em cada ponto da rede, resultante da propagação do desligamento pelo sistema, usando a expressão:

$$\mathbf{EPNS}_P^D = [\mathbf{EPNS}_{P_i}^D] = [\mathbf{EPNS}_{P_j}^D] = \mathbf{A}_P * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} > 0)), \quad (612)$$

onde cada elemento  $EPNS_{P_i}^D$  deste vetor estima a potência total interrompida pelos desligamentos programados do componente  $i$  em toda a rede elétrica.

Com isto, os Vetores de Esperança de Energia e Potência Média Não Suprida por desligamento serão obtidos da média dos valores correspondentes de energia e potência, ponderadas pelas respectivas frequências de ocorrência:

$$\mathbf{EENS}^D = [\mathbf{EENS}_i^D] = [\mathbf{EENS}_j^D] = (\mathbf{f}_{ID} + \mathbf{f}_{PD})^{-1} * (\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{EENS}_I^D + \mathbf{f}_{PD} * \mathbf{EENS}_P^D), \quad (613)$$

$$\mathbf{EPNS}^D = [\mathbf{EPNS}_i^D] = [\mathbf{EPNS}_j^D] = (\mathbf{f}_{ID} + \mathbf{f}_{PD})^{-1} * (\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{EPNS}_I^D + \mathbf{f}_{PD} * \mathbf{EPNS}_P^D). \quad (614)$$

O exemplo a seguir ilustra o cálculo destes vetores em um sistema elétrico, utilizando os modelos de alcançabilidade e vulnerabilidade protetiva da rede:

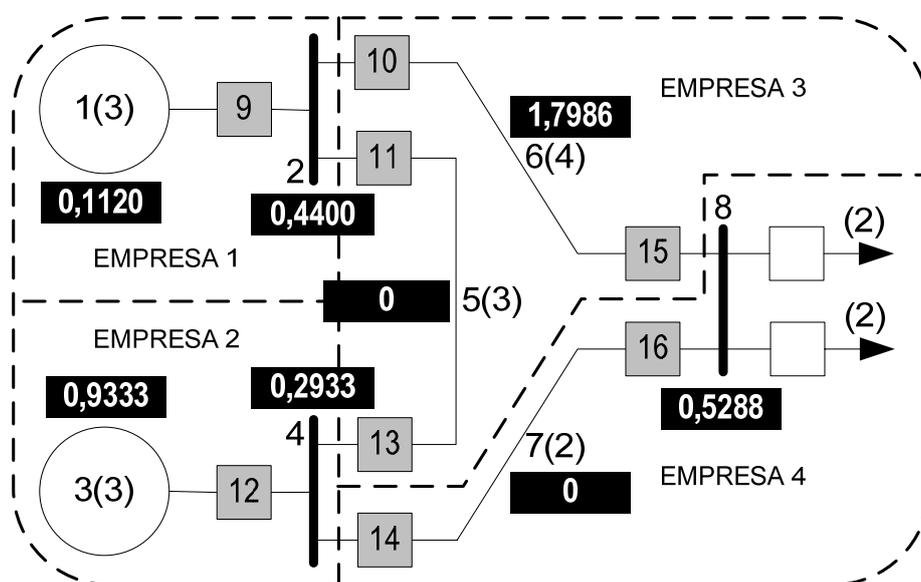
**Exemplo 150 – Esperança de Energia Não Suprida por Desligamento**

Os valores de Esperança de Energia Não Suprida, por desligamento, calculadas por estes vetores, encontram-se representados na Tabela 126, para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, estimados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 126 – Esperança de Energia Não Suprida por Desligamento*

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EENS_I^{DT} =$	0,5600	0,8800	1,4000	0,8800	0	2,1200	0	0,4400	(615)
$EENS_C^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(616)
$EENS_P^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,8400	(617)
$EENS^{DT} =$	0,1120	0,4400	0,9333	0,2933	0	1,7666	0	0,5288	(618)

Para visualização, os valores de Energia Não Suprida Média por Desligamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 112.



*Figura 112 – Energia Não Suprida Média por Desligamento*

Destacam-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- A indisponibilidade programada dos equipamentos de 1 a 7 não produz interrupção de energia suprida, indicada pelos zeros na linha  $EENS_P^{DT}$  da Tabela 126.

- Os valores de energia interrompida atribuídos a falhas de proteção são nulos devido à baixa probabilidade de ocorrência, condicionada às solicitações por defeitos em outros equipamentos, que já desligam as cargas associadas.
- Com exceção da linha 5, que opera em vazio, e a linha 7, cujo carregamento é absorvido pela linha 6 quando aquela desliga, a indisponibilidade forçada de qualquer item da rede produz uma esperança de interrupção de energia suprida, conforme registrado na Tabela 126.
- Apenas a barra de carga é responsável por energia interrompida durante desligamentos programados, neste exemplo.

A Tabela 127 resume os resultados equivalentes para a Esperança de Potência Não Suprida, calculados nas mesmas condições.

Tabela 127 – Esperança de Potência Não Suprida por Desligamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EPNS_I^{DT} =$	4	4	4	4	0	4	0	4	(619)
$EPNS_C^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(620)
$EPNS_p^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	4	(621)
$EPNS^{DT} =$	0,8	2	2,6666	1,3333	0	3,3333	0	4	(622)

Para fácil referência, os valores de Esperança de Potência Não Suprida por Desligamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 113.

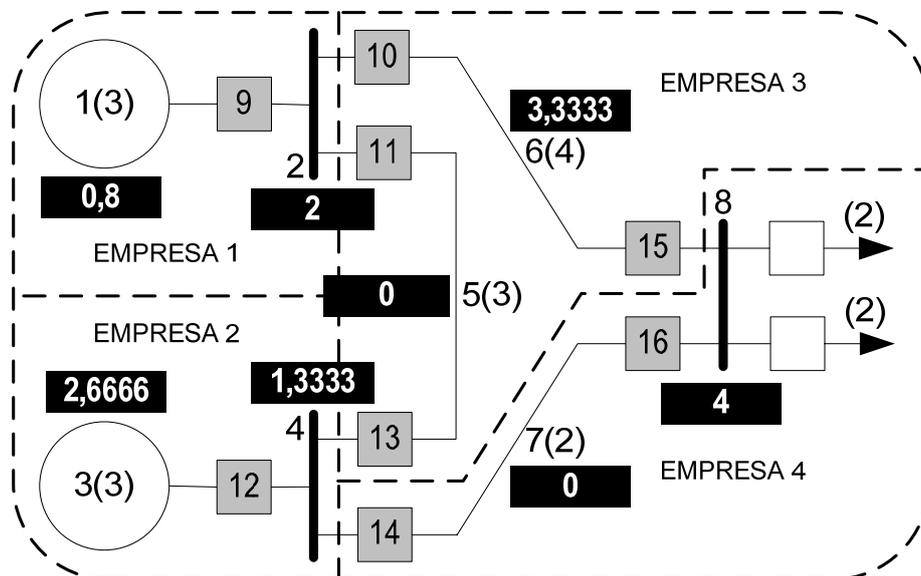


Figura 113 – Esperança de Potência Não Suprida por Desligamento

Os seguintes aspectos merecem destaque nesta simulação:

- As linhas de transmissão 5 e 7 das empresas 3 e 4 respectivamente, possuem esperança de potência não suprida nulas, uma vez que suas saídas programadas ou forçadas não resultam em desligamentos das cargas da

barra 8. Todos os demais equipamentos geram interrupção de toda a carga (4 pu) quando da saída forçada.

- A barra 8 da Empresa 4 possui esperança de potência não suprida em desligamento igual à própria carga conectada, já que esta é a única barra de carga do sistema.

■

A totalização destes valores por empresa pode ser realizada ponderando cada desligamento por sua frequência de ocorrência, quando originada em cada sistema, pelas expressões:

$$EENS_S^D = [S * (EENS^D .* f)] / (S * f), \quad (623)$$

$$EPNS_S^D = [S * (EPNS^D .* f)] / (S * f), \quad (624)$$

onde  $(. *)$  e  $(./)$  são os operadores de multiplicação e divisão escalares do *MatLab*<sup>®</sup>;  
 $EENS_S^D$  = Esperança de Energia não Suprida por Sistema por Desligamento;  
 $EPNS_S^D$  = Esperança de Potência não Suprida por Sistema por Desligamento

O cálculo destes vetores será ilustrado com o seguinte exemplo:

#### **Exemplo 151 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Desligamento**

Os valores de Esperança de Energia e Potência Não Supridas, por sistema e por desligamento, calculados por estes vetores, encontram-se representados na Tabela 128 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, produzidos pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 128 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Desligamento*

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$EENS_S^{DT} =$	0,2909	0,6133	0,7066	0,2163	(625)
$EPNS_S^{DT} =$	1,4545	2	1,3333	1,6363	(626)

Observa-se que as empresas 1 a 3, mesmo não possuindo cargas próprias conectadas, são responsáveis por valores de energia interrompidas durante desligamentos superiores à empresa 4, única empresa com carga própria.

■

Conhecidos os níveis de energia não suprida em cada desligamento, é possível estimar outras métricas de interesse do planejador, operador ou mantenedor da rede. O risco relativo introduzido por cada equipamento ao sistema elétrico, por exemplo, pode ser estimado usando as seguintes definições:

#### **Definição 216 – Risco de Energia não Suprida**

O Risco de Energia não Suprida por Equipamento é uma medida do nível de participação do equipamento na energia não suprida pelo sistema, avaliada pela correlação da frequência de contingências originadas no equipamento, e a energia não suprida em consequência de cada desligamento no sistema elétrico.

■

Esta definição segue o padrão de avaliação de risco introduzido no parágrafo 3.3, onde a consequência de cada evento é medida pela energia não suprida:

$$R_{EST}^D = \sum_{i \in S} F_i * EENS_i, \quad (627)$$

onde  $F_i$  é a frequência do evento  $i$ ,  $EENS_i$  sua consequência medida pela energia não suprida no desligamento  $i$ , e a soma é realizada sobre o conjunto de eventos de interesse  $S$ . Dimensionalmente, este risco equivale à Demanda Média não Suprida pelo sistema, por causas originárias de cada equipamento da rede. Matricialmente pode ser estratificada pelos riscos oriundos dos desligamentos forçados, programados e por falhas protetivas, segundo as expressões:

$$\mathbf{R}_{ESI}^D = \mathbf{f}_I \cdot \mathbf{EENS}_I^D, \quad (628)$$

$$\mathbf{R}_{ESP}^D = \mathbf{f}_P \cdot \mathbf{EENS}_P^D, \quad (629)$$

$$\mathbf{R}_{ESC}^D = \mathbf{f}_J \cdot \mathbf{EENS}_C^D, \quad (630)$$

onde  $\mathbf{R}_{ESI}^D$ ,  $\mathbf{R}_{ESP}^D$  e  $\mathbf{R}_{ESC}^D$  são respectivamente os vetores de Risco de Energia não Suprida por Equipamento, ou Demanda não Suprida por Equipamento Causador, para desligamentos forçados, programados e falhas protetivas, este último já incluído no risco dos desligamentos forçados. O risco total será a soma destes indicadores para desligamentos programados e forçados, para cada equipamento da rede elétrica:

$$\mathbf{R}_{EST}^D = \mathbf{R}_{ESI}^D + \mathbf{R}_{ESP}^D, \quad (631)$$

onde  $\mathbf{R}_{EST}^D$  é o Risco de Energia Total não Suprida por Equipamento, ou Demanda Total não Suprida por Equipamento Causador. Estes valores podem ser utilizados para hierarquizar os equipamentos e subredes do sistema elétrico segundo o risco de energia interrompida, complementando os indicadores de centralidade do Capítulo 11, conforme ilustrado no seguinte exemplo.

### **Exemplo 152 – Risco de Energia Não Suprida por Equipamento**

Os valores de Risco de Energia não Suprida por Equipamento, calculados por estes vetores, encontram-se representados na Tabela 129, com base nos dados utilizados no sistema exemplo da Figura 30, e os dados da Tabela 15, produzidos pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 129 – Risco de Energia Não Suprida por Equipamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$R_{ESI}^{DT} =$	0,0056	0,0264	0,0280	0,0088	0	0,1060	0	0,0308	(632)
$R_{ESP}^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,0168	(633)
$R_{ESC}^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(634)
$R_{EST}^{DT} =$	0,0056	0,0264	0,0280	0,0088	0	0,1060	0	0,0476	(635)

Os valores de Risco de Energia Total não Suprida por Equipamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do diagrama unifilar do sistema modelo da Figura 114, para fácil visualização.

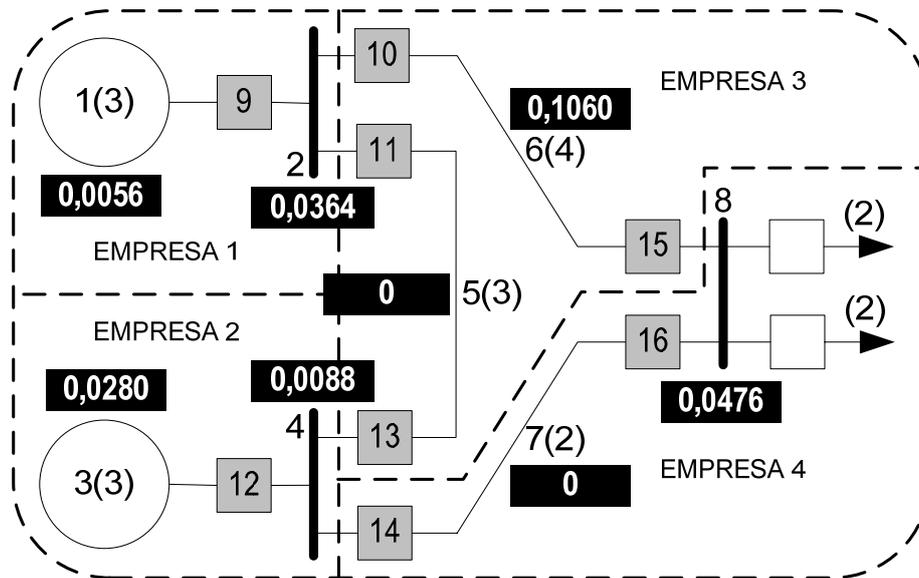


Figura 114 – Risco de Energia Não Suprida Total por Equipamento

Nota-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- É possível hierarquizar os equipamentos deste exemplo em ordem de Risco de Energia Não Suprida, ou Demanda Média Não Suprida: do maior risco, da linha 6, ao menor risco, das linhas 5 e 7, das Empresa 3 e 4 respectivamente. A primeira provoca estrangulamento de transmissão em saídas forçadas, enquanto a linha 5 opera em vazio, e a carga da linha 7 é absorvida pela linha 6, com risco nulo de interrupção de energia.
- A proteção, neste caso, não apresenta Risco de Energia Não Suprida a qualquer dos equipamentos, assim como as linhas 5 e 7.
- Apenas a barra 8 da Empresa 4 apresenta Risco de Energia Não Suprida por desligamento programado, já que não é possível a transferência de carga para outra barra.

■

Por último, a totalização destes valores por empresa pode ser realizada pelas expressões:

$$\mathbf{R}_{ESTS}^D = \mathbf{S} * \mathbf{R}_{EST}^D, \quad (636)$$

onde  $\mathbf{R}_{ESTS}^D =$  Risco de Energia não Suprida Total por Sistema por Desligamento, conforme verificado no seguinte exemplo:

**Exemplo 153 – Risco de Energia Não Suprida Total por Sistema por Desligamento**

Os valores de Risco de Energia Não Suprida Total, por sistema e por desligamento, calculadas por este vetor, encontram-se representados na Tabela 130 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 130 – Risco de Energia Não Suprida Total por Sistema por Desligamento*

Empresa	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	
$\mathbf{R}_{ESTS}^{DT} =$	0,0320	0,0368	0,1060	0,0476	(637)

Observa-se que as empresas de geração 1 e 2 apresentam os menores riscos de energia interrompida por desligamento, inferiores ao risco da empresa 4, única empresa com carga própria.

■

Estes exemplos ilustram a utilidade e interpretação destes indicadores na identificação e hierarquização dos subsistemas e pontos críticos na rede elétrica, com relação ao risco de corte de carga. Simulações idênticas podem ser realizadas com indicadores focados no impacto do desligamento sobre o usuário final, em cada ponto de acesso ao sistema elétrico.

**(B) Perspectiva do Impacto do Desligamento**

Na abordagem do impacto do desligamento, sob a ótica do usuário ou acessante do sistema elétrico, cada equipamento é visto como destinatário da propagação de desligamentos originados em outros componentes. Neste caso, interessa estimar a energia e demanda não suprida pelo sistema no ponto de conexão da rede, segundo a definição seguinte.

**Definição 217 – Esperança de Energia não Suprida por Equipamento**

A Esperança de Energia não Suprida por Equipamento (EENS) estima a quantidade de energia e carga que é interrompida em média, em cada ponto da rede, em decorrência de desligamentos dos próprios componentes e originados nos demais componentes da rede.

■

Isto envolve a estimação dos impactos percebidos por cada usuário ou ponto de acesso, de todas as perturbações em outras partes da rede e no ponto de conexão. Assim, o vetor de Esperança de Energia não Suprida por equipamento e por desligamento forçado será avaliado propagando-se todos os desligamentos forçados possíveis de ocorrência na rede, em direção ao componente avaliado, pela equação:

$$\mathbf{EENS}_I^E = [\mathbf{EENS}_{Ii}^E] = [\mathbf{EENS}_{Ij}^E] = \mathbf{D}_{AI} \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \quad (638)$$

podendo ser particionado entre as empresas interligadas. Cada elemento  $EENS_{Ii}^E$  deste vetor estimará a energia total média interrompida no componente  $i$  por desligamento forçado nos demais componentes da rede elétrica. Esta energia será responsável por uma rejeição média de demanda estimada na seguinte definição:

**Definição 218 – Potência não Suprida por Equipamento**

A Esperança de Potência não Suprida por Equipamento (EPNS) estima a quantidade de carga que é interrompida em média, em cada ponto da rede, em decorrência de desligamentos dos próprios componentes e nos demais componentes da rede.

■

O vetor de Esperança de Potência não Suprida no equipamento por desligamento forçado será estimado pela carga conectada a cada componente, ponderada pela fração de tempo na qual a carga é interrompida forçadamente, por desligamentos de outros itens, ou seja:

$$\mathbf{EPNS}_I^E = [\mathbf{EPNS}_{Ii}^E] = [\mathbf{EPNS}_{Ij}^E] = \mathbf{F}_I \cdot * \mathbf{D}_I \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \quad (639)$$

podendo também ser particionado entre as  $N$  empresas interligadas, onde cada elemento  $EPNS_{Ii}^E$  deste vetor estima a potência total média interrompida no componente  $i$  para desligamentos forçados nos demais componentes da rede elétrica. Nestes valores estão incluídos as parcelas da energia e potência interrompidas devido a falhas nos sistemas de proteção dos demais equipamentos, que se refletem no item avaliado, estimadas pelas equações:

$$\mathbf{EENS}_C^E = [\mathbf{EENS}_{Ci}^E] = [\mathbf{EENS}_{Cj}^E] = \mathbf{D}_{AC} \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \quad (640)$$

$$\mathbf{EPNS}_C^E = [\mathbf{EPNS}_{Ci}^E] = [\mathbf{EPNS}_{Cj}^E] = \mathbf{F}_C \cdot * \mathbf{D}_C \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})]. \quad (641)$$

Analogamente, o vetor de Esperança de Energia não Suprida no equipamento por desligamento programado será resultante da propagação da duração de todos os desligamentos programados de todos os componentes da rede que alcançam o componente avaliado. Calcula-se pelo vetor:

$$\mathbf{EENS}_P^E = [\mathbf{EENS}_{Pi}^E] = [\mathbf{EENS}_{Pj}^E] = \mathbf{D}_{AP} \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} > \mathbf{0})], \quad (642)$$

particionado pelas  $N$  empresas interligadas. Assim, cada elemento  $EENS_{Pi}^E$  deste vetor estima a energia total média interrompida no componente  $i$  para cada desligamento forçado nos demais componentes da rede elétrica.

De forma similar, o vetor de Esperança de Potência não Suprida no equipamento por desligamento programado será estimado pela carga conectada a cada componente, ponderada pela fração de tempo na qual a carga é interrompida por desligamentos programados em outros componentes:

$$EPNS_P^E = [EPNS_{Pi}^E] = [EPNS_{Pj}^E] = F_P \cdot D_P \cdot [I_D \cdot (I > 0)], \quad (643)$$

onde cada elemento  $EPNS_{Pi}^E$  deste vetor estima a potência total média interrompida no componente  $i$  para cada desligamento programado nos demais componentes da rede elétrica. Com isto, os Vetores de Esperança de Energia Acumulada e Potência Não Suprida no equipamento, por desligamento, serão expressos por:

$$EENS^E = [EENS_i^E] = [EENS_j^E] = EENS_I^E + EENS_P^E + EENS_C^E, \quad (644)$$

$$EPNS^E = [EPNS_i^E] = [EPNS_j^E] = EPNS_I^E + EPNS_P^E + EPNS_C^E, \quad (645)$$

$$EENS_T^E = \sum EENS^E, \quad (646)$$

$$EPNS_T^E = \sum EPNS^E, \quad (647)$$

e particionados entre as  $N$  empresas interligadas. Nestes vetores, os elementos  $EENS_i^E$  e  $EPNS_i^E$  estimam a energia e potência total média, respectivamente, interrompidas no componente  $i$  para cada desligamento, programado ou forçado, nos demais componentes da rede elétrica. Os valores  $EENS_T^E$  e  $EPNS_T^E$  estimam a energia e potência total não suprida pelo sistema, conforme mostrado no exemplo a seguir:

#### Exemplo 154 – Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento

Os valores de Esperança de Energia Não Suprida, representados nestes vetores, encontram-se listados na Tabela 131, para o sistema exemplo da Figura 30, e os dados da Tabela 15, calculados com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 131 – Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EENS_I^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,1880	(648)
$EENS_C^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(649)
$EENS_P^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,0160	(650)
$EENS^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,2040	(651)

Os valores de Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento estão reproduzidos nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 115, para fácil visualização.

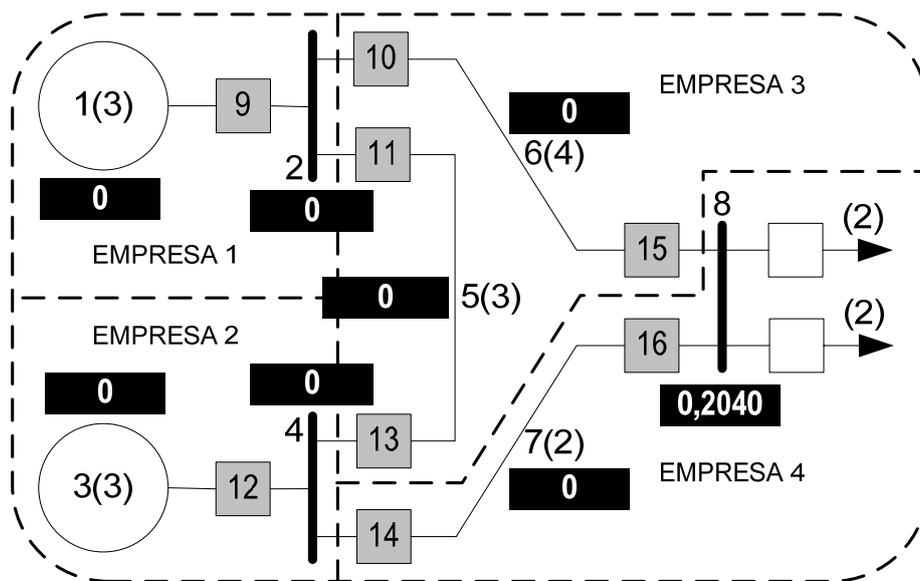


Figura 115 – Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento

Nota-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- Apenas a barra 8 da Empresa 4 apresenta valores não nulos de Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento, considerando ser a única barra de carga do sistema interligado. A maior parcela deve-se a interrupções forçadas, enquanto a menor refere-se a desligamentos programados no sistema.
- Não há previsão de energia não suprida devido a falhas de atuação das proteções de componentes da rede.

A Tabela 132 resume os resultados equivalentes para a Esperança de Potência Não Suprida nos pontos de acesso, nas mesmas condições acima.

Tabela 132 – Esperança de Potência Não Suprida por Equipamento

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EPNS_I^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,1880	(652)
$EPNS_C^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(653)
$EPNS_P^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,0160	(654)
$EPNS^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0,2040	(655)

Para visualização, os valores de Esperança de Potência Não Suprida por Equipamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 116.

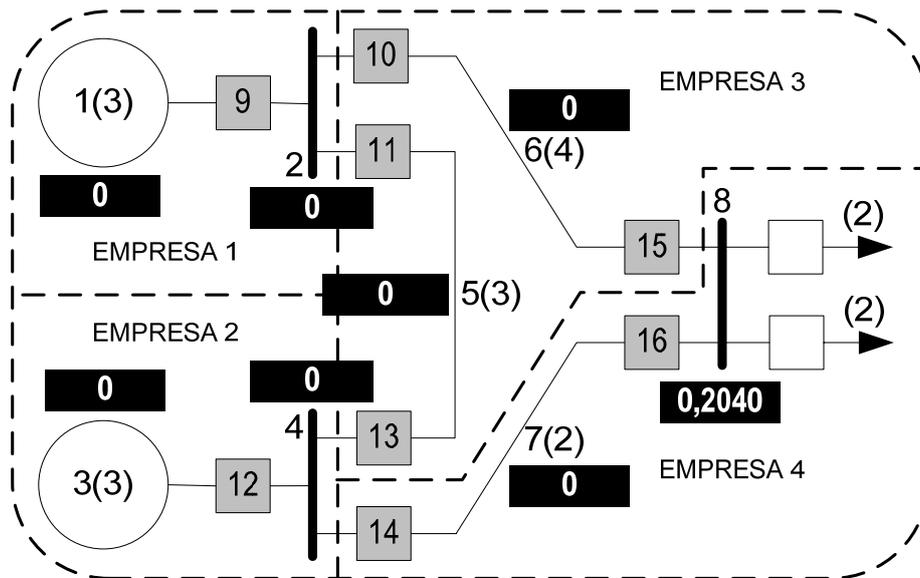


Figura 116 – Esperança de Potência Não Suprida por Equipamento

Nota-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- Apenas a barra 8 da Empresa 4 apresenta valores não nulos de potência não suprida, considerando ser a única barra de carga do sistema interligado.
- Não há previsão de potência interrompida devido a falhas de atuação das proteções de componentes da rede.
- Os valores de potência não suprida por barra da Tabela 131 são idênticos aos valores de energia não suprida por barra da Tabela 132, quando expressos em valores por unidade, conforme esperado.

■

De posse destes indicadores, também pode ser de interesse avaliar a distribuição de responsabilidade destas perdas entre os diversos agentes, totalizando por sistema, pelas expressões:

$$\mathbf{EENS}_S^E = [\mathbf{S} * (\mathbf{EENS}^E .* \mathbf{F})] ./ (\mathbf{S} * \mathbf{F}), \quad (656)$$

$$\mathbf{EPNS}_S^E = [\mathbf{S} * (\mathbf{EPNS}^E .* \mathbf{F})] ./ (\mathbf{S} * \mathbf{F}), \quad (657)$$

onde  $(.*)$  e  $(./)$  são os operadores de multiplicação e divisão escalares do *MatLab*<sup>®</sup>;  
 $\mathbf{EENS}_S^E$  = Esperança de Energia não Suprida por Sistema por Equipamento;  
 $\mathbf{EPNS}_S^E$  = Esperança de Potência não Suprida por Sistema por Equipamento.

Esta totalização, para as empresas de um sistema elétrico, pode ser verificada no seguinte exemplo:

#### Exemplo 155 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Equipamento

Os valores de Esperança de Energia e Potência Não Supridas, por sistema e por equipamento, calculadas por estes vetores, encontram-se representados na Tabela

133 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, produzidos pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 133 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Equipamento*

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$EENS_S^{ET} =$	0	0	0	0,0716	(658)
$EPNS_S^{ET} =$	0	0	0	0,0716	(659)

Observa-se que as empresas 1 a 3, por não possuírem cargas próprias conectadas, não sofrem interrupções de energia ou potência suprida; todas as interrupções ocorrem na empresa 4, única com carga própria conectada. A identidade entre a potência (0,0716 pu) e energia (0,0716 pu) interrompidas nesta empresa deve-se à representação de valores em (pu) por unidade, assumindo a unidade de tempo igual a 1.

■

Estes exemplos demonstram as possibilidades de estimação de indicadores de risco de perda de suprimento a consumidores do sistema elétrico, complementando os indicadores de centralidade do Capítulo 11. Podem ser usados também para quantificar a distribuição de responsabilidade pelas interrupções de suprimento, entre os agentes interligados.

### 13.9. Responsabilidade por Energia e Potência não Supridas

Para avaliar a contribuição ou responsabilidade de cada empresa sobre a energia e potência não supridas, em seus pontos de acesso ou em pontos de conexão de outras empresas, será útil definir o significado destes termos, e avaliar o impacto cruzado dos diversos agentes entre si, no sistema interligado.

#### **Definição 219 – Responsabilidade por Energia não Suprida**

Diz-se que uma empresa ou equipamento é responsável por uma perturbação na rede elétrica que resulte em interrupção de um montante de energia suprida, se a perturbação for resultante de uma cascata de desligamentos originária de uma saída forçada ou programada, por causa própria, na empresa ou equipamento de sua propriedade.

■

Nestes desligamentos, interessa aferir o impacto sofrido por uma empresa devido a perturbações originárias em outras empresas, em termos de energia não suprida. Este impacto poderá ser medido através da Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Esperança de Energia Não Suprida ( $EENS_{ij}$ ) da empresa  $i$  para os desligamentos na empresa  $j$ , estimada pela expressão:

$$EENS_{ij} = \text{diag}((\mathbf{1} > 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{Aij}, \quad (660)$$

que calcula a energia não suprida pela empresa  $j$  por desligamentos originados na empresa  $i$ , de qualquer natureza (forçada, programada, por reconexão após saídas programadas e forçadas, ou por funcionamento inadequado da proteção), parcelas estas dadas respectivamente por:

$$\mathbf{EENS}_{Iij} = \text{diag}((\mathbf{I} > 0) \cdot \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{AIj}, \quad (661)$$

$$\mathbf{EENS}_{Pij} = \text{diag}((\mathbf{I} > 0) \cdot \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{APij}, \quad (662)$$

$$\mathbf{EENS}_{RAPIj} = \text{diag}((\mathbf{I} > 0) \cdot \mathbf{1}) * \mathbf{R}_{APIj}, \quad (663)$$

$$\mathbf{EENS}_{RAIij} = \text{diag}((\mathbf{I} > 0) \cdot \mathbf{1}) * \mathbf{R}_{AIj}, \quad (664)$$

$$\mathbf{EENS}_{Cij} = \text{diag}((\mathbf{I} > 0) \cdot \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{ACIj}, \quad (665)$$

que somadas fornecem a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Esperança de Energia Não Suprida:

$$\mathbf{EENS}_{ij} = \mathbf{EENS}_{Iij} + \mathbf{EENS}_{Pij} + \mathbf{EENS}_{RAPIj} + \mathbf{EENS}_{RAIij} + \mathbf{EENS}_{Cij}. \quad (666)$$

Estas matrizes são obtidas multiplicando as durações acumuladas de saída de cada equipamento  $i$ , de responsabilidade do equipamento  $j$ , pela carga conectada localmente. Cada submatriz de  $\mathbf{EENS}_{ij}$  também representa a energia interrompida de desligamentos transferidos do equipamento ou empresa  $j$  para os equipamentos da empresa  $i$ . O exemplo a seguir ilustra o cálculo destas matrizes.

#### **Exemplo 156 – Responsabilidade por Energia não Suprida**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15, estas matrizes podem ser particionadas em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 134, calculada com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 134 – Responsabilidade por Energia não Suprida*

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	
$\mathbf{EENS}_{ij} =$	<b>EENS<sub>11</sub></b>	<b>EENS<sub>12</sub></b>	<b>EENS<sub>13</sub></b>	<b>EENS<sub>14</sub></b>	<b>Empresa 1</b>
	<b>EENS<sub>21</sub></b>	<b>EENS<sub>22</sub></b>	<b>EENS<sub>23</sub></b>	<b>EENS<sub>24</sub></b>	<b>Empresa 2</b>
	<b>EENS<sub>31</sub></b>	<b>EENS<sub>32</sub></b>	<b>EENS<sub>33</sub></b>	<b>EENS<sub>34</sub></b>	<b>Empresa 3</b>
	<b>EENS<sub>41</sub></b>	<b>EENS<sub>42</sub></b>	<b>EENS<sub>43</sub></b>	<b>EENS<sub>44</sub></b>	<b>Empresa 4</b>

(667)

Usando os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Energia não Suprida ( $\mathbf{EENS}_{ij}$ ):

Tabela 135 – Matriz de Responsabilidade por Energia não Suprida

	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$EENS_{ij} =$	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0,047	0,047	0,047

(668)

Observa-se, nesta matriz, que as energias não supridas das empresas 1 a 3 são todas nulas, pois não possuem cargas conectadas e portanto não são impactadas por desligamentos das demais empresas. A empresa de distribuição 4 sofre impacto de energia não suprida por desligamentos dos equipamentos da empresa 3 e nos equipamentos de sua própria propriedade. Matrizes similares podem ser calculadas para todos os tipos de desligamentos, utilizando as expressões (661) a (665), implementadas no programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

■

Uma definição análoga pode ser usada para estimar a responsabilidade distribuída pela potência da carga interrompida:

**Definição 220 – Responsabilidade por Potência não Suprida**

Diz-se que uma empresa ou equipamento é responsável por uma perturbação na rede elétrica que resulte em interrupção de potência suprida, se a perturbação for resultante de uma cascata de desligamentos originária de uma saída forçada ou programada, por causa própria, na empresa ou equipamento de sua propriedade.

■

Neste caso, interessa aferir o impacto sofrido por uma empresa devido a perturbações originárias em outras empresas, em termos de potência média não suprida. Este impacto poderá ser medido através da Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) da Esperança de Potência Não Suprida ( $EPNS_{ij}$ ) da empresa  $i$  para os desligamentos na empresa  $j$ , dada pela expressão:

$$EPNS_{ij} = EENS_{ij} / Tempo , \tag{669}$$

onde *Tempo* é o intervalo de referência para estimação da potência média não suprida pela empresa  $j$  por desligamentos originados na empresa  $i$  (de natureza forçada, programada, durante reconexão após saídas programadas e forçadas, ou por funcionamento inadequado da proteção), dadas respectivamente por:

$$EPNS_{ij} = EENS_{ij} / Tempo , \tag{670}$$

$$EPNS_{p_{ij}} = EENS_{p_{ij}} / Tempo , \tag{671}$$

$$EPNS_{RAPij} = EENS_{RAPij} / Tempo, \quad (672)$$

$$EPNS_{RAIij} = EENS_{RAIij} / Tempo, \quad (673)$$

$$EPNS_{Cij} = EENS_{Cij} / Tempo. \quad (674)$$

Quando somadas estas parcelas fornecem a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Esperança de Potência Não Suprida:

$$EPNS_{ij} = EPNS_{Iij} + EPNS_{Pij} + EPNS_{RAPij} + EPNS_{RAIij} + EPNS_{Cij}. \quad (675)$$

Estas expressões simplesmente dividem as energias não supridas acumuladas, resultantes de saídas de cada equipamento  $i$ , de responsabilidade do equipamento  $j$ , pelo período de avaliação. Cada elemento da matriz  $EPNS_{ij}$  representará uma submatriz da potência média interrompida de desligamentos transferidos do equipamento ou empresa  $j$  para os equipamentos da empresa  $i$ . O exemplo a seguir ilustra o cálculo destas matrizes.

#### Exemplo 157 – Responsabilidade por Potência não Suprida

No sistema elétrico modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15, estas matrizes podem ser particionadas em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados de potência não suprida, entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 136, calculada com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 136 – Responsabilidade por Potência não Suprida

	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$EPNS_{ij} =$	$EPNS_{11}$	$EPNS_{12}$	$EPNS_{13}$	$EPNS_{14}$	Empresa 1
	$EPNS_{21}$	$EPNS_{22}$	$EPNS_{23}$	$EPNS_{24}$	Empresa 2
	$EPNS_{31}$	$EPNS_{32}$	$EPNS_{33}$	$EPNS_{34}$	Empresa 3
	$EPNS_{41}$	$EPNS_{42}$	$EPNS_{43}$	$EPNS_{44}$	Empresa 4

(676)

Usando os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Potência não Suprida ( $EPNS_{ij}$ ):

Tabela 137 – Matriz de Responsabilidade por Potência não Suprida

	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$EPNS_{ij} =$	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0,047	0,047	0,047

(677)

Observa-se que esta matriz, quando expressa em (pu) por unidade, é idêntica à matriz  $EENS_{ij}$ , (Tabela 135) considerando que a base de referência de tempo é idêntica ao período de acumulação da energia não suprida. Nota-se ainda que as potências não supridas das empresas 1 a 3 são todas nulas, pois não possuem cargas conectadas e portanto não são impactadas por desligamentos das demais empresas, se medidas sob esta ótica. A empresa de distribuição 4 sofre impacto de potência não suprida por desligamentos dos equipamentos da empresa 3 e dos equipamentos de sua própria propriedade. Matrizes similares poderiam ser calculadas para todos os tipos de desligamentos, utilizando as expressões (670) a (674).

■

Estes modelos simulam a distribuição de responsabilidade por perdas operacionais dos consumidores da rede elétrica, devido à falta de suprimento de cargas. Posteriormente serão utilizados também para estimar as probabilidades e esperanças de perda de carga das empresas. Uma análise similar pode ser realizada para determinar os montantes de energia não gerada, devido a desligamentos da rede elétrica.

### 13.10. Energia e Potência Não Geradas

Seguindo o método adotado para a energia e potência não supridas, duas abordagens são possíveis na estimação da energia e potência não geradas decorrentes de perturbações em sistemas elétricos: **(A)** a primeira, sob a ótica do operador ou mantenedor do sistema elétrico, tenta estimar a energia não gerada em cada perturbação, por eventos originados de qualquer equipamento do sistema, de propriedade das empresas interligadas; **(B)** a segunda, sob a ótica do agente gerador ou autoprodutor, tenta medir a energia não gerada em pontos específicos de acesso à rede, decorrente de perturbações no restante da rede. A Figura 117 ilustra essas abordagens.

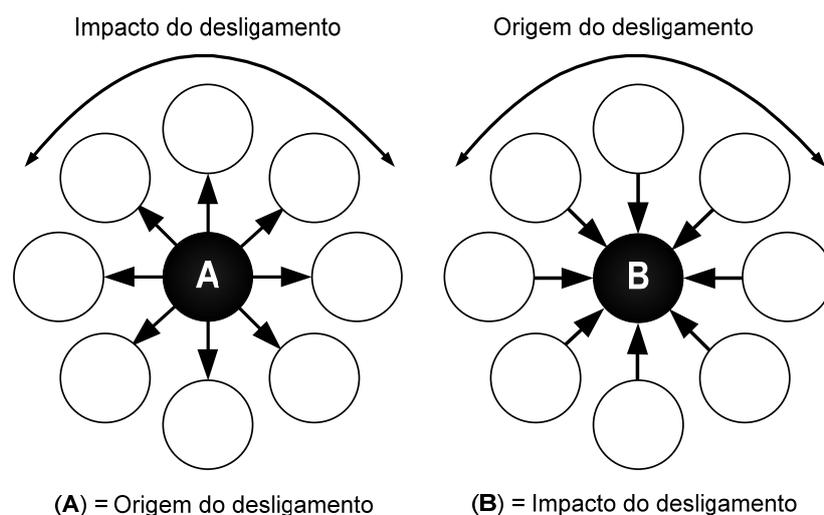


Figura 117 – Modelo de Avaliação de Energia Não Gerada

Os parágrafos seguintes detalham estas medidas inicialmente sobre a ótica da origem do desligamento, e depois, sob a ótica do impacto do desligamento.

### (A) Perspectiva da Origem do Desligamento

Para o planejador ou operador do sistema, interessa avaliar os montantes de energia e potência de geração interrompidas em cada contingência ou desligamento da rede elétrica, segundo as seguintes definições:

#### Definição 221 – Energia não Gerada por Desligamento

A Esperança de Energia não Gerada por desligamento estima a quantidade de energia gerada que é interrompida, simultaneamente em todos os pontos de geração da rede, quando da ocorrência de um desligamento, originado em qualquer dos componentes do sistema.

■

#### Definição 222 – Potência não Gerada por Desligamento

A Esperança de Potência não Gerada por desligamento estima a quantidade de potência gerada que é interrompida, simultaneamente em todos os pontos de geração da rede, quando da ocorrência de um desligamento, em qualquer dos componentes do sistema.

■

Com base nestas definições é possível calcular índices equivalentes às métricas dos pontos de consumo, para Energia e Potência Não Gerada na rede, invertendo o sinal da carga nas expressões anteriores, modelando a potência gerada em cada nó da rede. Assim, por similaridade com o item 13.8 (A), sob a perspectiva da origem da contingência, utilizando as matrizes já definidas, tem-se:

(a) O vetor de Esperança de Energia não Gerada por desligamento forçado:

$$\mathbf{EENG}_I^D = [\mathbf{EENG}_{i_i}^D] = [\mathbf{EENG}_{j_j}^D] = \left( (\mathbf{r}_D * \mathbf{A}_I + \mathbf{r}_D * \mathbf{T}_C^T + \mathbf{d}_{ID} * \mathbf{A}_I) * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} < 0)) \right), \quad (678)$$

onde cada elemento  $\mathbf{EENG}_{i_i}^D$  deste vetor estima a energia total média não gerada no sistema elétrico para cada desligamento forçado no componente  $i$ , obtida propagando-se as durações dos desligamentos forçados em cascata até os geradores da rede.

(b) O vetor de Esperança de Potência não Gerada por desligamento forçado:

$$\mathbf{EPNG}_I^D = [\mathbf{EPNG}_{i_i}^D] = [\mathbf{EPNG}_{j_j}^D] = (\mathbf{A}_I * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} < 0))), \quad (679)$$

onde cada elemento  $\mathbf{EPNG}_{i_i}^D$  deste vetor estima a potência total média não gerada no sistema elétrico para cada desligamento forçado no componente  $i$ , obtida totalizando as potências de geração de cada barra interrompida pela propagação do desligamento original.

(c) O vetor de Esperança de Energia não Gerada por Falha Protetiva:

$$\mathbf{EENG}_C^D = [EENG_{C_i}^D] = [\mathbf{EENG}_{C_j}^D] = \left| \left( (\mathbf{r}_D * \mathbf{T}_C^T) * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} < 0)) \right) \right|, \quad (680)$$

onde cada elemento  $EENG_{C_i}^D$  deste vetor estima a energia total média não gerada no sistema elétrico para cada falha protetiva no componente  $i$ .

(d) O vetor de Esperança de Potência não Gerada por Falha Protetiva:

$$\mathbf{EPNG}_C^D = [EPNG_{C_i}^D] = [\mathbf{EPNG}_{C_j}^D] = \left| \left( \mathbf{T}_C^T * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} < 0)) \right) \right|, \quad (681)$$

onde cada elemento  $EPNG_{C_i}^D$  deste vetor estima a potência total média não gerada por falha no componente  $i$ .

(e) O vetor de Esperança de Energia não Gerada por desligamento programado

$$\mathbf{EENG}_P^D = [EENG_{P_i}^D] = [\mathbf{EENG}_{P_j}^D] = \left| \left( (\mathbf{r}_D + \mathbf{d}_{PD}) * \mathbf{A}_P \right) * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} < 0)) \right|, \quad (682)$$

onde cada elemento  $EENG_{P_i}^D$  deste vetor estima a energia total média não gerada no sistema elétrico para cada desligamento programado no componente  $i$ , obtida propagando-se as durações dos desligamentos programados em cascata até os geradores da rede.

(f) O vetor de Esperança de Potência não Gerada por desligamento programado:

$$\mathbf{EPNG}_P^D = [EPNG_{P_i}^D] = [\mathbf{EPNG}_{P_j}^D] = \left| \left( \mathbf{A}_P * (\mathbf{I}_D * (\mathbf{I} < 0)) \right) \right|, \quad (683)$$

onde cada elemento  $EPNG_{P_i}^D$  estima a potência total média não gerada no sistema elétrico para cada desligamento programado no componente  $i$ .

(g) O Vetor de Esperança de Energia Média Não Gerada por desligamento:

$$\mathbf{EENG}^D = [EENG_i^D] = [\mathbf{EENG}_j^D] = (\mathbf{f}_{ID} + \mathbf{f}_{PD})^{-1} * (\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{EENG}_I^D + \mathbf{f}_{PD} * \mathbf{EENG}_P^D), \quad (684)$$

onde cada elemento  $EENG_{A_i}^D$  deste vetor estima a energia média não gerada no sistema elétrico para cada desligamento no componente  $i$ , obtida propagando-se as durações dos desligamentos em cascata até os geradores da rede.

(h) O Vetor de Esperança de Potência Média Não Gerada por desligamento:

$$\mathbf{EPNG}^D = [EPNG_i^D] = [\mathbf{EPNG}_j^D] = (\mathbf{f}_{ID} + \mathbf{f}_{PD})^{-1} * (\mathbf{f}_{ID} * \mathbf{EPNG}_I^D + \mathbf{f}_{PD} * \mathbf{EPNG}_P^D), \quad (685)$$

onde cada elemento  $EPNG_i^D$  deste vetor estima a potência total média não gerada no sistema elétrico para cada desligamento no componente  $i$ .

Os exemplos seguintes mostram os cálculos destes vetores para a energia não gerada de um sistema elétrico:

### Exemplo 158 – Esperança de Energia Não Gerada por Desligamento

Os valores destes vetores encontram-se representados na Tabela 138, para o sistema exemplo da Figura 30, e os dados da Tabela 15, calculados com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 138 – Esperança de Energia Não Gerada por Desligamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EENG_I^{DT} =$	0,5600	0,8800	1,4000	0,8800	0	0	0	0	(686)
$EENG_C^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(687)
$EENG_P^{DT} =$	0,6800	0,8400	0,7000	0,8400	0	0	0	0	(688)
$EENG^{DT} =$	0,6560	0,8600	1,1666	0,8533	0	0	0	0	(689)

Os valores de Energia Não Produzida Média por Desligamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo, para visualização na Figura 118.

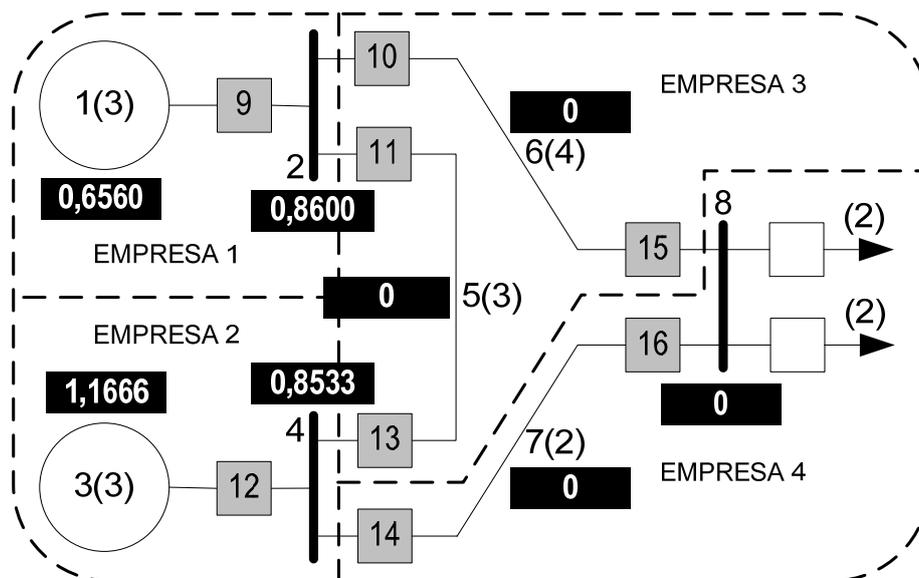


Figura 118 – Energia Não Gerada Média por Desligamento

Nota-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- A indisponibilidade programada dos equipamentos das empresas 3 e 4 não produz interrupção de energia gerada, indicada pelos zeros na linha  $EENG_P^{DT}$  da Tabela 138, e colunas correspondentes.
- A interrupção de energia gerada atribuída à proteção é nula, por já estar incluída nos demais desligamentos forçados.

■

Um exemplo similar ilustra o cálculo da potência não gerada, para um sistema elétrico:

### Exemplo 159 – Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento

A Tabela 139 resume os resultados equivalentes para a Esperança de Potência Não Gerada, nas mesmas condições do exemplo anterior, para o sistema elétrico modelo da Figura 30, e os dados da Tabela 15, calculados com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 139 – Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EPNG_I^{DT} =$	4	4	4	4	0	0	0	0	(690)
$EPNG_C^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(691)
$EPNG_P^{DT} =$	2	2	2	2	0	0	0	0	(692)
$EPNG^{DT} =$	2,4	3	3,3333	2,6666	0	0	0	0	(693)

Os valores de Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 119.

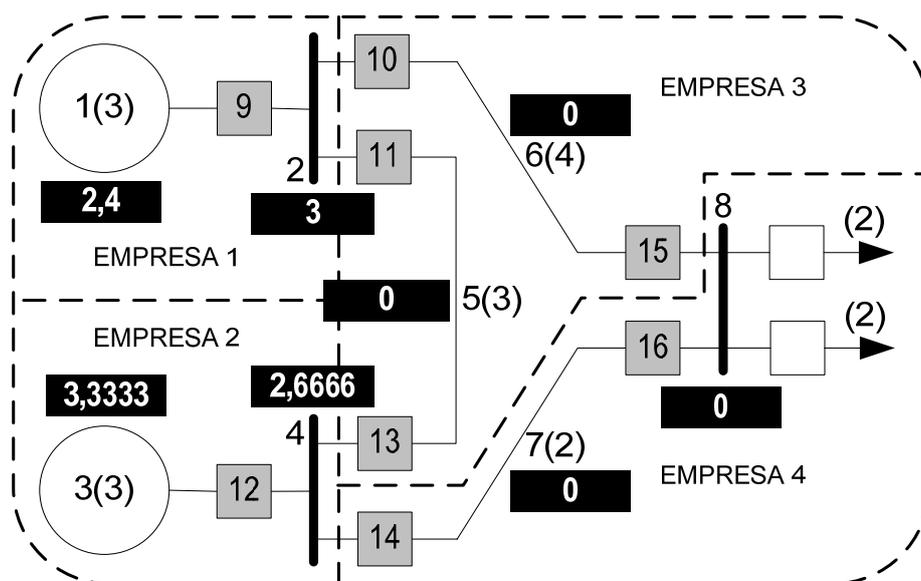


Figura 119 – Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento

Destacam-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- Apenas as empresas de geração 1 e 2 são responsáveis por perda de potência disponibilizada para o sistema, por desligamento em qualquer parte da rede.
- As demais empresas são responsáveis apenas pela transmissão e distribuição, sem capacidade própria de geração.

■

Com estes vetores, a distribuição de responsabilidade por energia não gerada, nestes casos, pode ser estimada totalizando os valores por empresa, pelas seguintes expressões:

$$EENG_S^D = [S * (EENG^D .* f)] / (S * f), \quad (694)$$

$$EPNG_S^D = [S * (EPNG^D .* f)] / (S * f), \quad (695)$$

onde  $(.*)$  e  $(./)$  são os operadores de multiplicação e divisão escalares do *MatLab*<sup>®</sup>;  
 $EENG_S^D =$  Esperança de Energia não Gerada por Sistema por Desligamento;  
 $EPNG_S^D =$  Esperança de Potência não Gerada por Sistema por Desligamento.

O cálculo destes vetores em um sistema elétrico pode ser demonstrado com o seguinte exemplo:

### Exemplo 160 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Desligamento

Os valores de Esperança de Energia e Potência Não Geradas, por sistema e por desligamento, encontram-se representados na Tabela 140 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 140 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Desligamento

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$EENG_S^{DT} =$	0,7673	1,0100	0	0	(696)
$EPNG_S^{DT} =$	2,7273	3,0000	0	0	(697)

Observa-se que as empresas 3 e 4 não são responsáveis por valores de energia e potência não geradas durante desligamentos. As empresas 1 e 2 são responsáveis por interrupções na potência de geração superiores a sua própria geração, uma vez que também desligam geradores simultaneamente, durante contingências originadas em uma delas. Este resultado já era previsível considerando que ambas formam um conjunto fortemente conexo, para desligamentos forçados, estudados no parágrafo 11.5.

■

Neste ponto, conhecidos os níveis de energia não gerada em cada desligamento, é possível estimar o risco relativo de interrupção da geração introduzido por cada equipamento ao sistema elétrico, em complemento aos indicadores de centralidade do Capítulo 11. A seguinte definição será utilizada para esta métrica:

### Definição 223 – Risco de Energia não Gerada por Equipamento

O Risco de Energia não Gerada por Equipamento é uma medida do nível de participação do equipamento na energia não gerada para o sistema, avaliada pela correlação da frequência de desligamentos originados no equipamento, com a energia total não gerada pelo sistema em cada desligamento.

■

Esta definição segue também o padrão de avaliação de risco introduzido no parágrafo 3.3, onde a consequência de cada evento é medida pela energia não gerada:

$$R_{EGT}^D = \sum_{i \in S} F_i * EENG_i. \quad (698)$$

Neste caso  $F_i$  é a frequência do evento  $i$ ,  $EENG_i$  sua consequência medida pela energia não gerada no desligamento  $i$ , e o somatório é realizado sobre o conjunto de eventos de interesse  $S$ . Dimensionalmente, este risco equivale à Potência Média Não Gerada para o sistema, por causas originárias de cada equipamento da rede. Matricialmente pode ser estratificada pelos riscos oriundos dos desligamentos forçados, programados e por falhas protetivas, pelas expressões:

$$\mathbf{R}_{EGI}^D = \mathbf{f}_I \cdot \mathbf{EENG}_I^D, \quad (699)$$

$$\mathbf{R}_{EGP}^D = \mathbf{f}_P \cdot \mathbf{EENG}_P^D, \quad (700)$$

$$\mathbf{R}_{EGC}^D = \mathbf{f}_I \cdot \mathbf{EENG}_C^D, \quad (701)$$

onde  $\mathbf{R}_{EGI}^D$ ,  $\mathbf{R}_{EGP}^D$  e  $\mathbf{R}_{EGC}^D$  são os vetores de Risco de Energia não Gerada por Equipamento, ou Geração não Produzida por Equipamento Causador, para desligamentos forçados, programados e falhas protetivas, respectivamente, este último já incluído no risco devido a desligamentos forçados. O risco total será a soma destes indicadores para desligamentos programados e forçados, para cada equipamento da rede elétrica:

$$\mathbf{R}_{EGT}^D = \mathbf{R}_{EGI}^D + \mathbf{R}_{EGP}^D, \quad (702)$$

onde  $\mathbf{R}_{EGT}^D$  é o Risco de Energia Total não Gerada por Equipamento, ou Geração Total não Produzida por Equipamento Causador. Estes valores podem ser utilizados para hierarquizar os equipamentos e subredes do sistema elétrico segundo o risco de energia não gerada, em complemento às métricas de centralidade do Capítulo 11, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

#### Exemplo 161 – Risco de Energia Não Gerada por Equipamento

Os valores de Risco de Energia não Gerada por Equipamento, calculados por estes vetores, encontram-se representados na Tabela 141, para o sistema exemplo da Figura 30, e os dados da Tabela 15, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 141 – Risco de Energia Não Gerada por Equipamento

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{R}_{EGI}^{DT} =$	0,0056	0,0264	0,0280	0,0088	0	0	0	0	(703)
$\mathbf{R}_{EGP}^{DT} =$	0,0272	0,0252	0,0070	0,0168	0	0	0	0	(704)
$\mathbf{R}_{EGC}^{DT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(705)
$\mathbf{R}_{EGT}^{DT} =$	0,0328	0,0516	0,0350	0,0256	0	0	0	0	(706)

Para visualização no diagrama unifilar, os valores de Risco de Energia Total não Gerada por Equipamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do sistema modelo da Figura 121.

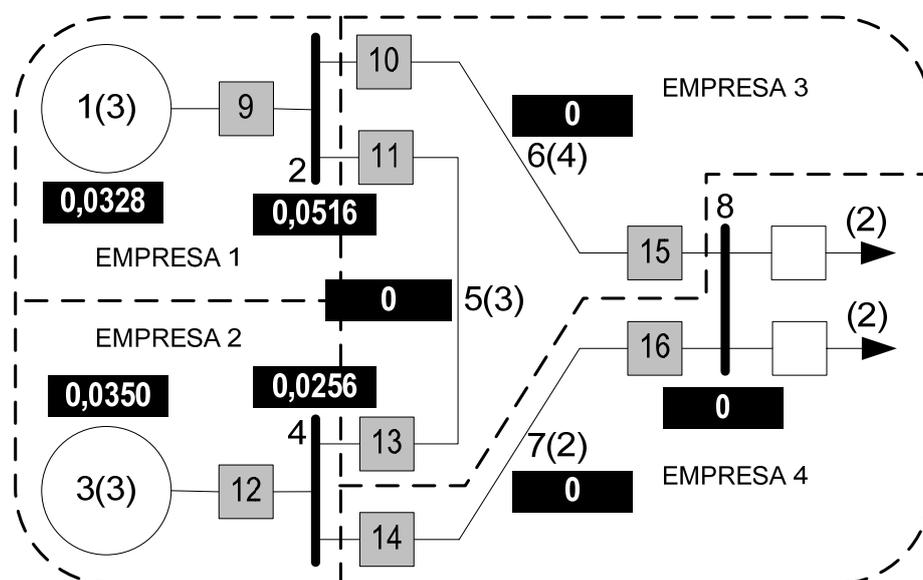


Figura 120 – Risco de Energia Não Gerada Total por Equipamento

Notam-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- É possível hierarquizar os equipamentos deste exemplo em ordem de Risco de Energia Não Gerada, ou potência média não gerada: do maior risco, da barra 2 da Empresa 1, ao menor risco, da barra 8, da Empresa 4, e linhas 5, 6 e 7.
- A barra 8 da Empresa 4 e as linhas 5, 6 e 7 apresentam Risco de Energia Não Gerada nulo, uma vez que desligamentos destes equipamentos não provocam saídas de geradores no restante do sistema.

■

Estes exemplos ilustram novamente a utilidade e interpretação destes indicadores na identificação e hierarquização de pontos críticos no sistema, com relação ao risco de corte de geração, sob a ótica da origem das contingências, de forma similar à análise para perda de carga. Simulações idênticas podem ser realizadas com indicadores focados nos impactos dos desligamentos, para o usuário gerador ou autoprodutor conectado na rede, em cada ponto de acesso ao sistema elétrico, pesquisadas a seguir.

### (B) Perspectiva do Impacto do Desligamento

Na abordagem sob a ótica do agente gerador e acessante do sistema elétrico, interessa estimar a energia e demanda não gerada em cada ponto de conexão da rede, impactadas por contingências na rede elétrica, segundo as definições seguintes.

**Definição 224** – *Esperança de Energia não Gerada por Gerador*

A Esperança de Energia não Gerada por gerador estima a quantidade de energia gerada que é interrompida, em cada ponto de geração da rede, quando da ocorrência de desligamentos, em qualquer dos demais componentes do sistema.

■

**Definição 225 – Esperança de Potência não Gerada por Gerador**

A Esperança de Potência não Gerada por gerador estima a quantidade de potência gerada que é interrompida, em cada ponto de geração da rede, quando da ocorrência de desligamentos, em qualquer dos demais componentes do sistema.

■

Os indicadores que estimam estes impactos, sob a ótica do agente gerador e acessante da rede, também podem ser estimados por similaridade com o parágrafo 13.8. Nesta ótica, interessa estimar a energia e demanda não gerada no ponto de conexão dos geradores com a rede. Isto envolve a estimação dos impactos percebidos por cada agente gerador, de todas as perturbações em outras partes da rede e no ponto de conexão, propagadas até sua geração local. Por similaridade com o parágrafo 13.8 (B) tem-se:

- (a) O vetor de Esperança de Energia não Gerada por equipamento ou ponto de conexão durante desligamento forçado:

$$\mathbf{EENG}_I^E = [EENG_{Ii}^E] = [\mathbf{EENG}_{Ij}^E] = |(\mathbf{D}_{AI} \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} < \mathbf{0})])|, \quad (707)$$

onde cada elemento  $EENG_{Ii}^E$  deste vetor estima a energia média não gerada no gerador  $i$  durante os desligamentos forçados próprios ou nos demais componentes da rede, obtida propagando-se as durações dos desligamentos forçados em cascata até os geradores da rede.

- (b) O vetor de Esperança de Potência não Gerada por equipamento e desligamento forçado:

$$\mathbf{EPNG}_I^E = [EPNG_{Ii}^E] = [\mathbf{EPNG}_{Ij}^E] = |(\mathbf{F}_I \cdot * \mathbf{D}_I \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} < \mathbf{0})])|, \quad (708)$$

onde cada elemento  $EPNG_{Ii}^E$  deste vetor estima a potência média não gerada no gerador  $i$  durante os desligamentos forçados próprios ou nos demais componentes da rede, obtida totalizando as potências de geração interrompidas em cada ponto de acesso, ponderadas pela fração de tempo de indisponibilidade de cada item. Nestes valores estão incluídos a parcela da energia e potência interrompidas devido a falhas nos sistemas de proteção dos demais equipamentos, que se refletem no item avaliado, estimadas pelas equações:

$$\mathbf{EENG}_C^E = [EENG_{Ci}^E] = [\mathbf{EENG}_{Cj}^E] = |(\mathbf{D}_{AC} \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} < \mathbf{0})])|, \quad (709)$$

$$\mathbf{EPNG}_C^E = [EPNG_{Ci}^E] = [\mathbf{EPNG}_{Cj}^E] = |(\mathbf{F}_C \cdot * \mathbf{D}_C \cdot * [\mathbf{I}_D * (\mathbf{1} < \mathbf{0})])|. \quad (710)$$

- (c) O vetor de Esperança de Energia não Gerada por equipamento e desligamento programado:

$$\mathbf{EENG}_P^E = [EENG_{P_i}^E] = [\mathbf{EENG}_{P_j}^E] = |(\mathbf{D}_{AP} \cdot * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} < \mathbf{0})])|, \quad (711)$$

onde cada elemento  $EENG_{P_i}^E$  deste vetor estima a energia média não gerada no gerador  $i$  durante os desligamentos programados próprios ou nos demais componentes da rede, obtida propagando-se as durações dos desligamentos programados em cascata até os geradores da rede.

- (d) O vetor de Esperança de Potência não Gerada por equipamento e desligamento programado:

$$\mathbf{EPNG}_P^E = [EPNG_{P_i}^E] = [\mathbf{EPNG}_{P_j}^E] = |(\mathbf{F}_P \cdot * \mathbf{D}_P \cdot * [\mathbf{1}_D * (\mathbf{1} < \mathbf{0})])|, \quad (712)$$

onde cada elemento  $EPNG_{P_i}^E$  deste vetor estima a potência média não gerada no gerador  $i$  durante os desligamentos programados próprios ou nos demais componentes da rede.

- (e) O Vetor de Esperança de Energia não Gerada por equipamento e desligamento:

$$\mathbf{EENG}^E = [EENG_i^E] = [\mathbf{EENG}_j^E] = \mathbf{EENG}_I^E + \mathbf{EENG}_P^E + \mathbf{EENG}_C^E, \quad (713)$$

onde cada elemento  $EENG_i^E$  estima a energia média não gerada no gerador  $i$  durante os desligamentos próprios ou nos demais componentes da rede, forçados e programados.

- (f) O Vetor de Esperança de Potência não Gerada por equipamento e desligamento:

$$\mathbf{EPNG}^E = [EPNG_i^E] = [\mathbf{EPNG}_j^E] = \mathbf{EPNG}_I^E + \mathbf{EPNG}_P^E + \mathbf{EPNG}_C^E, \quad (714)$$

onde cada elemento  $EPNG_i^E$  estima a potência média não gerada no gerador  $i$  durante os desligamentos próprios ou nos demais componentes da rede.

Os exemplos seguintes ilustram os impactos na geração por contingências na rede elétrica, através da avaliação destes vetores:

### **Exemplo 162 – Esperança de Energia não Gerada por Equipamento**

Os valores destes vetores encontram-se representados na Tabela 142, com base nos dados da Tabela 15, utilizados no sistema elétrico modelo da Figura 30, produzidos pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 142 – Esperança de Energia não Gerada por Equipamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EENG_I^{ET} =$	0,0300	0	0,0300	0	0	0	0	0	(715)
$EENG_C^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(716)
$EENG_P^{ET} =$	0,0480	0	0,0220	0	0	0	0	0	(717)
$EENG^{ET} =$	0,0780	0	0,0520	0	0	0	0	0	(718)

Os valores de Esperança de Energia Não Gerada por Equipamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do diagrama unifilar do sistema modelo da Figura 121.

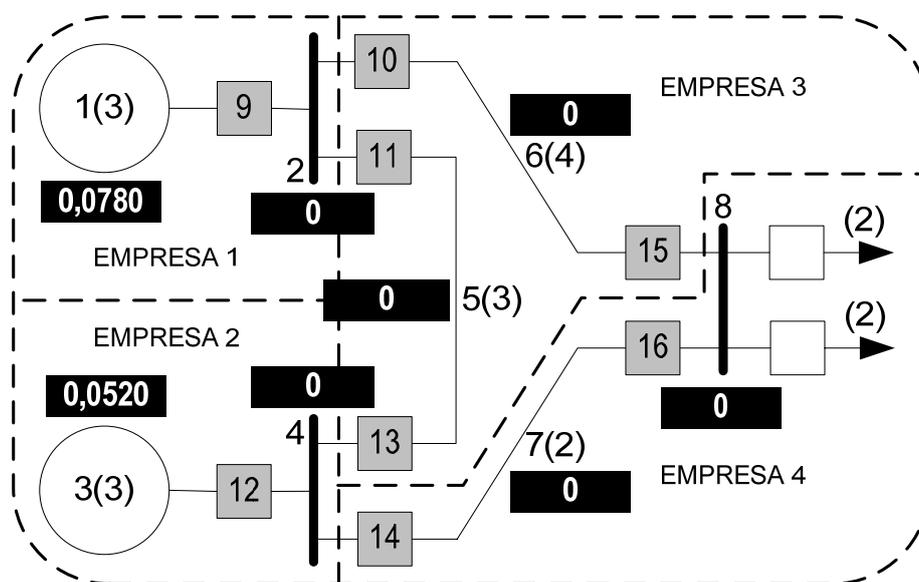


Figura 121 – Esperança de Energia Não Gerada por Equipamento

Notam-se, nesta simulação, os seguintes aspectos:

- Apenas os geradores das Empresas 1 e 2 têm Esperança de Energia Não Gerada diferentes de zero, uma vez que os demais equipamentos são apenas de transmissão ou distribuição.
- A energia não gerada por falhas de proteção é nula, já contemplada na energia não gerada nos desligamentos forçados, neste exemplo.

■

Cálculos similares podem ser realizados para os impactos das contingências da rede nas potências de geração, simuladas no seguinte exemplo:

### Exemplo 163 – Esperança de Potência Não Gerada Por Equipamento

A Tabela 143 resume os resultados equivalentes para a Esperança de Potência Não Gerada, nas mesmas condições do exemplo anterior, com os dados da Tabela 15 para o sistema elétrico modelo da Figura 30, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 143 – Esperança de Potência Não Gerada Por Equipamento

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EPNG_J^{ET} =$	0,0300	0	0,0300	0	0	0	0	0	(719)
$EPNG_C^{ET} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(720)
$EPNG_P^{ET} =$	0,0480	0	0,0220	0	0	0	0	0	(721)
$EPNG^{ET} =$	0,0780	0	0,0520	0	0	0	0	0	(722)

Os valores de Esperança de Potência Não Gerada por Equipamento estão listados nas caixas pretas próximas aos componentes do diagrama unifilar do sistema modelo da Figura 122.

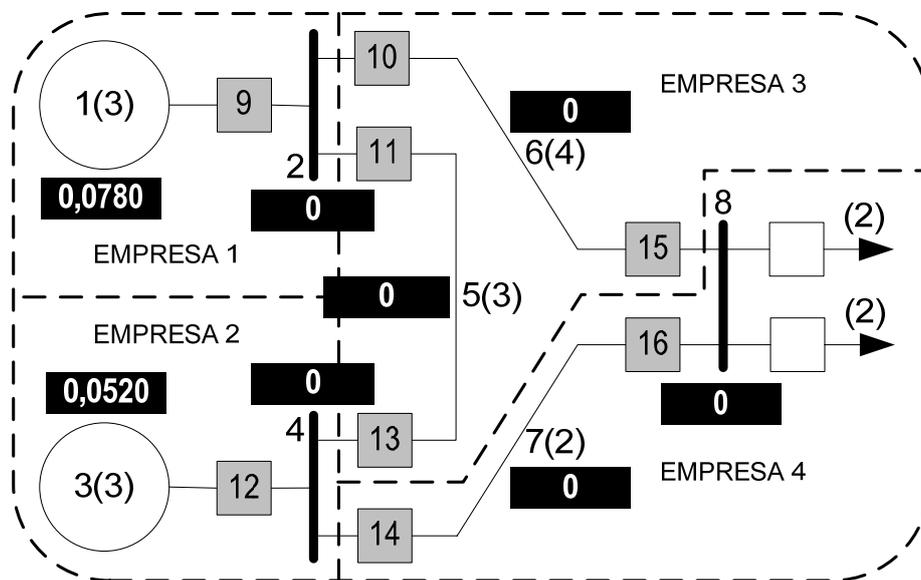


Figura 122 – Esperança de Potência Não Gerada por Equipamento

Ressalta-se, nesta simulação, o seguinte aspecto:

- Os valores de potência não gerada por barra da Tabela 142 são idênticos aos valores de energia não suprida por barra da Tabela 143, quando expressos em valores por unidade, conforme esperado.

■

Conhecidos estes valores a questão seguinte refere-se à distribuição de responsabilidade entre os agentes causadores do *déficit* de geração para o sistema. A responsabilidade pelas interrupções na geração entre as empresas interligadas pode ser estimada totalizando os valores interrompidos por sistema, pelas seguintes expressões:

$$EENG_S^E = [S * (EENG^E * F)] / (S * F), \quad (723)$$

$$EPNG_S^E = [S * (EPNG^E * F)] / (S * F), \quad (724)$$

onde  $(.*)$  e  $(./)$  são os operadores de multiplicação e divisão escalares do *MatLab*<sup>®</sup>;  
 $EENG_S^E =$  Esperança de Energia não Gerada por Sistema por Equipamento;  
 $EPNG_S^E =$  Esperança de Potência não Gerada por Sistema por Equipamento.

O cálculo destes vetores será ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 164 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Equipamento**

Os valores de Esperança de Energia e Potência Não Geradas, por sistema e por equipamento, modeladas nestes vetores, encontram-se representados na Tabela 144 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 144 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Equipamento*

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$EENG_S^{ET} =$	0,0455	0,0273	0	0	(725)
$EPNG_S^{ET} =$	0,0455	0,0273	0	0	(726)

Observa-se que as empresas 3 a 4, por não possuírem gerações próprias conectadas, não sofrem interrupções de energia ou potência gerada durante contingências na rede; todas as interrupções ocorrem nas empresas 1 e 2, únicas com gerações próprias conectadas. A identidade numérica entre a potência e energia interrompidas nestas empresas deve-se aos valores em (pu) por unidade, assumindo a unidade de tempo igual a 1.

■

Somando estas parcelas obtém-se o *déficit* total de geração do sistema, ou seja, a Energia e Demanda Total Não Geradas, programada e forçada, por cada empresa e pelo sistema interligado durante contingências, pelas equações:

$$EENG_T^E = \sum EENG , \tag{727}$$

$$EPNG_T^E = \sum EPNG . \tag{728}$$

O exemplo a seguir ilustra este cálculo:

**Exemplo 165 – Esperança de Energia e Potência Não Gerada por Sistema**

Os valores destes indicadores, quando avaliados com os dados do sistema elétrico modelo da Figura 30, e os dados da Tabela 15, serão respectivamente:

$$EENG_T^E = 0.1300 , \tag{729}$$

$$EPNG_T^E = 0,1300 , \tag{730}$$

onde se observa, novamente, a igualdade numérica destes indicadores, quando expressos em valores (pu) por unidade.

■

Estes indicadores estimam valores médios de energia e potência não geradas ou supridas, totalizados para o sistema elétrico, por empresa e em cada ponto de acesso à rede, servindo para identificar e hierarquizar a robustez ou fragilidade de cada ponto de acesso, bem como os equipamentos e empresas causadores destes resultados. Seguindo o método adotado para a energia não suprida, pode-se analisar também a responsabilidade distribuída entre os agentes para interrupções na geração de energia.

### 13.11. Responsabilidade por Energia e Potência não Geradas

Para avaliar a contribuição ou responsabilidade de cada empresa sobre a energia e potência não geradas durante contingências na rede, em seus pontos de conexão ou nos pontos de conexão de outras empresas, será útil definir o significado destes termos, e avaliar o impacto cruzado dos diversos agentes entre si, no sistema interligado.

#### Definição 226 – Responsabilidade por Energia não Gerada

Diz-se que uma empresa ou equipamento é responsável por uma perturbação na rede elétrica que resulte em interrupção de um montante de energia gerada, se a perturbação for resultante de uma cascata de desligamentos originária de uma saída forçada ou programada, por causa própria, na empresa ou equipamento de sua propriedade.

■

Nestes desligamentos, interessa aferir o impacto sofrido por uma empresa devido a perturbações originárias em outras empresas, em termos de energia não gerada. Este impacto poderá ser medido através da Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Esperança de Energia Não Gerada ( $EENG_{ij}$ ) da empresa  $i$  para os desligamentos na empresa  $j$ , dada pela expressão:

$$EENG_{ij} = \text{diag}((\mathbf{1} < 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{Aij}, \quad (731)$$

que estima a energia não gerada pela empresa  $j$  por desligamentos originados na empresa  $i$ , de qualquer natureza, forçada, programada, por reconexão após saídas programadas e forçadas, ou por funcionamento inadequado da proteção. Estas parcelas são estimadas respectivamente por:

$$EENG_{Iij} = \text{diag}((\mathbf{1} < 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{AIj}, \quad (732)$$

$$EENG_{Pij} = \text{diag}((\mathbf{1} < 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{APij}, \quad (733)$$

$$EENG_{RAPij} = \text{diag}((\mathbf{1} < 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{R}_{APij}, \quad (734)$$

$$EENG_{RAIj} = \text{diag}((\mathbf{1} < 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{R}_{AIj}, \quad (735)$$

$$EENG_{Cij} = \text{diag}((\mathbf{1} < 0) * \mathbf{1}) * \mathbf{D}_{ACIj}, \quad (736)$$

que somadas fornecem a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Esperança de Energia Não Gerada:

$$EENG_{ij} = EENG_{Iij} + EENG_{Pij} + EENG_{RAPij} + EENG_{RAIij} + EENG_{Cij} \quad (737)$$

Estas matrizes são obtidas multiplicando as durações acumuladas de saída de cada equipamento  $i$ , de responsabilidade do equipamento  $j$ , pela geração conectada localmente no componente  $i$ . Cada submatriz de  $EENG_{ij}$  também representa a energia gerada interrompida de desligamentos transferidos do equipamento ou empresa  $j$  para os equipamentos da empresa  $i$ . O exemplo a seguir ilustra o cálculo destas matrizes.

**Exemplo 166 – Responsabilidade por Energia não Gerada**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15, estas matrizes podem ser particionadas em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 134, calculada com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 145 – Responsabilidade por Energia não Gerada*

$$EENG_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \\ \hline EENG_{11} & EENG_{12} & EENG_{13} & EENG_{14} & \text{Empresa 1} \\ \hline EENG_{21} & EENG_{22} & EENG_{23} & EENG_{24} & \text{Empresa 2} \\ \hline EENG_{31} & EENG_{32} & EENG_{33} & EENG_{34} & \text{Empresa 3} \\ \hline EENG_{41} & EENG_{42} & EENG_{43} & EENG_{44} & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (738)$$

Usando os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Energia não Gerada ( $EENG_{ij}$ ) para este sistema:

*Tabela 146 – Matriz de Responsabilidade por Energia não Gerada*

$$EENG_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & & & & \\ \hline 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \hline -0,030 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline -0,014 & -0,014 & -0,021 & -0,014 & -0,014 & -0,014 & -0,014 & -0,014 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad (739)$$

Observa-se, nesta matriz, que as energias não geradas das empresas 3 a 4 são todas nulas, pois não possuem gerações conectadas localmente e portanto não são impactadas por desligamentos das demais empresas. A empresas de geração 1 e 2 são vulneráveis a desligamentos dos equipamentos das demais empresas e nos equipamentos de sua própria propriedade. Matrizes similares podem ser calculadas para todos os tipos de desligamentos, utilizando as expressões (829) a (833), implementadas no programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

■

Uma definição análoga será usada para estimar a responsabilidade distribuída pela potência da geração interrompida, durante contingências:

**Definição 227 – Responsabilidade por Potência não Gerada**

Diz-se que uma empresa ou equipamento é responsável por uma perturbação na rede elétrica que resulte em interrupção de potência gerada, se a perturbação for resultante de uma cascata de desligamentos originária de uma saída forçada ou programada, por causa própria, na empresa ou equipamento de sua propriedade.

■

Neste caso, interessa aferir o impacto sofrido por cada empresa devido a perturbações originárias em outras empresas, em termos de potência média não gerada. Este impacto poderá ser medido através da Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Esperança de Potência Não Gerada ( $EPNG_{ij}$ ) da empresa  $i$  para os desligamentos na empresa  $j$ , dada pela expressão:

$$EPNG_{ij} = EENG_{ij} / Tempo, \quad (740)$$

onde *Tempo* é o intervalo escolhido para avaliação. A expressão (740) estima a potência média não gerada pela empresa  $j$  por desligamentos originados na empresa  $i$ , de natureza forçada, programada, durante reconexão após saídas programadas e forçadas, ou por funcionamento inadequado da proteção. Estas parcelas são dadas respectivamente por:

$$EPNG_{Iij} = EENG_{Iij} / Tempo, \quad (741)$$

$$EPNG_{Pij} = EENG_{Pij} / Tempo, \quad (742)$$

$$EPNG_{RAPij} = EENG_{RAPij} / Tempo, \quad (743)$$

$$EPNG_{RAIij} = EENG_{RAIij} / Tempo, \quad (744)$$

$$EPNG_{Cij} = EENG_{Cij} / Tempo, \quad (745)$$

que somadas fornecem a Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Esperança de Potência Não Gerada:

$$EPNG_{ij} = EPNG_{Iij} + EPNG_{Pij} + EPNG_{RAPij} + EPNG_{RAIij} + EPNG_{Cij}. \quad (746)$$

Estas matrizes simplesmente dividem as energias não geradas acumuladas, resultantes de saídas de cada equipamento  $i$ , de responsabilidade do equipamento  $j$ , pelo período de avaliação. Cada partição da matriz  $EPNG_{ij}$  representará uma submatriz da potência de geração média interrompida de desligamentos transferidos do equipamento ou empresa  $j$  para os equipamentos da empresa  $i$ . O exemplo a seguir ilustra o cálculo destas matrizes.

**Exemplo 167 – Responsabilidade por Potência não Gerada**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15, estas matrizes podem ser particionadas em 16 submatrizes, correspondentes aos 16 impactos cruzados de potência não suprida, entre as empresas, conforme ilustrado na Tabela 136, calculada com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 147 – Responsabilidade por Potência não Gerada*

$$EPNG_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & \\ \hline EPNG_{11} & EPNG_{12} & EPNG_{13} & EPNG_{14} & \text{Empresa 1} \\ \hline EPNG_{21} & EPNG_{22} & EPNG_{23} & EPNG_{24} & \text{Empresa 2} \\ \hline EPNG_{31} & EPNG_{32} & EPNG_{33} & EPNG_{34} & \text{Empresa 3} \\ \hline EPNG_{41} & EPNG_{42} & EPNG_{43} & EPNG_{44} & \text{Empresa 4} \\ \hline \end{array} \quad (747)$$

Usando os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) de Potência não Gerada ( $EPNG_{ij}$ ):

*Tabela 148 – Matriz de Responsabilidade por Potência não Gerada*

$$EPNG_{ij} = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline \text{Empresa 1} & \text{Empresa 2} & \text{Empresa 3} & \text{Empresa 4} & & & & \\ \hline 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ \hline -0,030 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 & -0,002 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline -0,014 & -0,014 & -0,021 & -0,014 & -0,014 & -0,014 & -0,014 & -0,014 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad (748)$$

Observa-se que esta matriz, quando expressa em (pu) por unidade, é idêntica à matriz  $EENG_{ij}$ , (Tabela 146) considerando que a base de referência de tempo é idêntica ao período de acumulação da energia não suprida. Nota-se ainda que as potências não geradas das empresas 3 a 4 são todas nulas, pois não possuem produtores conectados localmente e portanto não são impactadas por desligamentos das demais empresas. As empresas de geração 1 e 2 sofrem impacto de potência não gerada por desligamentos dos equipamentos das demais empresas e dos equipamentos de sua própria propriedade. Matrizes similares poderiam ser calculadas para todos os tipos de desligamentos, utilizando as expressões (741) a (745).

■

Estes modelos simulam a distribuição de responsabilidade por perdas operacionais dos geradores da rede elétrica, devido à falta de disponibilidade e contingências na rede. Serão utilizados também para estimar as probabilidades e esperanças de perda de carga das empresas e da rede elétrica, pesquisada a seguir.

### 13.12. Probabilidade e Esperança de Perda de Carga

A Probabilidade e Esperança de Perda de Carga representam indicadores estocásticos comumente utilizados na avaliação de riscos e no planejamento de sistemas elétricos (SULLIVAN [256]). Gradativamente vem sendo avaliados e utilizados como alternativa aos critérios e indicadores determinísticos de confiabilidade, tradicionalmente utilizados no setor elétrico (SCHILLING, MARANGON *et alii* [206]). Para os objetivos desta pesquisa, eles podem ser estimados com base nas seguintes definições:

**Definição 228** – Probabilidade de Perda de Carga

A Probabilidade de Perda de Carga expressa as chances de, em um determinado instante, uma demanda de carga não ser atendida pelo sistema elétrico.

■

**Definição 229** – Esperança de Perda de Carga

A Esperança de Perda de Carga expressa o montante estimado de carga que, em um determinado instante, não será atendida pelo sistema elétrico.

■

Utilizando os modelos matemáticos de propagação de desligamentos, estas estimativas podem ser avaliadas por equipamento, por empresa e para todo o sistema elétrico interligado, utilizando as previsões de indisponibilidade acumuladas de cada componente, e assumindo a independência estatística da origem de cada desligamento. Assim, as Probabilidades e Esperanças de Perda de Carga (PPC, EPC) dos componentes (LOLP – Loss of Load Probability, LOLE – Loss of Load Expectation), das empresas (LOLP<sub>s</sub>, LOLE<sub>s</sub>) e do sistema inteiro (LOLP<sub>s</sub>, LOLE<sub>s</sub>), são estimadas considerando que resultam de eventos probabilisticamente independentes, que podem se originar em qualquer dos equipamentos do sistema, com duração propagada de interrupção de carga dada pela Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Duração de Interrupção de Carga (DL<sub>Aij</sub>), definida na expressão (572). A Probabilidade de Perda de Carga será dada então pela convolução dos valores desta matriz, como probabilidades de ocorrência independentes de eventos incidentes em cada ponto da rede, ou seja:

$$LOLP = [LOLP_i] = [LOLP_j] = \mathbf{1} - \prod_{coluna} (\mathbf{1} - \mathbf{DL}_{Aij}^T), \quad i \leq n, \quad j \leq N, \quad (749)$$

onde **1** denota simultaneamente o vetor e a matriz unitária, de dimensão conforme o contexto. Nota-se que a convolução ocorre entre todos os elementos de cada coluna da matriz transposta DL<sub>Aij</sub>. Cada componente LOLP<sub>i</sub> do vetor resultante estimará a probabilidade da carga do componente *i* não ser atendida em um determinado instante, para qualquer evento iniciado em qualquer outro equipamento da rede, assumindo a independência probabilística entre eles. A Probabilidade de Perda de Carga do Sistema será naturalmente fornecida pela convolução dos maiores tempos de interrupção de carga observada em cada barra, assumindo a independência estatística destes eventos, ou seja

$$LOLPS = 1 - \prod_{\text{linha}} \left( 1 - \max_{\text{coluna}} (\mathbf{DL}_{Aij}) \right), \quad (750)$$

onde 1 e  $\mathbf{1}$  denotam respectivamente o escalar e a matriz unitária, e a convolução se estende a todos os elementos de cada linha da matriz com o complemento do valor máximo de cada coluna da matriz  $\mathbf{DL}_{Aij}$ . O exemplo a seguir ilustra o cálculo destes valores.

### Exemplo 168 – Probabilidade de Perda de Carga

No sistema modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, o cálculo do vetor **LOLP** fornecerá os dados da Tabela 149, distribuídos no diagrama unifilar da Figura 123, mostrando que a probabilidade de perda de carga na barra 8 da Empresa 4 é de 5,45%.

Tabela 149 – Probabilidade de Perda de Carga

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>LOLP<sup>T</sup></b>	0	0	0	0	0	0	0	0,0545

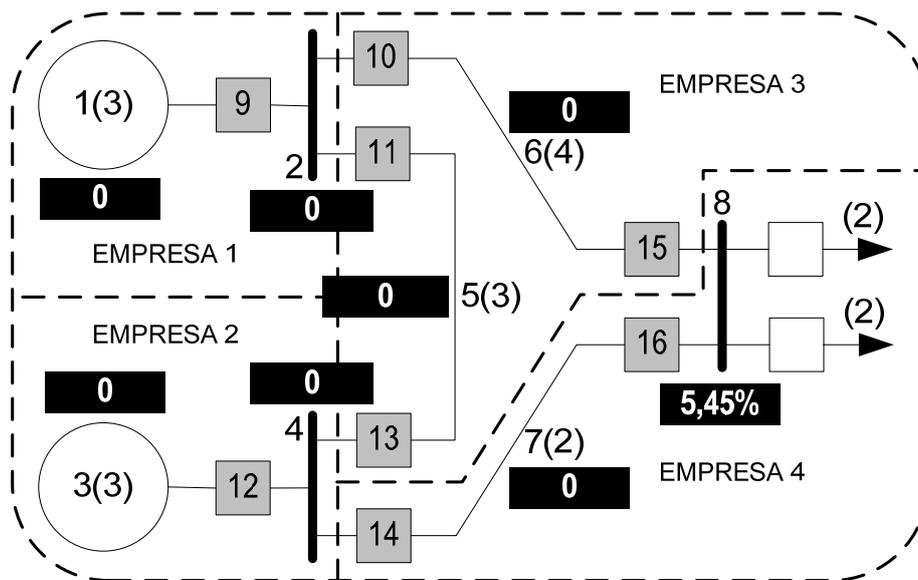
(751)


Figura 123 – Probabilidade de Perda de Carga por Equipamento

Neste caso, a Probabilidade de Perda de Carga do sistema, estimada pela expressão (750), será também de 5,45%, concentrada na Empresa 4, único agente interligado com carga conectada.

■

Conhecendo-se a probabilidade de perda de carga de cada barra, pode-se estimar a Esperança de Perda de Carga associada a cada barra, multiplicando o vetor **LOLP** pelo vetor de cargas do sistema:

$$LOLE = [LOLE_i] = [LOLE_j] = \mathbf{1} * \mathbf{LOLP}, \quad (752)$$

onde cada componente  $LOLE_i$  deste vetor estima a esperança do montante de carga do componente  $i$  não atendida em um determinado instante. A Esperança de Perda de Carga do Sistema será a soma das esperanças de perda de carga de todas as barras, ou seja:

$$LOLES = \mathbf{1}^T * \mathbf{LOLP}, \quad (753)$$

em que  $\mathbf{1} = \mathbf{ones}(n,1) = [1,1,\dots,1]^T$ . O exemplo seguinte ilustra o resultado destes cálculos.

### Exemplo 169 – Esperança de Perda de Carga

No sistema modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, o cálculo do vetor **LOLE** fornecerá os dados da Tabela 150, distribuídos no diagrama unifilar da Figura 124, mostrando que a esperança de perda de carga na barra 8 da Empresa 4 é de 0,2260 pu.

Tabela 150 – Esperança de Perda de Carga

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
Item	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{LOLE}^T =$	0	0	0	0	0	0	0	0,2181

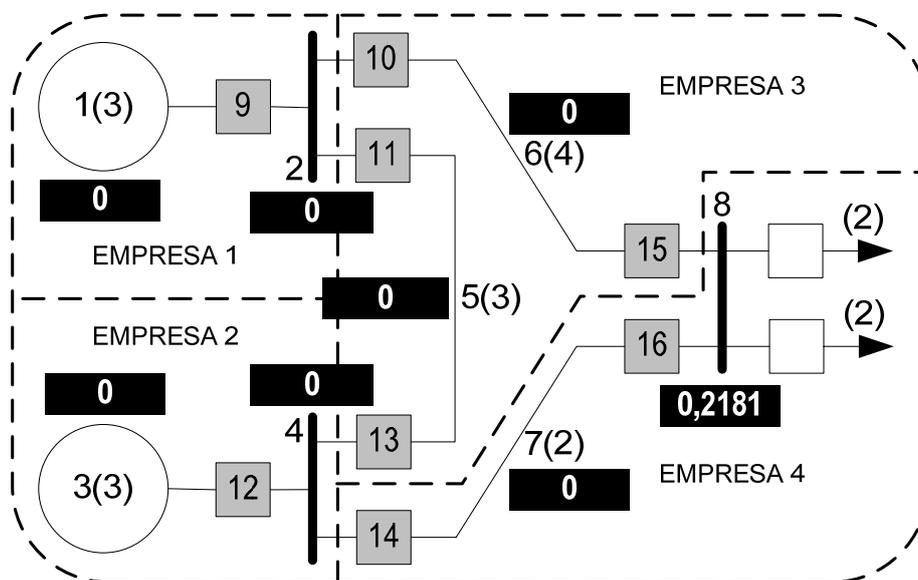
(754)


Figura 124 – Esperança de Perda de Carga por Equipamento

Neste caso, a esperança de perda de carga do sistema será também de 0,2181 pu, estimada pela expressão (753), concentrada na Empresa 4, único agente interligado com carga conectada.

■

Em sistemas interligados, será de interesse determinar a distribuição destas probabilidades entre os diversos agentes. Para isto, será utilizada uma matriz

intermediária, com o impacto cruzado de cada equipamento nos subsistemas conectados, seguindo a seguinte definição:

**Definição 230** – *Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento*

A Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento ( $PL_{Asj}$ ) relaciona a probabilidade de que desligamentos de cada item da rede afetem a carga de cada empresa conectada.

■

Com os dados já disponíveis na matriz de Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga,  $DL_{Aij}$ , pode-se avaliar a distribuição de probabilidades pelos limites superiores das indisponibilidades em cada sistema, oriundos das saídas de cada equipamento, pela expressão:

$$PL_{Asj} = [PL_{Asj_{sj}}] = \max_{linha} (S(s,:) * DL_{Aij}(t,:)), \quad t \leq n, s \leq N, \quad (755)$$

onde os termos  $(s,:)$  e  $(t,:)$  denotam respectivamente as linhas de ordem  $s$  e  $t$  das matrizes  $S$  e  $DL_{Aij}$ . O cálculo desta matriz facilitará a determinação da Probabilidade de Perda de Carga por Sistema, ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 170** – *Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga*

No sistema elétrico modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento ( $PL_{Asj}$ ), utilizando a expressão (755), implementada no programa *MatLab*® do Apêndice A:

*Tabela 151 – Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento*

		Equipamento								Empresa
		1	2	3	4	5	6	7	8	
$PL_{Asj} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
	0,0014	0,0066	0,0070	0,0022	0	0,0265	0	0,0119	0	4

Observa-se que esta matriz expressa em (pu) por unidade a contribuição de cada equipamento sobre a probabilidade de perda de carga da empresa 4, única empresa deste sistema que possui carga própria conectada. Nota-se também que as linhas 5 e 7 não afetam esta probabilidade por operarem, respectivamente, em vazio (linha 5) e com reserva de transmissão (linha 7) através da linha 6.

■

Com esta matriz torna-se possível calcular a Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema, considerando que eventos independentes sejam originados em todos os equipamentos do sistema, com probabilidade de interrupção de carga em cada sistema dada pela matriz  $PL_{Aij}$ . A convolução destas probabilidades produz a matriz de Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema:

$$\mathbf{LOLP}_s = [\mathbf{LOLP}_{S_i}] = [\mathbf{LOLP}_{S_j}] = \mathbf{1} - \prod_{\text{coluna}} (\mathbf{1} - \mathbf{PL}_{ASj}), \quad i \leq n, \quad j \leq N, \quad (757)$$

onde  $\mathbf{1}$  denota o vetor e matriz unitária, de dimensão adequada ao contexto. Nota-se que a convolução ocorre entre todos os elementos de cada coluna da matriz  $\mathbf{PL}_{Aij}$ . Cada componente  $\mathbf{LOLP}_{S_i}$  deste vetor estima a Probabilidade de Perda de Carga do Sistema  $i$ . O exemplo seguinte ilustra este cálculo para vários sistemas de uma rede elétrica.

#### Exemplo 171 – Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema

Os valores de Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema, calculadas pela expressão (757), encontram-se representados na Tabela 144 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 152 – Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema

Empresa	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	
$\mathbf{LOLP}_S^T =$	0	0	0	0,0545	(758)

Observa-se que apenas a empresa 4, que possui carga própria, apresenta Probabilidade de Perda de Carga diferente de zero, estimada em 5,45%.

■

De posse da Probabilidade de Perda de Carga de Cada Equipamento, pode-se obter diretamente a Esperança de Perda de Carga de Cada Sistema, totalizando a carga conectada de cada empresa, ponderada pela probabilidade de interrupção, utilizando a expressão:

$$\mathbf{LOLE}_s = [\mathbf{LOLE}_{S_j}] = \mathbf{S} * (\mathbf{1} * \mathbf{LOLP}), \quad j \leq N, \quad (759)$$

onde cada componente  $\mathbf{LOLE}_{S_j}$  deste vetor estima a esperança do montante de carga do sistema  $j$  não atendida em um determinado instante. Este cálculo encontra-se ilustrado no exemplo seguinte:

#### Exemplo 172 – Esperança de Perda de Carga de Cada Sistema

Os valores de Esperança de Perda de Carga de Cada Sistema, calculadas pela expressão (759), encontram-se representados na Tabela 153 para o sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, calculados pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 153 – Esperança de Perda de Carga de Cada Sistema

Empresa	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>	<b>Empresa 4</b>	
$\mathbf{LOLE}_S^T =$	0	0	0	0,2181	(760)

Observa-se que apenas a empresa 4, que possui carga própria, apresenta Esperança de Perda de Carga diferente de zero, conforme esperado.

■

Indicadores similares podem ser obtidos substituindo a demanda de cada item no vetor **I**, por outras variáveis de interesse, tais como número de consumidores afetados, habitantes, produção industrial, faturamento, custo social (**LOLC** – *Loss of Load Cost*), receita, lucro, etc. (CASSULA, LEITE DA SILVA *et alii* [58]). Os indicadores equivalentes, calculados pelas mesmas fórmulas de **LOLP**, **DNS** e **ENS**, estimarão os níveis de (não) atendimento e as probabilidades de perda de consumidores (**FEC** e **DEC**), habitantes, produção, faturamento, custo social, receita, lucro, etc., inclusive com a partição de responsabilidades entre empresas. Desta forma podem ser usados, por exemplo, em negociações contratuais, estudos tarifários e compensações de perdas em desligamentos de sistemas interligados. Isto vale tanto para agentes consumidores como para produtores da rede, conforme ocorra perda de carga ou de geração. O parágrafo seguinte detalha o cálculo equivalente das probabilidades e esperanças das perdas de geração, em uma rede elétrica.

### **13.13. Probabilidade e Esperança de Perda de Geração**

A Probabilidade e Esperança de Perda de Geração representam também indicadores comumente utilizados na avaliação de riscos e no planejamento de sistemas elétricos (SULLIVAN [256]), como alternativas aos métodos determinísticos tradicionais (SCHILLING, MARANGON *et alii* [206]). Para os objetivos desta pesquisa, eles serão estimados com base nas seguintes definições:

**Definição 231** – *Probabilidade de Perda de Geração*

A Probabilidade de Perda de Geração expressa as chances de, em um determinado instante, uma potência de geração não ser produzida para o sistema elétrico.

■

**Definição 232** – *Esperança de Perda de Geração*

A Esperança de Perda de Geração expressa a estimativa do montante de geração que, em um determinado instante, não será fornecida para o sistema elétrico.

■

Utilizando o modelo matemático de propagação de desligamentos, estas estimativas também podem ser avaliadas por equipamento e unidade geradora, por empresa e para todo o sistema elétrico interligado, utilizando as previsões de indisponibilidade acumuladas de cada componente. As Probabilidades e Esperanças de Perda de Geração (**PPG**, **EPG**) dos componentes (**LOGP** – *Loss of Generation Probability*, **LOGE** – *Loss of Generation Expectation*), das empresas (**LOGP<sub>s</sub>**, **LOGE<sub>s</sub>**) e do sistema inteiro (**LOGP<sub>S</sub>**, **LOGE<sub>S</sub>**), são calculadas considerando que são resultantes de eventos probabilisticamente independentes, que podem se originar em qualquer dos equipamentos do sistema, com duração propagada de interrupção de geração dada pela Matriz de Contribuição (ou Responsabilidade) pela Duração de

Interrupção de Geração ( $\mathbf{DG}_{Aij}$ ), definida na expressão (573). A Probabilidade de Perda de Geração será dada então pela convolução destes valores, admitindo sua independência estatística na origem dos desligamentos, ou seja:

$$\mathbf{LOGP} = [\mathbf{LOGP}_i] = [\mathbf{LOGP}_j] = \mathbf{1} - \prod_{\text{coluna}} (\mathbf{1} - \mathbf{DG}_{Aij}^T), \quad i \leq n, \quad j \leq N, \quad (761)$$

onde  $\mathbf{1}$  denota o vetor e matriz unitários, de dimensão adequadas ao contexto. Nota-se que a convolução ocorre entre todos os elementos de cada coluna da matriz transposta de  $\mathbf{DG}_{Aij}$ . Cada componente  $\mathbf{LOGP}_i$  deste vetor estima a probabilidade da geração do componente  $i$  não poder ser entregue ao sistema em um determinado instante. A Probabilidade de Perda de Geração do Sistema será naturalmente fornecida pela convolução dos maiores tempos de interrupção de geração observada em cada barra, ou seja:

$$\mathbf{LOGPS} = \mathbf{1} - \prod_{\text{linha}} (\mathbf{1} - \max_{\text{coluna}} (\mathbf{DG}_{Aij})), \quad (762)$$

onde  $\mathbf{1}$  e  $\mathbf{1}$  denotam respectivamente o escalar e a matriz unitária, e a convolução se estende a todos os elementos de cada linha da matriz com o complemento do valor máximo de cada coluna da matriz  $\mathbf{DG}_{Aij}$ . O exemplo a seguir ilustra o cálculo destes valores em um sistema elétrico.

#### **Exemplo 173 – Probabilidade de Perda de Geração**

No sistema modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, o cálculo do vetor  $\mathbf{LOGP}$  fornecerá os dados da Tabela 154, ilustrados na Figura 125, mostrando que a probabilidade de perda de geração nos geradores 1 da Empresa 1, e 3 da Empresa 2 é de 4,28% e 2,88%, respectivamente.

*Tabela 154 – Probabilidade de Perda de Geração*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{LOGP}^T =$	0,0428	0	0,0288	0	0	0	0	0

(763)

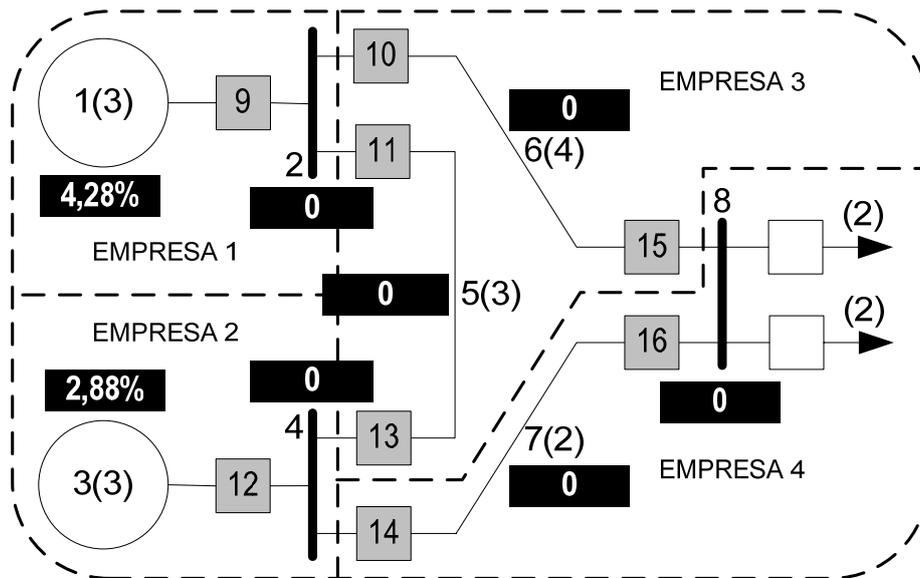


Figura 125 – Probabilidade de Perda de Geração por Equipamento

Neste caso, a Probabilidade de Perda de Geração do Sistema será de 4,42%, avaliada pela expressão (762) e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

■

Conhecendo-se a Probabilidade de Perda de Geração de cada barra ou equipamento, pode-se estimar a esperança de perda de geração de cada item, multiplicando o vetor **LOGP** pelo vetor de cargas do sistema:

$$\mathbf{LOGE} = [\mathbf{LOGE}_i] = [\mathbf{LOGE}_j] = \mathbf{1} * \mathbf{LOGP}, \quad (764)$$

onde cada componente  $\mathbf{LOGE}_i$  deste vetor estima a esperança do montante de geração própria de cada gerador  $i$  não produzida para o sistema elétrico em um determinado instante, por falhas próprias ou nos demais componentes da rede. A Esperança de Perda de Geração do Sistema será a soma das esperanças de perda de geração de todos os itens geradores da rede, ou seja:

$$\mathbf{LOGES} = \mathbf{1}^T * \mathbf{LOGP}, \quad (765)$$

em que  $\mathbf{1} = \mathbf{ones}(n,1) = [1,1,\dots,1]^T$ . O exemplo seguinte ilustra o resultado destes cálculos em uma rede elétrica.

#### Exemplo 174 – Esperança de Perda de Geração

No sistema modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, o cálculo do vetor **LOGE** fornecerá os dados da Tabela 155, ilustrados no diagrama unifilar da Figura 126, mostrando a Esperança de Perda de Geração no gerador 1 da Empresa 1 e gerador 3 da Empresa 2.

Tabela 155 – Esperança de Perda de Geração

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
LOGE <sup>T</sup> =	0,0856	0	0,0576	0	0	0	0	0

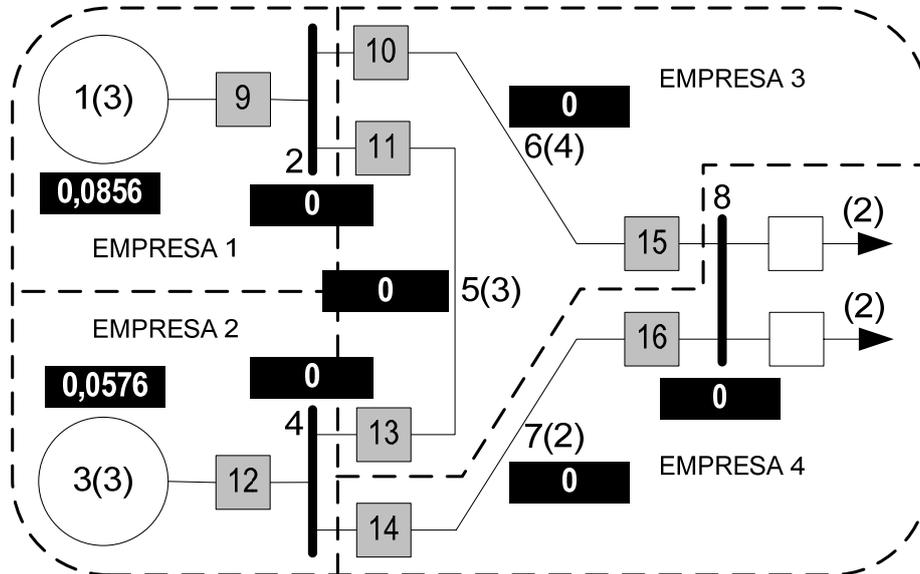
(766)


Figura 126 – Esperança de Perda de Geração por Equipamento

Neste caso, a Esperança de Perda de Geração do Sistema será então a soma dos elementos do vetor LOGE, segundo a expressão (765), ou seja:

$$LOGES = 0,1432 . \quad (767)$$

■

Em sistemas interligados, será de interesse também determinar a distribuição destas probabilidades entre os diversos agentes geradores. Para isto, será utilizada uma matriz intermediária, com o impacto cruzado de cada equipamento nos subsistemas conectados, seguindo a seguinte definição:

**Definição 233** – Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento

A Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento ( $PG_{Asj}$ ) relaciona a probabilidade de que a saída de cada item da rede afete a geração de cada empresa conectada.

■

Com os dados já disponíveis na matriz de Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Geração,  $DG_{Aij}$ , pode-se avaliar a distribuição de probabilidades de perda de geração na rede pelos limites superiores das indisponibilidades em cada sistema, oriundos das saídas de cada equipamento, pela expressão:

$$PG_{Asj} = [PG_{Asjsj}] = \max_{linha} (S(s, \cdot) * DG_{Aij}(t, \cdot)), \quad t \leq n, \quad s \leq N, \quad (768)$$

onde os termos  $(s,:)$  e  $(t,:)$  denotam respectivamente as linhas de ordem  $s$  e  $t$  das matrizes  $S$  e  $DG_{Aij}$ . O cálculo desta matriz facilitará a determinação da Probabilidade de Perda de Geração por Sistema, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 175 – Responsabilidade pela Duração de Perda de Geração**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, e com os dados da Tabela 15, obtém-se a seguinte Matriz de Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento ( $PG_{Asj}$ ), utilizando a expressão (768), implementada no programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A:

Tabela 156 – Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento

		Equipamento								Empresa
		1	2	3	4	5	6	7	8	
$PG_{Asj} =$	0,0150	0,0192	0,0070	0,0022	0	0	0	0	<b>1</b>	(769)
	0,0014	0,0066	0,0105	0,0106	0	0	0	0	<b>2</b>	
	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>3</b>	
	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>4</b>	

Observa-se que esta matriz expressa, em (pu) por unidade, a contribuição de cada equipamento das empresas 1 e 2 sobre a probabilidade de perda de geração das próprias empresas 1 e 2, únicas deste sistema que possuem geração própria conectada, e que formam um conjunto fortemente conexo. Os demais equipamentos das empresas 3 e 4 não influem nestas probabilidades.

■

Estabelecida esta matriz torna-se possível calcular a Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema, considerando eventos estatisticamente independentes originados em todos os equipamentos do sistema, com probabilidade de interrupção de geração em cada sistema dada pela matriz  $PG_{Aij}$ . A convolução destas probabilidades produz a matriz de Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema:

$$LOGP_s = [LOGP_{Si}] = [LOGP_{Sj}] = \mathbf{1} - \prod_{coluna} (\mathbf{1} - PG_{Asj}), \quad i \leq n, \quad j \leq N, \quad (770)$$

onde  $\mathbf{1}$  denota simultaneamente o vetor e matriz unitários, de dimensão adequada conforme o contexto. Note-se que a convolução ocorre entre todos os elementos de cada coluna da matriz  $PG_{Aij}$ . Cada componente  $LOGP_{Si}$  deste vetor estima a Probabilidade de Perda de Geração do Sistema  $i$ , para todos os eventos da rede elétrica. O exemplo seguinte ilustra este cálculo para vários subsistemas interligados.

**Exemplo 176 – Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema**

Os valores de Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema, calculadas pela expressão (770), encontram-se representados na Tabela 157 para as

empresas do sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, simulados no programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 157 – Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema*

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4
$\text{LOGP}_S^T =$	0,0427	0,0288	0	0

(771)

Observa-se que apenas as empresas 1 e 2, que possuem geração própria, apresentam Probabilidade de Perda de Geração diferente de zero, neste sistema.

■

De posse da Probabilidade de Perda de Geração de Cada Equipamento, pode-se finalmente obter a Esperança de Perda de Geração de Cada Sistema, totalizando a geração conectada de cada equipamento, ponderada pela probabilidade de interrupção, utilizando a expressão:

$$\text{LOGE}_S = [\text{LOGE}_{S_j}] = \mathbf{S} * (\mathbf{1} * \text{LOGP}), \quad j \leq N, \quad (772)$$

onde cada componente  $\text{LOGE}_{S_j}$  deste vetor estima a esperança do montante de geração do sistema  $j$  não atendida em um determinado instante. Este cálculo será ilustrado no exemplo seguinte.

#### **Exemplo 177 – Esperança de Perda de Geração de Cada Sistema**

Os valores de Esperança de Perda de Geração de Cada Sistema, calculadas pela expressão (772), encontram-se representados na Tabela 158 para as empresas do sistema exemplo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, estimadas pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 158 – Esperança de Perda de Geração de Cada Sistema*

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4
$\text{LOGE}_S^T =$	0,0855	0,0576	0	0

(773)

Como era de se esperar, apenas as empresas 1 e 2, que possuem geração própria, apresentam Esperança de Perda de Geração diferente de zero, neste sistema.

■

Indicadores similares podem ser obtidos substituindo a geração de cada item no vetor  $\mathbf{I}$ , por outras variáveis de interesse, tais como produção primária, faturamento da geração, volume ou custo de combustível, receita, lucro, etc. Desta forma podem ser usados, por exemplo, em negociações contratuais, estudos tarifários e compensações de perdas de geração em sistemas interligados. Os indicadores equivalentes, calculados pelas mesmas fórmulas de  $\text{LOGP}$ ,  $\text{DNS}$  e  $\text{ENS}$ , estimarão os níveis de (não) atendimento a geração contratada, produção, faturamento, custo industrial, receita, lucro, etc., inclusive com a partição de responsabilidades entre empresas, pela energia interrompida. Além da energia e potência interrompidas, riscos mais significantes podem resultar de perdas patrimoniais e permanentes,

devido a falhas não eliminadas pelos sistemas de proteção. A frequência e probabilidade destas ocorrências fazem parte da análise de risco tecnológico, discutida nos parágrafos seguintes.

### 13.14. Frequência e Probabilidade do Risco

O conceito de risco adotado nesta pesquisa refere-se às chances de ocorrência de eventos raros, com danos permanentes aos ativos de uma instalação ou sistema, ou interrupção prolongada do serviço prestado por uma rede. Para estimar a frequência e probabilidade destes eventos em um sistema elétrico, será utilizada a árvore de falha desenvolvida no Capítulo 10. O risco total envolvido em um sistema elétrico ou em uma planta inteira pode ser avaliado a partir da probabilidade do evento topo ou raiz da árvore de falha. A partir da estrutura da Figura 51, o evento catastrófico em um sistema elétrico é formado pela união de todos os eventos críticos da rede interligada, de tal forma que a função estrutural (SCHNEEWEISS [215]) do sistema elétrico pode ser expressa por:

$$P_D = \bigcup_{i \in S} P_{Di}, \quad (774)$$

e a probabilidade de ocorrência do evento topo da árvore por:

$$P_D = 1 - \prod_{i \in S} (1 - P_{Di}), \quad (775)$$

onde  $P_D$  é a probabilidade do evento raiz,  $P_{Di}$  é a probabilidade de dano permanente ou ocorrência de evento crítico no componente  $i$ , e  $S$  é o conjunto de todas as unidades do sistema (LIMNIUS [152]). Por evento crítico entende-se qualquer contingência ou evento que obedeça à seguinte definição:

#### Definição 234 – Evento Crítico

Um evento crítico acontece, segundo a Figura 52, quando ocorre uma falha no equipamento, com probabilidade  $P_{Fi}$ , com uma falha simultânea de sua proteção primária, com probabilidade  $P_i$ , e falha de qualquer das proteções de retaguarda, com probabilidade  $P_j$ , ou seja, em função da lógica estrutural:

$$P_{Di} = P_{Fi} \cap P_i \cap \bigcup_{j \in \mathbf{B}_i} P_j, \quad (776)$$

onde  $\mathbf{B}_i$  é o conjunto de proteções de retaguarda da unidade  $i$ :

$$\mathbf{B}_i = \left\{ j \in \mathbf{S} \mid j \neq i, j \xrightarrow{\text{protege}} i \right\}. \quad (777)$$

com as relações de proteção definidas pelos ajustes das proteções dos componentes adjacentes, que servem de retaguarda às proteções primárias de cada item.

■

Nesta e nas expressões seguintes, o mesmo símbolo será usado para representar um evento em uma expressão lógica ou função estrutural em um conjunto de equações, e sua probabilidade em expressões algébricas de risco. O contexto determinará o significado aplicável. Assim, se os eventos são estatisticamente independentes, a probabilidade condicional de ocorrência do evento crítico  $i$  pode ser expressa como:

$$P_{Di} = P_{Fi} * P_i * \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} (1 - P_j) \right], \quad (778)$$

onde  $P_{Fi}$  é a probabilidade de haver uma falha na unidade  $i$ , e  $P_i$  e  $P_j$  são as probabilidades de haver falhas em suas proteções primárias e de retaguarda, respectivamente, que as impeçam de operar corretamente quando solicitadas. Considerando que  $P_i = 1 - c_i$ , onde  $c_i$  é a Confiabilidade Própria da Proteção do Equipamento  $i$ , tem-se

$$P_{Di} = P_{Fi} * (1 - c_i) * \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} c_j \right]. \quad (779)$$

Com isto, a função estrutural para o evento raiz da árvore se reduz a:

$$P_D = \bigcup_{i \in \mathbf{S}} \left[ P_{Fi} \cap P_i \cap \left( \bigcup_{j \in \mathbf{B}_i} P_j \right) \right], \quad (780)$$

e a probabilidade condicional de eventos catastróficos para:

$$P_D = 1 - \prod_{i \in \mathbf{S}} \left\{ 1 - P_{Fi} * P_i * \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} (1 - P_j) \right] \right\}. \quad (781)$$

Pode-se então, conceituar o risco dos sistemas de proteção pela seguinte definição:

**Definição 235 – Risco da Proteção**

O Risco da Proteção de um equipamento é a probabilidade condicional de que todas as proteções do item, inclusive a de retaguarda, se recusem a atuar durante uma falha no equipamento ou função protegida.

■

Segundo esta definição, o vetor de Risco da Proteção ( $\mathbf{R}_p$ ), reunindo as probabilidades de todas as proteções do sistema, inclusive as de retaguarda, se recusarem a atuar durante uma falha em um dos componentes da rede pode ser calculado pela equação:

$$\mathbf{R}_p = [R_{p_i}] = [\mathbf{R}_{p_j}] = (\mathbf{1} - \mathbf{c}) * \left( \mathbf{1} - \prod_{\text{linhas}} (\mathbf{1} - \mathbf{c}_D * \mathbf{T})^T \right), \quad (782)$$

onde  $c$  é o Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção,  $c_D$  a matriz diagonal correspondente, e  $T$  é a Matriz de Adyacência Protetiva, que considera as relações de alcançabilidade e vulnerabilidade dos sistemas de proteção para falhas em equipamentos adjacentes. Esta probabilidade exprime as chances estimadas de ocorrência de uma recusa total do sistema de proteção, para cada possível falha primária na rede. Internacionalmente, é utilizada para classificar o nível de segurança de instalações e sistemas através do Nível de Integridade de Segurança (SIL – *Safety Integrity Level*), utilizando a faixa de Probabilidade de Falha sob Demanda (PFD – *Probability of Failure on Demand*), conforme ilustrado na terceira coluna da Tabela 159 (IEC [114]).

Tabela 159 – Níveis de Integridade de Segurança

SIL ( <i>Safety Integrity Level</i> )	Taxa de Demanda (Falhas/h)	Probabilidade de Falha (sob Demanda)
Nível 4	$\geq 10^{-9}$ a $< 10^{-8}$	$\geq 10^{-5}$ a $< 10^{-4}$
Nível 3	$\geq 10^{-8}$ a $< 10^{-7}$	$\geq 10^{-4}$ a $< 10^{-3}$
Nível 2	$\geq 10^{-7}$ a $< 10^{-6}$	$\geq 10^{-3}$ a $< 10^{-2}$
Nível 1	$\geq 10^{-6}$ a $< 10^{-5}$	$\geq 10^{-2}$ a $< 10^{-1}$

O exemplo a seguir ilustra a avaliação destes níveis para as proteções de um sistema elétrico típico:

#### Exemplo 178 – Risco da Proteção

A equação (782) fornece as estimativas do Risco da Proteção listados na Tabela 160 para os dados do modelo de sistema elétrico da Figura 30, com os dados da Tabela 15, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 160 – Risco da Proteção

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$R_p^T =$	0,0960	0,1992	0,2910	0,1982	0,0996	0,3880	0,2640	0,1760

(783)

A Figura 127 ilustra percentualmente a localização dos níveis de risco da proteção no diagrama unifilar do modelo de sistema elétrico.

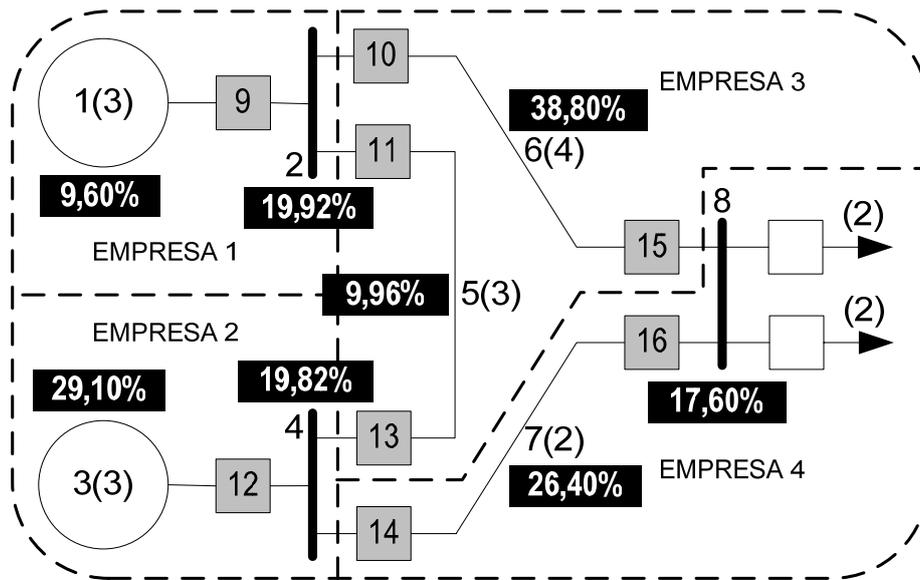


Figura 127 – Risco da Proteção

Estes cálculos mostram que a linha 6 da Empresa 3 é o equipamento que apresenta menor nível de proteção, com probabilidade de falha total estimada em 38,8%. Em contrapartida, o gerador 1 da Empresa 1 e a linha 5 da Empresa 3 são os componentes que apresentam menor risco de recusa no sistema de proteção, estimado em 9%. Segundo a classificação internacional da (IEC [114]) da Tabela 159, eles seriam enquadrados no nível SIL 1 de integridade de segurança. Os demais estariam com nível de segurança abaixo da classificação internacional.

■

Além do risco da proteção, interessa avaliar o risco de perda ou dano significativo de cada equipamento do sistema, quando houver defeito interno e recusa total de atuação dos sistemas de proteção. Se  $\mathbf{P}_F$  for o vetor de probabilidade de falha dos equipamentos

$$\mathbf{P}_F = [P_{F1} \quad P_{F2} \quad \dots \quad P_{Fn}]^T, \quad (784)$$

então o vetor de probabilidade condicional de dano total em cada equipamento, após uma falha interna sem atuação da proteção, será dado por

$$\mathbf{P}_D = [P_{Di}] = [\mathbf{P}_{Dj}] = \mathbf{P}_F \cdot * \mathbf{R}_p, \quad (785)$$

onde “.” representa o operador matricial de multiplicação escalar (*point wise multiplication*) do *MatLab*<sup>®</sup>, ou seja:

$$\mathbf{P}_D = [P_{Di}] = [\mathbf{P}_{Dj}] = \mathbf{P}_F \cdot * ((\mathbf{U} - \mathbf{c}_D) * [\mathbf{1}^T * (\mathbf{T} - \mathbf{c}_D * \mathbf{T})]), \quad (786)$$

e a probabilidade de dano acumulado ou total do sistema (ou de cada subsistema) será

$$P_D = \mathbf{1}^T * \mathbf{P}_D, \quad (787)$$

onde  $1=ones(n,1)$  é o vetor coluna unitário de ordem  $n$ , e a probabilidade é condicionada à ocorrência de uma falha interna em um equipamento primário. Este risco pode ser melhor avaliado estimando a frequência esperada de dano de cada equipamento. Para isto, seja  $F_D$  a frequência média (taxa) de ocorrência de eventos catastróficos na planta, dada por:

$$F_D = \frac{dP_D}{dt} = \sum_{i \in S} \left( \frac{\partial P_D}{\partial P_{Fi}} * \frac{dP_{Fi}}{dt} + \frac{\partial P_D}{\partial P_i} * \frac{dP_i}{dt} \right), \quad (788)$$

onde as derivadas totais são taxas de mudanças das variáveis binárias associadas, do estado normal para o estado de falha (de 0 para 1) (SCHNEEWEISS [215]), e as derivadas parciais são taxas de variação das probabilidades do evento raiz, sendo dependentes do estado de cada evento primário. O risco total do dano pode ser avaliado por esta taxa, ou ponderando cada parcela desta expressão pela consequência associada:

$$R_D = C_D * \frac{dP_D}{dt} = \sum_{i \in S} \left( C_{Fi} * \frac{\partial P_D}{\partial P_{Fi}} * \frac{dP_{Fi}}{dt} + C_{Pi} * \frac{\partial P_D}{\partial P_i} * \frac{dP_i}{dt} \right), \quad (789)$$

onde  $C_D$  = consequência (exemplo: custo) de uma catástrofe na planta;  
 $C_{Fi}$  = consequência de uma falha na unidade  $i$  sem falha de proteção; e  
 $C_{Pi}$  = consequência de uma falha de proteção na unidade  $i$ .

Agora, a consequência imediata de uma transição no estado ou falha apenas da proteção pode ser descartada por ser desprezível quando comparada à consequência de uma falha na unidade protegida, uma vez que não provoca dano imediato na instalação. Assim, o risco total pode ser aproximado por:

$$R_D = \sum_{i \in S} \left( C_{Fi} * \frac{\partial P_D}{\partial P_{Fi}} * \frac{dP_{Fi}}{dt} \right). \quad (790)$$

Nesta expressão,  $C_{Fi}$  e  $dP_{Fi}/dt$  são dados primários de cada unidade (por exemplo, o custo de capital investido ou carga interrompida), e a frequência de falha  $f_{fi}$  para cada equipamento protegido:

$$f_{fi} = \frac{dP_{Fi}}{dt}. \quad (791)$$

As derivadas parciais são expressões probabilísticas obtidas da equação de definição do risco  $R$  acima:

$$\frac{\partial P_D}{\partial P_{Fi}} = \frac{\partial R}{\partial P_{Fi}} = P_i * \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right]. \quad (792)$$

Nota-se que esta expressão mede a probabilidade da unidade  $i$  estar operando sem qualquer proteção, primária e secundária. Cada  $P_i$  é também um dado primário

necessário para cada sistema de proteção do sistema. A expressão final para o risco catastrófico será então:

$$R_D = \sum_{i \in S} \left\{ C_{Fi} * P * P_i \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] * f_{fi} \right\}. \quad (793)$$

Com isto, pode-se conceituar o nível de risco de cada equipamento, pela seguinte definição:

**Definição 236 – Risco do Equipamento**

O Risco do Equipamento em uma rede interligada é a frequência estimada com que este irá apresentar defeito, que exigiria a ação da proteção, sem atuação da proteção própria ou de qualquer proteção de retaguarda.

■

A frequência com que os equipamentos vão apresentar defeito sem atuação da proteção pode ser estimada matricialmente pelo produto da frequência de defeito do equipamento pela probabilidade dos sistemas de proteção falharem totalmente:

$$\mathbf{RE} = [RE_i] = [\mathbf{RE}_j] = \mathbf{R}_p * \mathbf{f}_I, \quad (794)$$

podendo também ser totalizado por empresa:

$$\mathbf{RE}_S = [RE_{Sj}] = \mathbf{S} * \mathbf{RE}. \quad (795)$$

Estas frequências exprimem as taxas estimadas de ocorrências de falhas nos equipamentos primários com recusa total do sistema de proteção, para cada item primário na rede. Internacionalmente, também é utilizada para classificar o nível de segurança de instalações e sistemas através do Nível de Integridade de Segurança (SIL – *Safety Integrity Level*), utilizando a faixa de Taxa de Demanda (*Falhas/h*), conforme ilustrado na segunda coluna da Tabela 159 (IEC [114]). O exemplo a seguir ilustra a aplicação desta definição e o cálculo do SIL em um sistema elétrico.

**Exemplo 179 – Risco do Equipamento**

A fórmula (794) fornece os resultados listados na Tabela 161 e ilustrados no diagrama unifilar da Figura 128, para o modelo de sistema elétrico da Figura 30, e os dados da Tabela 15, e totalizado por empresa interligada, com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 161 – Risco do Equipamento*

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item =	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{RE}^T =$	0,0009	0,0059	0,0058	0,0019	0,0039	0,0194	0,0237	0,0123	(796)
$\mathbf{RE}_S^T =$	0,0068		0,0077		0,0233		0,0360		(797)

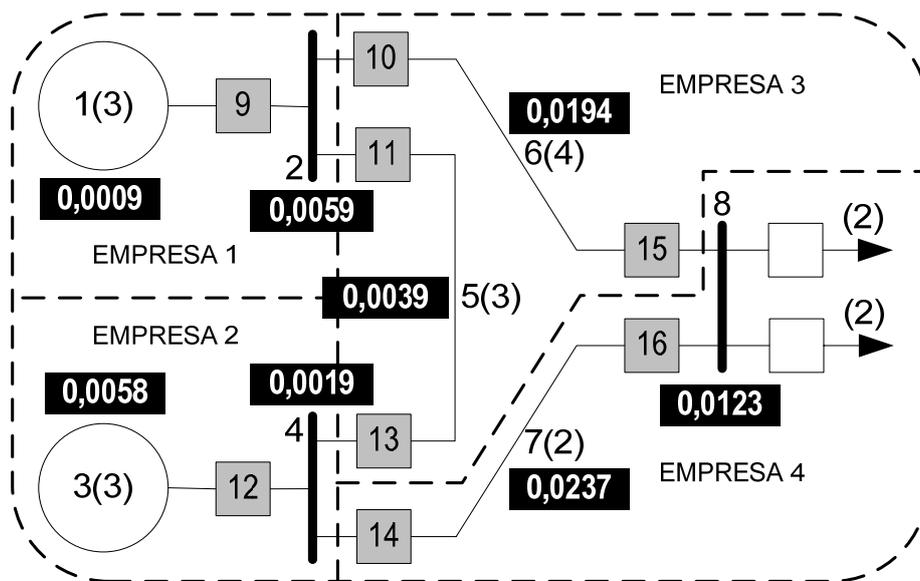


Figura 128 – Risco do Equipamento

Estes cálculos mostram que a linha 7 da Empresa 4 é o equipamento que apresenta maior risco de dano total, com uma frequência estimada em 0,0237, em consequência da falha total do sistema de proteção. Isto explica também o maior risco total de falhas não eliminadas em equipamentos apresentado por esta empresa. Em contrapartida, o gerador 1 da Empresa 1 é o que apresenta menor risco de dano não eliminado pelo sistema de proteção. Segundo a classificação internacional da (IEC [114]) da Tabela 159, considerando que frequências em pu referem-se a uma base de falhas/ano, as linhas 6 e 7 da barra 8 seriam enquadrados no nível SIL 1 de integridade de segurança. Os demais equipamentos seriam enquadrados no nível de segurança SIL 2 da classificação internacional. Usando esta mesma tabela, os sistemas das empresas de geração 1 e 2 estariam enquadrados no nível de segurança SIL 2, enquanto as empresas de transmissão 3 e distribuição 4 estariam enquadradas no nível de segurança SIL 1.

■

Além destes resultados, o risco total de um sistema pode ser estimado pela frequência com que defeitos não serão eliminados em qualquer dos seus equipamentos, ou seja:

$$R = \sum RE. \quad (798)$$

No exemplo seguinte, este resultado é avaliado para um sistema elétrico típico.

### Exemplo 180 – Risco do Sistema

Para o sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, o risco total será  $R = 0,0742$ , usando a equação (798) e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A. Segundo a classificação internacional da (IEC [114]) da Tabela 159, considerando que esta frequência em pu refere-se a uma base de falhas/ano, o sistema elétrico seria enquadrado no nível SIL 1 de integridade de segurança.

■

Em termos matriciais, o Risco Associado a Cada Equipamento pode ser representado por um vetor de risco  $\mathbf{R}_D$  dado pelo produto escalar (elemento a elemento) dos 3 vetores que representam a consequência do dano, sua frequência e a probabilidade de falha completa da proteção:

$$\mathbf{R}_D = [R_{Di}] = [\mathbf{R}_{Dj}] = \mathbf{C}_F \cdot * \mathbf{R}_P \cdot * \mathbf{f}_I, \quad (799)$$

onde “.” representa o operador matricial de multiplicação direta (*point wise multiplication*) do *MatLab*<sup>®</sup>. O risco acumulado do sistema pode então ser totalizado pela expressão

$$R_D^A = \sum \mathbf{R}_D, \quad (800)$$

e particionado pelas empresas interligadas, pela expressão:

$$\mathbf{R}_{DS}^A = \mathbf{S} * \mathbf{R}_D^A. \quad (801)$$

Estes indicadores fornecem estimativas do risco próprio ou absoluto dos equipamentos e sistemas de proteção, e serão avaliados posteriormente em um estudo de caso de um sistema real. Entretanto, eles não sinalizam a contribuição relativa dos diversos fatores influentes. Estes aspectos podem ser estimados através de fatores de risco marginais, para cada equipamento da rede, pesquisados a seguir.

### 13.15. Fatores de Risco Marginais

Conhecendo-se o risco total de um sistema, e de cada componente interligado, será útil estimar a contribuição relativa de cada equipamento neste total, bem como a contribuição de cada sistema de proteção na mitigação do risco total e individual de cada item e subsistema. Estas contribuições poderão nortear as decisões de melhoria nos equipamentos e respectivos sistemas de proteção, para redução do risco. Para isto, serão introduzidas as seguintes definições:

#### **Definição 237 – Risco Marginal de Equipamento**

O Risco Marginal de Equipamento primário é um índice que relaciona a taxa unitária de variação do risco do sistema com a taxa unitária de variação da frequência de falha intrínseca do equipamento primário.

■

A identificação dos equipamentos cuja melhoria na taxa de falha tem maior impacto no risco do sistema, subsistema ou instalação pode ser determinada pelo índice de Risco Relativo ou Marginal do Equipamento, derivando-se parcialmente a equação (793) em relação à frequência própria de saída forçada de cada componente:

$$R_{DF_i} = \frac{f_{li}}{R_D} * \frac{\partial R_D}{\partial f_{li}} = \frac{C_{Fi} * P_i * \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] * f_{li}}{\sum_{k \in S} \left\{ C_{Fk} * P_k * \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] * f_{lk} \right\}}. \quad (802)$$

Um índice similar pode ser definido para medir a contribuição relativa ou marginal da variação na confiabilidade dos sistemas de proteção, no risco catastrófico do sistema, segundo a seguinte definição:

**Definição 238 – Risco Marginal da Proteção**

O Risco Marginal da Proteção de um equipamento primário é um índice que relaciona a taxa unitária de variação do risco do sistema com a taxa unitária de variação da frequência de falha do sistema de proteção do equipamento primário.

■

Este indicador pode ser avaliado derivando-se parcialmente a equação (793) em relação à probabilidade de atuação correta de cada proteção:

$$R_{DP_i} = \frac{P_i}{R_D} * \frac{\partial R_D}{\partial P_i} = \frac{C_{Fi} * P_i * \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] * f_{li} + P_i * \sum_{j \in B_i} C_{Fj} * P_j * f_{lj}}{\sum_{k \in S} \left\{ C_{Fk} * P_k * \left[ 1 - \prod_{j \in B_k} (1 - P_j) \right] * f_{lk} \right\}}. \quad (803)$$

Estes índices ajudam na identificação de melhorias necessárias nos sistemas de proteção em uma planta ou sistema industrial, e para identificar qualquer sistema que necessite de mais proteção. Para avaliar estas expressões, o analista precisa de dados sobre a consequência e taxa de falha de todas as unidades de alta tensão, e probabilidades de cada falha na proteção. Estes dados podem ser derivados de modelos Markovianos de cada unidade e sua proteção, estudados no Capítulo 6. Opcionalmente, pode-se adotar o custo ou consequência unitária  $C=1$  para todos os eventos de risco, gerando a frequência de eventos catastróficos esperados na instalação ou sistema interligado, assim definida:

**Definição 239 – Frequência de Eventos Catastróficos**

A Frequência de Eventos Catastróficos corresponde à taxa de ocorrência esperada de danos extremos, quando todas as proteções de um item sob defeito, incluindo a proteção de retaguarda, se recusam a atuar.

■

Matricialmente, estes eventos são representados pelo vetor de Frequência de Recusa da Proteção ( $F_{RP}$ ), dos equipamentos de um sistema:

$$F_{RP} = [F_{RP_i}] = [F_{RP_j}] = R_P * f_I = (1 - c) * \left( 1 - \prod_{linhas} (1 - c_D * T, 1)^T \right) * f_I, \quad (804)$$

que pode ser totalizado por  $N$  empresas:

$$\mathbf{FE}_{RP} = [\mathbf{FE}_{RPj}] = \mathbf{S} * \mathbf{F}_{RP}, \quad (805)$$

onde  $j \leq N$  e  $i \leq n$ . Os vetores  $\mathbf{R}_P$  e  $\mathbf{f}_i$  estimam respectivamente a probabilidade de falha completa da proteção e frequência de desligamentos intempestivos dos equipamentos protegidos. Estas expressões serão exercitadas no seguinte exemplo:

### Exemplo 181 – Frequência de Eventos Catastróficos

A título de exemplo, a Tabela 162 lista os resultados destes vetores para o sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, e com base na probabilidade de falha da proteção e frequência de desligamentos intempestivos, utilizando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A. A Figura 129 ilustra a Frequência de Eventos Catastróficos dos equipamentos no diagrama unifilar do sistema.

Tabela 162 – Frequência de Eventos Catastróficos

Empresa	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	
$\mathbf{R}_P^T =$	0,0960	0,1992	0,2910	0,1982	0,0996	0,3880	0,2640	0,1760	(806)
$\mathbf{F}_{RP}^T =$	0,0009	0,0059	0,0058	0,0019	0,0039	0,0194	0,0237	0,0123	(807)
$\mathbf{FE}_{RP}^T =$	0,0068		0,0077		0,0233		0,0360		(808)

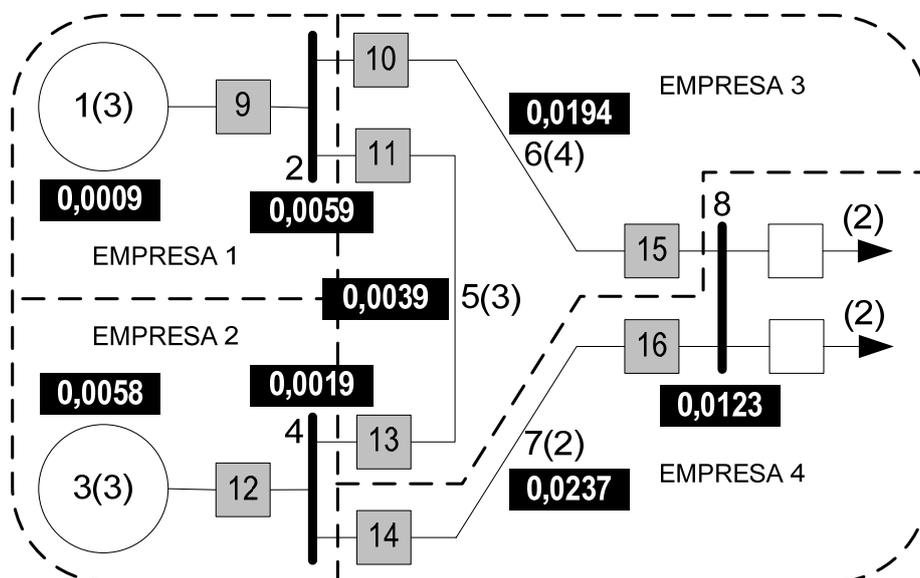


Figura 129 – Frequência de Eventos Catastróficos

Este resultado mostra que a linha de transmissão 7 da Empresa 4 é a que oferece maior risco de falha de proteção, tanto em relação à probabilidade de falha como na frequência esperada de recusa total, para um defeito na linha. O gerador 1 da Empresa 1 é o que oferece menor risco de falha na proteção.

■

Os indicadores de risco avaliam a vulnerabilidade do sistema a eventos raros, de consequências elevadas, para os agentes e usuários de um sistema elétrico. Além destes eventos, ocorrências mais frequentes, de baixa ou média consequência, mesmo sem danos catastróficos, são de interesse de agentes planejadores, operadores e reguladores de redes elétricas, como forma de avaliar a qualidade e segurança de sistemas elétricos. Os indicadores de robustez da rede e severidade de perturbações serão estudados a seguir.

### **13.16. Robustez e Severidade**

A susceptibilidade ou imunidade da carga e geração de um sistema para saídas frequentes dos equipamentos, forçadas ou programadas, podem ser avaliadas usando os conceitos de robustez e severidade. Além das métricas de risco associadas a cada equipamento, indicadores globais de robustez e severidade podem ser avaliados quanto a susceptibilidade a perturbações para cada empresa ou setor, subsistema e subrede, ou para toda a rede interligada, usando as seguintes definições:

#### **Definição 240 – Indicador de Robustez da Carga**

Define-se o Indicador de Robustez da Carga pela relação entre a quantidade de perturbações sem interrupção de carga, e o número de interrupções originadas no subsistema ou rede, esperadas ou verificadas em um período especificado.

■

#### **Definição 241 – Indicador de Robustez da Geração**

O Indicador de Robustez da Geração é definido pela relação entre a quantidade de perturbações sem interrupção de geração e o número de interrupções originadas no subsistema ou rede, esperadas ou verificadas em um período especificado.

■

#### **Definição 242 – Indicador de Severidade da Carga**

Define-se o Indicador de Severidade da Carga pela relação entre a demanda acumulada interrompida e a demanda máxima do sistema, esperadas ou verificadas em um período especificado.

■

#### **Definição 243 – Indicador de Severidade da Geração**

O Indicador de Severidade da Geração é definido pela relação entre a geração acumulada interrompida e a geração máxima do sistema, esperadas ou verificadas em um período especificado.

■

Nestas definições, as perturbações serão esperadas ou verificadas conforme se trate de uma avaliação ou estimação da robustez e severidade. Os Indicadores de

Robustez são números adimensionais, entre zero e um, que indicam a solidez ou suportabilidade do sistema a perturbações (JONES [129]), e sua capacidade de isolar a carga ou a geração destas perturbações. Uma robustez igual a um (1) indica que a carga (ou geração) é totalmente imune a todas as perturbações que ocorram no sistema, enquanto uma robustez nula (0) indica que a carga (ou geração) é totalmente vulnerável e afetada por qualquer ocorrência no sistema. Já os Indicadores de Severidade, ou de gravidade, expressos em unidade de tempo (sistema-minuto), estimam o tempo médio de uma interrupção fictícia de todo o sistema, necessária para acumular uma energia não suprida (ou gerada) equivalente aos desligamentos distribuídos nos componentes do sistema. Juntos eles estimam, respectivamente, os níveis de suportabilidade e gravidade das perturbações originárias nos equipamentos de cada empresa ou subsistema.

No Brasil uma métrica similar ao Indicador de Robustez da Carga definido acima é padronizada nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob o nome de Robustez da Malha Sistêmica (*RMAL*) e avaliada mensalmente para a Rede Básica pela fórmula (ONS [186]):

$$RMAL = \frac{N_{SCCMAL}}{Nt_{MAL}}, \quad (809)$$

onde:  $N_{SCCMAL}$  = Número de perturbações sem corte de carga na malha sistêmica; e  
 $Nt_{MAL}$  = Número total de perturbações na malha sistêmica.

Uma métrica similar ao Indicador de Severidade da Carga definida acima também é padronizada no Brasil nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob o nome de Severidade das Perturbações (*SM*) e avaliada mensalmente para a Rede Básica pela fórmula (ONS [186]):

$$SM = \frac{MW_{CI} * T_{MI}}{D_{MAX}}, \quad (810)$$

onde:  $MW_{CI}$  = Carga de demanda interrompida no instante do início da perturbação;  
 $T_{MI}$  = Tempo médio de interrupção das cargas, em minutos; e  
 $D_{MAX}$  = Carga de demanda máxima da hora anterior à perturbação.

Para o cálculo da robustez da carga (ou geração), vetores de Frequência de Perturbações sem Interrupção de carga (ou geração) podem ser determinados matricialmente, definindo vetores de alcançabilidade de desligamentos restritos aos itens cujas saídas não desligam carga (ou geração) conectada, usando os operadores de comparação do *MatLab*<sup>®</sup>:

$$F_I^{L0} = ((A_I * (I > 0)) \equiv 0) * f_I, \quad (811)$$

$$F_P^{L0} = ((A_P * (I > 0)) \equiv 0) * f_P, \quad (812)$$

$$F_I^{G0} = ((A_I * (I < 0)) \equiv 0) * f_I, \quad (813)$$

$$F_P^{G0} = ((A_P * (I < 0)) \equiv 0) * f_P, \quad (814)$$

onde  $F_I^{L0}$  = Frequências de Saídas Forçadas sem Interrupção de Carga;

$\mathbf{F}_P^{L0}$  = Frequências de Saídas Programadas sem Interrupção de Carga;  
 $\mathbf{F}_I^{G0}$  = Frequências de Saídas Forçadas sem Interrupção de Geração; e  
 $\mathbf{F}_P^{G0}$  = Frequências de Saídas Programadas sem Interrupção de Geração.

Matrizes de vulnerabilidade da proteção, restritas aos desligamentos que podem interromper carga (ou geração), mesmo que originalmente não estivesse previsto pela topologia e operação da rede, podem ser estimadas, respectivamente, pelas equações:

$$\mathbf{T}_C^{L0} = \text{diag}(\mathbf{1} > \mathbf{0}) * \mathbf{T}_C, \quad (815)$$

$$\mathbf{T}_C^{G0} = \text{diag}(\mathbf{1} < \mathbf{0}) * \mathbf{T}_C. \quad (816)$$

onde  $\mathbf{T}_C^{L0}$  = Vulnerabilidade da Proteção sem Interrupção de Carga; e  
 $\mathbf{T}_C^{G0}$  = Vulnerabilidade da Proteção sem Interrupção de Geração.

Estas matrizes permitem calcular, por convolução, a probabilidade de que uma saída forçada de um item  $i$ , que normalmente não desligaria qualquer carga (ou geração), resulte em perda de carga (ou geração) por falha na proteção:

$$p_i^L = 1 - \prod_{j=1}^n (1 - T_{Cji}^{L0}), \quad (817)$$

$$p_i^G = 1 - \prod_{j=1}^n (1 - T_{Cji}^{G0}). \quad (818)$$

considerando a independência estatística entre as saídas forçadas. Assim, vetores de frequência de desligamentos de carga (ou geração) por falha da proteção, originárias em itens que não deveriam desligar carga (ou geração), podem ser estimados respectivamente por:

$$\mathbf{F}_C^{L0} = \left( \mathbf{1} - \prod_{\text{colunas}} (\mathbf{1} - \mathbf{T}_C^{LOT}) \right) * \mathbf{F}_I^{L0}, \quad (819)$$

$$\mathbf{F}_C^{G0} = \left( \mathbf{1} - \prod_{\text{colunas}} (\mathbf{1} - \mathbf{T}_C^{G0T}) \right) * \mathbf{F}_I^{G0}, \quad (820)$$

onde  $\mathbf{1}$  denota o vetor ou matriz quadrada unitária, conforme o contexto. Com isto, os vetores de Frequência de Perturbações sem Interrupção serão dados pelas somas das perturbações programadas e forçadas que não desligam carga (ou geração), subtraídas das perturbações de proteção que desligam carga (ou geração):

$$\mathbf{F}^{L0} = \mathbf{F}_I^{L0} + \mathbf{F}_P^{L0} - \mathbf{F}_C^{L0}, \quad (821)$$

$$\mathbf{F}^{G0} = \mathbf{F}_I^{G0} + \mathbf{F}_P^{G0} - \mathbf{F}_C^{G0}, \quad (822)$$

conforme ilustrado nos seguintes exemplos:

**Exemplo 182 – Frequência de Perturbações sem Interrupção de Carga**

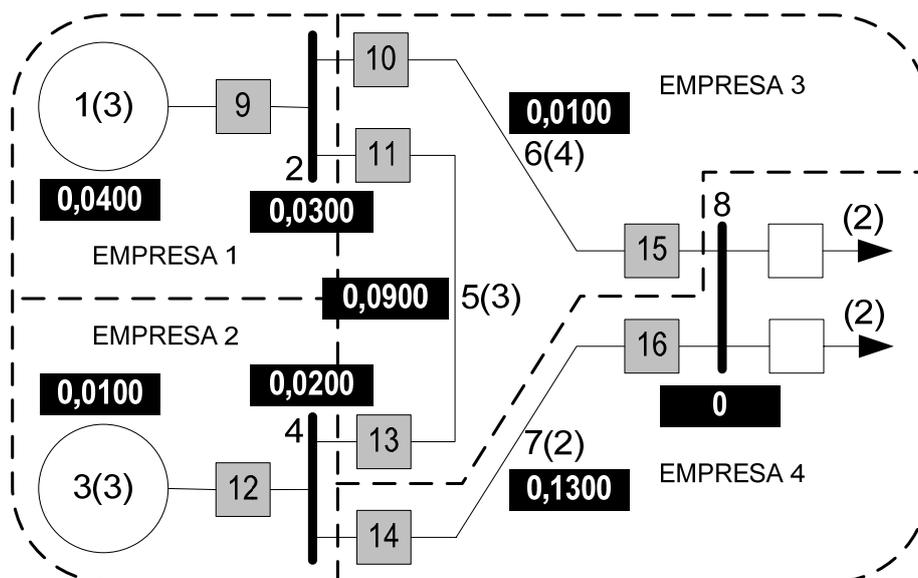
A Tabela 163 ilustra o cálculo dos seguintes vetores necessários na avaliação da Robustez da Carga do sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A:

- $F_I^{LO}$  = Frequências de Saídas Forçadas sem Interrupção de Carga;
- $F_P^{LO}$  = Frequências de Saídas Programadas sem Interrupção de Carga;
- $F_C^{LO}$  = Frequências de Saídas Protetivas sem Interrupção de Carga; e
- $F^{LO}$  = Frequência Total de Saídas sem Interrupção de Carga;

este último ilustrado no diagrama unifilar da Figura 130.

*Tabela 163 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Carga*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$F_I^{LOT} =$	0	0	0	0	0,0400	0	0,0900	0	(823)
$F_P^{LOT} =$	0,0400	0,0300	0,0100	0,0200	0,0500	0,0100	0,0400	0	(824)
$F_C^{LOT} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(825)
$F^{LOT} =$	0,0400	0,0300	0,0100	0,0200	0,0900	0,0100	0,1300	0	(826)



*Figura 130 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Carga*

Observa-se que apenas defeitos nas linhas de transmissão 5 e 7 das Empresas 3 e 4 podem provocar desligamentos forçados sem interrupção de carga, e que apenas a linha 7 pode desligar por falha na proteção sem interromper carga.

■

### **Exemplo 183 – Frequência de Saídas sem Interrupção de Geração**

A Tabela 164 ilustra o cálculo dos seguintes vetores necessários na avaliação da Robustez da Geração do sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A:

- $F_I^{G0}$  = Frequências de Saídas Forçadas sem Interrupção de Geração;
- $F_P^{G0}$  = Frequências de Saídas Programadas sem Interrupção de Geração;
- $F_C^{G0}$  = Frequências de Saídas Protetivas sem Interrupção de Geração; e
- $F^{G0}$  = Frequência Total de Saídas sem Interrupção de Geração;

este último ilustrado no diagrama unifilar da Figura 131.

Tabela 164 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Geração

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$F_I^{G0T} =$	0	0	0	0	0,0400	0,0500	0,0900	0,0700	(827)
$F_P^{G0T} =$	0	0	0	0	0,0500	0,0100	0,0400	0,0200	(828)
$F_C^{G0T} =$	0	0	0	0	0	0	0	0	(829)
$F^{G0T} =$	0	0	0	0	0,0900	0,0600	0,1300	0,0900	(830)

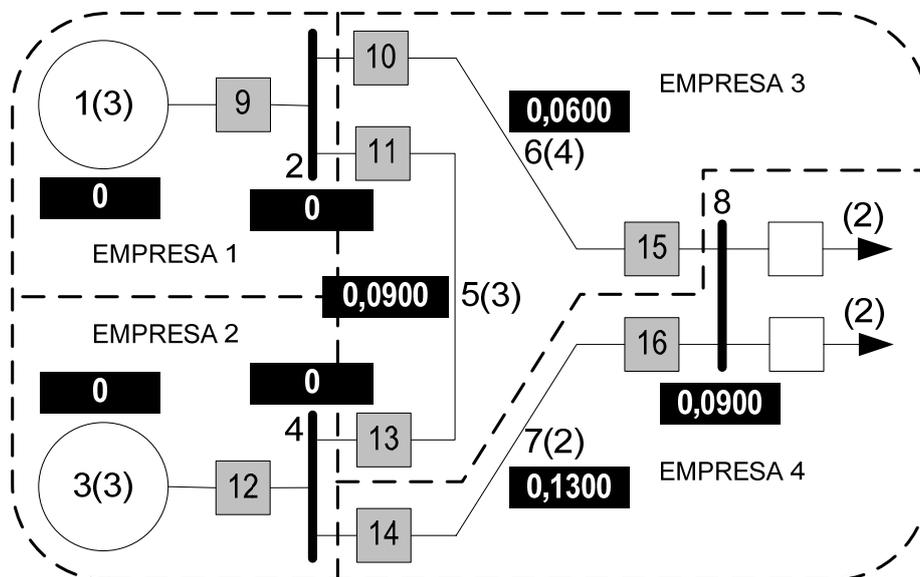


Figura 131 – Frequência de Saídas sem Interrupções de Geração

Observa-se que apenas defeitos nas linhas de transmissão e na barra de carga não provocam perdas de geração, devido a falhas no sistema de proteção.

■

Com estes vetores, o Indicador de Robustez para Carga  $IR_L$ , e o Indicador de Robustez para Geração  $IR_G$  do sistema elétrico serão determinados respectivamente pelas expressões:

$$IR_L = \frac{\sum F^{L0}}{\sum f_I + \sum f_P}, \quad (831)$$

$$IR_G = \frac{\sum F^{G0}}{\sum f_I + \sum f_P}. \quad (832)$$

obedecendo a Definição 240 e Definição 241, respectivamente. Estes indicadores podem ser estratificados pelos sistemas das empresas interligadas, usando a matriz de sistemas S:

$$\mathbf{IR}_{LS} = (\mathbf{S} * \mathbf{F}_I^{L0}) / [\mathbf{S} * (\mathbf{f}_I + \mathbf{f}_P)], \quad (833)$$

$$\mathbf{IR}_{GS} = (\mathbf{S} * \mathbf{F}_I^{G0}) / [\mathbf{S} * (\mathbf{f}_I + \mathbf{f}_P)], \quad (834)$$

onde  $\mathbf{IR}_{LS}$  = vetor de Indicador de Robustez para Carga por Sistema, e  
 $\mathbf{IR}_{GS}$  = vetor de Indicador de Robustez para Geração por Sistema,

conforme mostrado no exemplo a seguir.

### Exemplo 184 – Indicadores de Robustez

Quando avaliados para o sistema modelo da Figura 30, usando os dados da Tabela 163, obtém-se um índice de robustez de 0,2407 para a carga, e 0,4630 para a geração fornecidas pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A. A Tabela 165 fornece a distribuição da robustez da rede entre as empresas interligadas, usando as equações anteriores, e o mesmo programa computacional.

Tabela 165 – Robustez da Carga e Geração por Sistema

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$\mathbf{IR}_{LS}^T =$	0	0	0,2666	0,4090	(835)
$\mathbf{IR}_{GS}^T =$	0	0	0,6000	0,7272	(836)

Nota-se que a robustez total da carga e geração da rede é sempre inferior à robustez da carga e geração de cada empresa interligada.

■

Analogamente, o cálculo do Indicador de Severidade para Carga  $IS_L$  resulta da relação entre a soma da energia acumulada não suprida e a demanda da carga total do sistema:

$$IS_L = \frac{\sum \mathbf{EENS}_A}{\sum (\mathbf{1} * (\mathbf{1} > \mathbf{0}))}, \quad (837)$$

enquanto o Indicador de Severidade para Geração  $IS_G$  resulta da relação entre a soma da energia acumulada não gerada e a potência da geração total do sistema:

$$IS_G = \frac{\sum \mathbf{EENG}_A}{\sum (\mathbf{1} * (\mathbf{1} < \mathbf{0}))}, \quad (838)$$

obedecendo a Definição 242 e Definição 243, respectivamente. Estes indicadores podem também ser estratificados pelos sistemas das empresas interligadas, usando a matriz de sistemas S:

$$IS_{LS} = (S * EENS_E) / \{S * [1 * (1 > 0)]\}, \quad (839)$$

$$IS_{GS} = (S * EENG_E) / \{S * [1 * (1 < 0)]\}, \quad (840)$$

onde  $IS_{LS}$  = vetor de Indicador de Severidade para Carga por Sistema, e  
 $IS_{GS}$  = vetor de Indicador de Severidade para Geração por Sistema.

A severidade exprime um tempo estimado de uma perturbação que interromperia uma energia equivalente àquela calculada, se toda a carga (ou geração) do sistema fosse afetada. Também é usada no setor elétrico para classificar grandes desligamentos ou *blackouts*. Captura, portanto, não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. São indicadores relativos para comparação de sistemas ou desligamentos distintos, em porte e natureza, possuindo, no caso da carga, uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica, de aceitação internacional. Nesta escala, cada nível é diferenciado do antecedente por uma ordem de grandeza. A tabela seguinte ilustra os níveis de classificação de severidade adotados no Sistema Integrado Nacional Brasileiro, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS [186]). Níveis equivalentes também são sugeridos para classificação da severidade de contingências de geração.

*Tabela 166 – Classificação de Risco por Severidade*

Classificação	Severidade IS (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco (azul)
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto para vários agentes ou consumidores (vermelho)
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito grave	Grande impacto para muitos agentes ou consumidores, colapso do sistema,

O exemplo a seguir ilustra a avaliação de severidade de contingências e sua classificação em um sistema elétrico.

#### **Exemplo 185 – Indicadores de Severidade**

Para o sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15 e o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, as equações (854) e (855) resultarão em Indicadores de Severidade para Carga e Geração dados por

$$IS_L = 0,0510, \quad (841)$$

$$IS_G = 0,0325, \quad (842)$$

indicando uma severidade de grau 0 para a carga, ou uma condição operativa de baixíssimo risco (nível azul) segundo a escala de classificação da Tabela 166, se a unidade de medida for sistema-minuto. Para efeito de comparação, a severidade do grande desligamento ocorrido no Brasil e Paraguai no dia 10/11/2009 foi de 90 sistema.minutos, e portanto de grau 2 na escala da Tabela 166, e inferior à dos blecautes de 1999 e 2002, (111 e 106 sistema.minutos respectivamente), e portanto de grau 2, segundo (ONS [187]). A Tabela 167 fornece a distribuição da severidade da rede entre as empresas interligadas, usando as equações anteriores, e o mesmo programa computacional.

*Tabela 167 – Severidade da Carga e Geração por Sistema*

Empresa	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	
$IS_{LS}^T =$	0	0	0	0,0510	(843)
$IS_{GS}^T =$	0,0390	0,0260	0	0	(844)

Nota-se que a severidade total da carga da rede concentra-se na Empresa 4, única com carga própria conectada. A severidade da geração divide-se pelas Empresas 1 e 2, que possuem geração própria conectada.

■

Estes exemplos mostram como indicadores de robustez e severidade aferem a suportabilidade da topologia da rede e classificam a gravidade de perturbações em sistemas elétricos. Também sinalizam indiretamente a eficiência com que a rede atende à demanda de carga, utilizando a geração disponível, e a confiabilidade do sistema de transmissão e distribuição. Indicadores específicos para a eficiência da rede e dos equipamentos que a compõem serão estudados nos próximos parágrafos.

### 13.17. Eficiência da Rede

A eficiência de um sistema industrial está relacionada à qualidade do processo de transformação de insumos em produtos (SIQUEIRA [245]) em uma rede industrial, sendo de interesse da manutenção sua estimação e avaliação. Para um sistema elétrico, os insumos e produtos podem ser associados à geração e carga, respectivamente, introduzidas e demandadas da rede elétrica interligada. A avaliação da eficiência objetiva identificar medidas de redução de perdas na transmissão e distribuição, e as áreas, equipamentos e agentes onde elas ocorrem. Os modelos já pesquisados se prestam à estimação de indicadores de eficiência para cada subrede ou empresa, subsistema ou rede industrial, sendo úteis na identificação das origens das ineficiências. Dois tipos de eficiência serão calculados, obedecendo às seguintes definições:

#### **Definição 244 – Eficiência Esperada da Rede**

A Eficiência Esperada da Rede (*EER*) será definida pelo quociente entre a carga total da subrede e o total dos insumos necessários, traduzidos em uma moeda ou dimensão comum, quando ignorados todos os desligamentos da rede.

■

### Definição 245 – Eficiência Real da Rede

A Eficiência Real da Rede ( $ERR$ ) será definida pelo quociente entre a carga total da subrede e o total dos insumos necessários, traduzidos em uma moeda ou dimensão comum, quando considerados todos os desligamentos da rede.

■

A Eficiência Esperada pode ser obtida em condições ideais, ignorando as indisponibilidades dos equipamentos, pela relação entre a soma das cargas atendidas pela rede e a soma da produção ou insumos da rede.

$$ERR = \frac{\sum((\mathbf{I} > \mathbf{0}) \cdot \mathbf{1})}{|\sum((\mathbf{I} < \mathbf{0}) \cdot \mathbf{1})|}, \quad (845)$$

onde  $(\mathbf{I} > \mathbf{0})$  é o vetor binário que identifica todas as cargas atendidas, e  $(\mathbf{I} < \mathbf{0})$  é o vetor binário que identifica toda a geração usada como insumo pela rede. O numerador desta expressão calcula a soma das cargas atendidas de todos os pontos de consumo, enquanto o denominador determina a soma de pontos de geração ou de insumos utilizados pela rede. Esta relação expressa, portanto, a eficiência esperada, na ausência de indisponibilidade nos componentes da rede.

A Eficiência Real da rede pode ser estimada considerando os insumos e produtos esperados, subtraídos das interrupções de carga resultantes das indisponibilidades programadas ou forçadas dos componentes da rede. Neste caso a Eficiência Real da Rede pode ser estimada pela expressão:

$$ERR = \frac{\sum((\mathbf{I} > \mathbf{0}) \cdot \mathbf{1}) - EENS^{ET}}{|\sum((\mathbf{I} < \mathbf{0}) \cdot \mathbf{1})|}, \quad (846)$$

onde o numerador é a soma das cargas ativas nominais da rede, subtraídas das cargas interrompidas em média em cada ponto da rede. Assim, o numerador desta expressão calcula a soma das cargas nominais atendidas em todos os pontos de consumo, deduzidas das cargas interrompidas, enquanto o denominador determina a soma dos montantes de geração nominais ou insumos esperados. Este cálculo será simulado no seguinte exemplo:

### Exemplo 186 – Indicadores de Eficiência

Quando calculados para o sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, os seguintes resultados são obtidos pelo programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A:

$$ERR = 1, \quad (847)$$

$$ERR = 0,9481. \quad (848)$$

Observa-se uma perda de Eficiência Real de  $\approx 5,19\%$ , em relação à Eficiência Esperada, devido a desligamentos de componentes da rede, com perda de carga.

■

Além dos desligamentos, outros fatores influenciam a eficiência geral da rede elétrica, tais como as perdas técnicas, erros de medição, etc., com impacto nos resultados financeiros dos agentes. A Eficiência Real da rede será função da eficiência própria dos equipamentos, de interesse na gestão da manutenção, pesquisada a seguir.

### 13.18. Eficiência dos Equipamentos

O conceito de eficiência de equipamentos é necessário principalmente no planejamento e gestão da manutenção e produção, em ambientes industriais. Deseja-se identificar as origens das ineficiências sistêmicas medidas no parágrafo anterior, para orientar as ações da manutenção e do planejamento, através da contribuição da ineficiência própria de cada componente da rede. Nesta pesquisa a seguinte definição será adotada para este conceito:

#### Definição 246 – Eficiência dos Equipamentos

A Eficiência de cada equipamento na rede pode ser definida pela fração da carga atendida pelo sistema ou subrede diretamente relacionada ou dependente da funcionalidade do equipamento.

■

Para uma rede industrial com  $n$  itens, a eficiência individual de cada item pode ser representada por um Vetor de Eficiência  $\mathbf{E}$  assim composto:

$$\mathbf{E} = [E_1 \quad E_2 \quad \dots \quad E_n]^T, \quad (849)$$

onde  $E_i =$  Eficiência do Equipamento  $i \leq n$ . Em função dos dados já avaliados, a eficiência pode ser calculada vetorialmente a partir da esperança de potência acumulada não suprida

$$\mathbf{E} = -\frac{(\mathbf{R}_{EST}^D - EPS)}{EPS}, \quad (850)$$

onde  $\mathbf{R}_{EST}^D$  é a Demanda Total Não Suprida por Equipamento Causador, ou o Risco de Energia Total Não Suprida por Equipamento, definida na equação (631), e  $EPS$  é a demanda máxima esperada do sistema no período de avaliação  $T$ , caso não houvesse interrupção:

$$EPS = \sum((\mathbf{1} > \mathbf{0}) \cdot * \mathbf{1}). \quad (851)$$

O exemplo a seguir ilustra este cálculo para um sistema elétrico.

#### Exemplo 187 – Eficiência dos Equipamentos da Rede

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, o vetor de eficiência de cada equipamento da rede, particionado entre as diversas empresas conectadas encontra-se listado na Tabela 168, e ilustrado no diagrama unifilar da Figura 132, com os dados de carga disponíveis, usando o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 168 – Eficiência dos Equipamentos da Rede

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$E^T =$	0,9986	0,9934	0,9930	0,9978	1	0,9735	1	0,9881

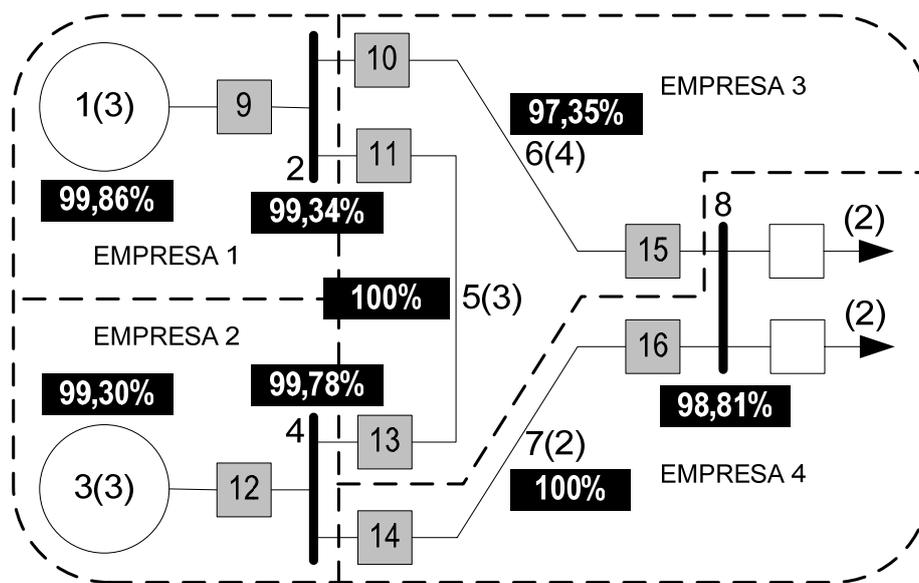
(852)


Figura 132 – Eficiência dos Equipamentos da Rede

Observa-se que apenas as linhas 5 e 7 apresentam eficiência máxima de 100%, a primeira por operar em vazio, e a segunda por não desligar carga nas saídas forçadas ou programadas. Os demais equipamentos tem eficiência inferior face à perda de carga nos desligamentos.

■

Este indicador complementa as métricas de centralidade estudadas no Capítulo 11, podendo ser utilizado para hierarquizar os equipamentos de uma rede segundo o critério de eficiência. Será aplicada posteriormente, junto com o indicador de disponibilidade e qualidade, para estimação da Eficiência Global dos Equipamentos, utilizado na gestão da manutenção e produção industrial.

### 13.19. Disponibilidade dos Equipamentos

Os conceitos de disponibilidade de equipamentos são utilizados também no planejamento e gestão da manutenção e produção, em ambientes industriais. Traduzem a participação deste fator na importância atribuída a cada componente da rede. Nesta pesquisa, a seguinte definição será adotada para este conceito:

**Definição 247 – Disponibilidade dos Equipamentos**

A Disponibilidade é definida pela fração de tempo que cada item permanece em operação, em um período de avaliação.

■

Para uma rede industrial com  $n$  itens, a disponibilidade intrínseca de cada equipamento, deduzida das indisponibilidades por causas próprias, pode ser estimada por um Vetor de Disponibilidade  $\mathbf{D}$  assim definido

$$\mathbf{D} = [D_1 \ D_2 \ \dots \ D_n]^T, \quad (853)$$

onde  $D_i$  = disponibilidade do equipamento  $i \leq n$ . Em função dos indicadores já definidos, a disponibilidade pode ser calculada vetorialmente por

$$\mathbf{D} = - \frac{(\mathbf{D}_A - \text{Tempo})}{\text{Tempo}}, \quad (854)$$

onde  $\mathbf{D}_A$  é o vetor de Duração Acumulada de Indisponibilidade, definida na equação (500), e  $\text{Tempo}$  é o intervalo total de avaliação. Neste caso,  $\mathbf{D}_A$  inclui, além dos desligamentos por causas próprias, os desligamentos decorrentes de outros itens da rede que resultam em indisponibilidade do item avaliado, conforme mostrado no exemplo a seguir.

**Exemplo 188 – Disponibilidade dos Equipamentos da Rede**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, o vetor de Disponibilidade dos Equipamentos da Rede, particionado entre as diversas empresas conectadas, encontra-se listado na Tabela 169, e ilustrado no diagrama unifilar da Figura 133, calculado com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 169 – Disponibilidade dos Equipamentos da Rede*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{D}^T =$	0,9566	0,9702	0,9709	0,9744	0,9167	0,9253	0,9025	0,9444

(855)

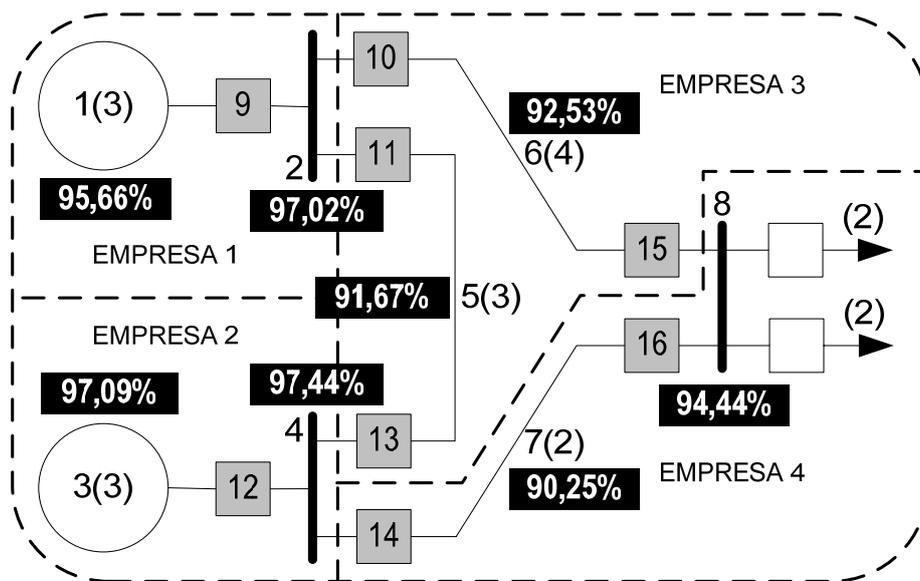


Figura 133 – Disponibilidade dos Equipamentos da Rede

Observa-se que a linha de transmissão 7 da Empresa 3 apresenta a menor disponibilidade, 90,25%, devido principalmente aos tempos médios de reparo e saída forçada, e tempos médios de manutenção e saída programada, e por operar no limite de sua capacidade, sofrendo indisponibilidades por estrangulamento de transmissão durante defeitos em outros equipamentos.

■

Este indicador será utilizado posteriormente, junto com o indicador de eficiência e qualidade, para estimação da Eficiência Global dos Equipamentos, como instrumento de avaliação e decisão na gestão da manutenção e produção industriais.

### 13.20. Qualidade dos Equipamentos

Entre as diversas formas como o termo Qualidade pode ser conceituado e avaliado (SIQUEIRA [244]), nesta pesquisa será adotado a seguinte definição, adequada para o planejamento e gestão da manutenção e produção, em ambientes industriais:

#### Definição 248 – Qualidade do Equipamento

Denomina-se Qualidade do Equipamento, em uma rede industrial, o complemento da fração de desligamentos por causas próprias, internas ou intrínsecas, em relação à quantidade total de desligamentos do equipamento, por causas intrínsecas e extrínsecas. Representa, portanto a fração dos desligamentos sofridos por cada item, não provocados por ele próprio.

■

Nota-se que a qualidade não representa uma métrica absoluta, pois é medida em relação à rede na qual o item está inserido. Para uma rede industrial com  $n$  itens, a

qualidade, assim definida, pode ser estimada por um Vetor de Qualidade Q dado por

$$\mathbf{Q} = [Q_1 \quad Q_2 \quad \dots \quad Q_n]^T, \quad (856)$$

onde  $Q_i = \text{Qualidade do Equipamento } i \leq n$ . Em função dos dados já avaliados, o vetor de frequência de desligamentos do item  $i$ , por causas internas e externas, será dado pela equação (464), repetida a seguir:

$$\mathbf{F} = \mathbf{A}_p^T * \mathbf{f}_p + [\mathbf{A}_l^T + \mathbf{T}_c] * \mathbf{f}_l, \quad \mathbf{F}_D = \text{diag}(\mathbf{F}). \quad (857)$$

Com isto, o vetor de qualidade pode ser calculado por

$$\mathbf{Q} = (\mathbf{F} - \mathbf{f}) ./ \mathbf{F} = (\mathbf{F} - \mathbf{f}) ./ \{ \mathbf{A}_p^T * \mathbf{f}_p + [\mathbf{A}_l^T + \mathbf{T}_c] * \mathbf{f}_l \}, \quad (858)$$

onde  $(./)$  é o operador de divisão escalar ou direta (elemento a elemento) do *MatLab*<sup>®</sup>, e  $\mathbf{f}$  é o vetor de Frequência Própria de Saída, definida pela soma do vetor de Frequência Própria de Saída Forçada ( $\mathbf{f}_l$ ), e Frequência Própria de Saída Programada ( $\mathbf{f}_p$ ):

$$\mathbf{f} = \mathbf{f}_l + \mathbf{f}_p. \quad (859)$$

O exemplo a seguir ilustra o cálculo destes indicadores para uma rede elétrica típica.

#### **Exemplo 189 – Qualidade dos Equipamentos da Rede**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, o vetor de Qualidade dos Equipamentos da rede, particionado entre as diversas empresas conectadas, encontra-se listado na Tabela 170, e ilustrado percentualmente no diagrama unifilar da Figura 134, calculado com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 170 – Qualidade dos Equipamentos da Rede*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{Q}^T =$	0,6428	0,4000	0,7000	0,6666	0,6529	0,7635	0,6646	0,5714

(860)

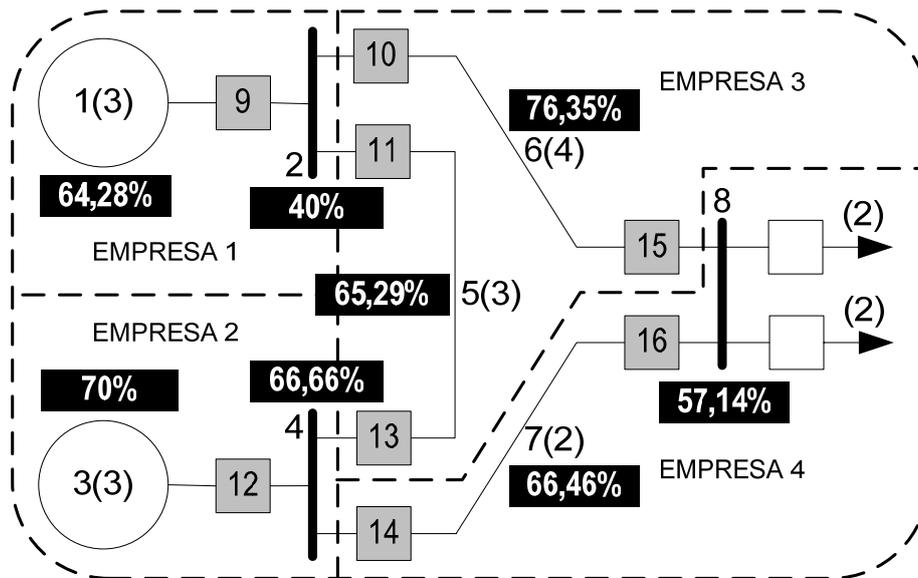


Figura 134 – Qualidade dos Equipamentos da Rede

Observa-se que apenas os equipamentos de geração da Empresa 2 e a linha 6 da Empresa 3 apresentam qualidade acima de 70%, devido principalmente às baixas taxas de falha e frequências próprias de saídas forçadas e programadas, conforme listados na Tabela 7 e Tabela 8.

■

Junto com as métricas de eficiência e disponibilidade descritas, o indicador de qualidade dos equipamentos normalmente é utilizado, em ambientes de gestão da produção e manutenção industriais, como pré-requisito à estimação da eficiência global de cada equipamento, e como indicador de centralidade complementar aqueles definidos no Capítulo 11.

### 13.21. Eficiência Global dos Equipamentos

Finalmente, os modelos pesquisados se prestam à estimação do indicador de Eficiência Global dos Equipamentos *OEE* (*Overall Equipment Effectiveness*), para cada equipamento de uma empresa, subsistema ou rede industrial (NAKAJIMA [175]). Esta métrica é utilizada principalmente na gestão industrial utilizando a MPT - Manutenção Produtiva Total (*TPM - Total Productive Maintenance*) (WIREMAN [277], TAKAHASHI e OSADA [257]), para identificar os pontos críticos de uma rede industrial, considerando os aspectos de produção, manutenção e qualidade. Nesta pesquisa, será utilizada a seguinte definição para este indicador:

#### Definição 249 – Eficiência Global dos Equipamentos

Por definição, a Eficiência Global dos Equipamentos é obtida do produto dos indicadores de Disponibilidade, Eficiência e Qualidade de cada item (HANSEN [104]), como medida da eficiência global de cada item na rede industrial.

■

A Eficiência Global dos Equipamentos de uma rede industrial será representada nesta pesquisa pelo vetor:

$$\mathbf{OEE} = [OEE_1 \quad OEE_2 \quad \dots \quad OEE_n]^T, \quad (861)$$

onde  $OEE_i$  é o índice de Eficiência Global do Equipamento  $i \leq n$  da rede, expresso por um número real entre 0 (eficiência global nula) e 1 (eficiência global máxima). Com as definições anteriores, o vetor de Eficiência Global dos Equipamentos pode ser avaliado combinando os indicadores de disponibilidade, eficiência e qualidade de cada item, pela expressão:

$$\mathbf{OEE} = \mathbf{D} * \mathbf{E} * \mathbf{Q}, \quad (862)$$

onde  $(.*)$  é o operador de multiplicação escalar ou direta (elemento a elemento) do *MatLab*<sup>®</sup>. Assim definido, o indicador  $OEE$  pode ser usado sistematicamente para identificação de gargalos de produção, deficiências de disponibilidade e qualidade, conforme preconizado pela Manutenção Produtiva Total, e ilustrado no exemplo a seguir:

#### **Exemplo 190 – Eficiência Global dos Equipamentos**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, o vetor de Eficiência Global dos Equipamentos da rede, particionado entre as diversas empresas conectadas encontra-se listado na Tabela 171, e ilustrado percentualmente no diagrama unifilar da Figura 135, calculado com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

*Tabela 171 – Eficiência Global dos Equipamentos*

Empresa Item	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{OEE}^T =$	0,6140	0,3855	0,6748	0,6481	0,5985	0,6878	0,5999	0,5332

(863)

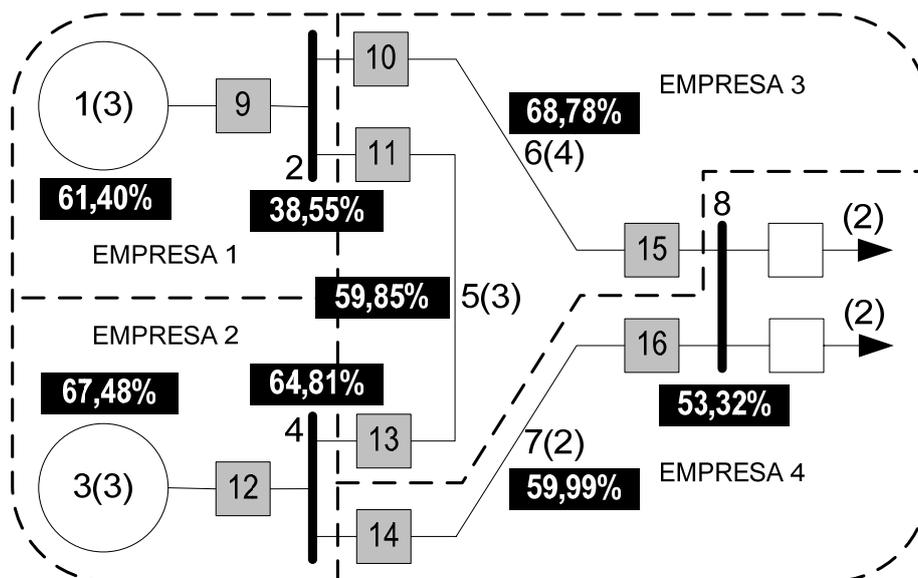


Figura 135 – Eficiência Global dos Equipamentos

Observa-se que a barra de geração 2 da Empresa 1 é o equipamento de menor eficiência global, devido principalmente ao valor reduzido do seu indicador de qualidade. A fragilidade desta barra já havia sido identificada em vários indicadores de desempenho anteriores.

■

A Eficiência Global do Equipamento reúne em um único indicador, fatores intrínsecos de desempenho e qualidade, com fatores sistêmicos, na determinação da importância relativa de cada equipamento em um sistema de produção industrial, sendo utilizado principalmente na gestão da produção e planejamento da manutenção. A importância relativa de cada indicador e seus fatores influentes pode ser investigada através de análises de sensibilidade a variações nestes fatores.

### 13.22. Análise de Sensibilidade

Para todos os indicadores desta pesquisa é possível realizar uma análise de sensibilidade e de importância relativa, objetivando determinar como eles mudam em relação aos fatores influentes, tais como as variações diferenciais nos parâmetros descritivos dos equipamentos (BARLOW *et alii* [27]). Esta análise torna-se viável em função da definição analítica usada para cada indicador, permitindo sua estimação com base no modelo matricial que os suporta, e a possibilidade de avaliação empírica, suportada em dados observados. Para as frequências de interrupções, por exemplo, é possível definir as seguintes taxas de sensibilidade:

**Definição 250** – *Matriz de Taxas de Sensibilidade de Saídas Forçadas*

A Matriz de Taxas de Sensibilidade de Saídas Forçada ( $TSF_f$ ) reúne as taxas absolutas de variação da Frequência Total de Indisponibilidade ( $F$ ) dos equipamentos, definida na equação (464), em relação às variações absolutas das Frequências Próprias de Saídas Forçadas ( $f_f$ ):

$$\mathbf{TSF}_I = \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{f}_I} = \left[ \frac{\partial F_i}{\partial f_{ij}} \right] = \mathbf{A}_I^T + \mathbf{T}_C. \quad (864)$$

■

A avaliação destes indicadores será ilustrada no exemplo seguinte, para uma rede elétrica típica:

**Exemplo 191 – Sensibilidade da Frequência de Interrupções Forçadas**

No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, usando a equação (864) obtém-se a seguinte Matriz de Taxas de Sensibilidades Forçadas (Tabela 172), com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A:

*Tabela 172 – Matriz de Taxas de Sensibilidades de Saídas Forçadas*

		Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
		1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{TSF}_I =$	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	1	1	1	1	1	0	0	0	0
	1,10	1,01	1,28	1,01	1	0,36	0,27	0	0
	1,10	1,04	1	1	0,04	1	0	1	1
	1	1	1,26	1,05	0,05	1,33	1	1,05	1,05
	1	1	1	1	0	1	0	1	1

Observa-se, nesta matriz, que a sensibilidade de alguns equipamentos em relação a saídas forçadas de outros equipamentos é superior à unidade, devido à influência das falhas de proteção. Ou seja, além de desligarem conjuntamente pela topologia da rede, podem desligar indevidamente pela atuação incorreta das proteções. Os valores nulos indicam os locais de insensibilidade entre estes parâmetros. A Figura 136 ilustra as taxas de sensibilidade forçada de cada equipamento, para perdas da barra de carga da Empresa 4.



No sistema elétrico modelo da Figura 30, com os dados da Tabela 15, usando a equação (866) obtém-se a seguinte Matriz de Fatores de Importância da Frequência de Saídas Forçadas (Tabela 173), com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A:

Tabela 173 – Matriz de Fatores de Importância de Saídas Forçadas

	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$FIF_I =$	0,0714	0,2142	0,1428	0,0714	0	0	0	0
	0,1000	0,3000	0,2000	0,1000	0	0	0	0
	0,1000	0,3000	0,2000	0,1000	0	0	0	0
	0,1111	0,3333	0,2222	0,1111	0	0	0	0
	0,0424	0,1168	0,0987	0,0389	0,1542	0,0694	0,0937	0
	0,0433	0,1229	0,0788	0,0394	0,0063	0,1970	0	0,2758
	0,0257	0,0773	0,0649	0,0270	0,0051	0,1715	0,2321	0,1895
	0,0476	0,1428	0,0952	0,0476	0	0,2380	0	0,3333

(867)

A Figura 137 ilustra os Fatores de Importância de Saídas Forçadas de cada equipamento, para perdas da barra de carga da Empresa 4.

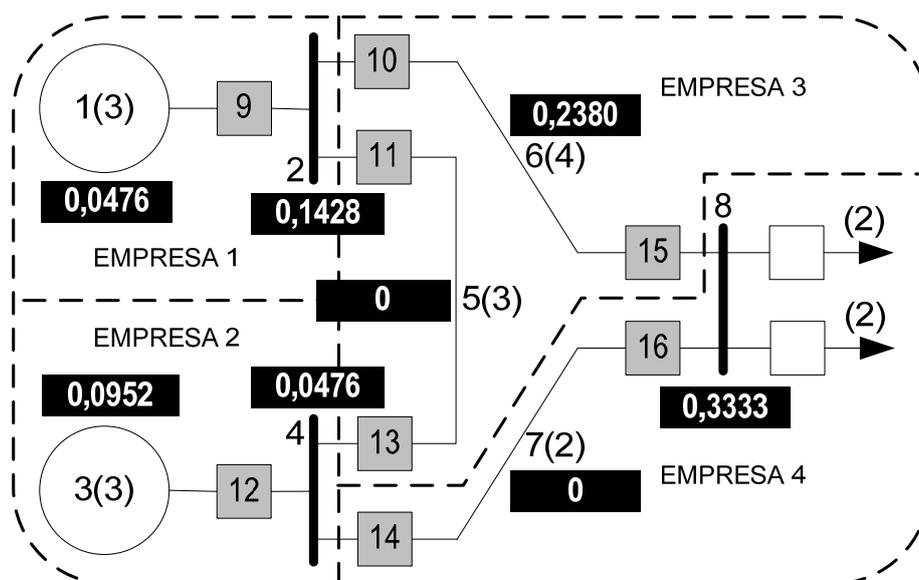


Figura 137 – Fatores de Importância para Saídas Forçadas da Barra de Carga

Nota-se que, embora os equipamentos 1 a 4 das empresas 1 e 2 tenham a mesma taxa absoluta de sensibilidade para os desligamentos forçados, os fatores de importância são totalmente diferentes, principalmente devido às diferenças nas frequências próprias de saídas forçadas de cada gerador e barramento. As linhas 5 e 7 possuem fatores de importância nulos para esta barra: a primeira por operar em vazio, e a segunda por transferir a carga para a linha 6 quando desliga.

■

Matrizes similares podem ser obtidas para as sensibilidades e fatores de importância de todos os demais indicadores deste capítulo, derivando-se as equações correspondentes. Assim, podem ser obtidas taxas de sensibilidade e

fatores de importância para a duração dos desligamentos, da parcela variável da receita, da energia e demanda não geradas ou supridas, do risco de danos, da probabilidade e esperança de perda de carga ou geração, da robustez e severidade, etc., em relação a qualquer dos fatores influentes, característicos dos equipamentos da rede elétrica. Todos podem ser obtidos analiticamente, utilizando as fórmulas de cálculo e os modelos matriciais descritos.

### 13.23. Sumário

Com base nos modelos matriciais de alcançabilidade, adjacência e vulnerabilidade da rede, foram estabelecidas expressões matriciais diretas para a maioria dos indicadores de desempenho adotados na indústria elétrica, e por analogia, para processos industriais genéricos, e para a frequência e probabilidade de risco de grandes acidentes. Os seguintes indicadores foram estudados:

- Frequência e Duração de Interrupções;
- Responsabilidade por Frequência e Duração de Desligamentos;
- Continuidade em Pontos de Controle;
- Parcela Variável da Receita;
- Energia e Demanda Não Supridas;
- Energia e Potência Não Geradas;
- Probabilidade e Esperança de Perda de Carga;
- Probabilidade e Esperança de Perda de Geração;
- Responsabilidade por Energia e Potência não Supridas;
- Responsabilidade por Energia e Potência não Geradas;
- Frequência e Probabilidade do Risco;
- Fatores de Risco Marginais;
- Robustez e Severidade;
- Eficiência dos Equipamentos e da Rede;
- Disponibilidade dos Equipamentos;
- Indicadores de Sensibilidade;
- Qualidade dos Equipamentos; e
- Eficiência Global dos Equipamentos.

As expressões desenvolvidas para estes indicadores podem ser transcritas diretamente em programas computacionais de cálculo matricial, tais como o *MatLab*<sup>®</sup>, conforme ilustrado no Apêndice A, viabilizando a construção de sistemas de avaliação de desempenho e simulação de propagação de falhas em redes elétricas e industriais em geral. Também podem ser diferenciadas em relação a vários parâmetros para avaliação da sensibilidade e importância dos fatores influentes, como suporte às decisões de planejamento e manutenção. Sua aplicabilidade será demonstrada também na análise de desempenho em tempo real, e em um estudo de caso real, documentados nos próximos capítulos.

## 14. Desempenho em Tempo Real

### 14.1. Introdução

Além da prospecção do desempenho de sistemas elétricos, os modelos topológicos de alcançabilidade e vulnerabilidade podem ser utilizados como suporte às atividades de operação e manutenção, na avaliação de desempenho e contingências do sistema em tempo real (*real-time*). Em particular, eles podem ser úteis no suporte *on-line* à operação e manutenção, apoiando as decisões dos operadores e mantenedores em grandes desligamentos e contingências no sistema elétrico.

Em um desligamento, a rápida identificação do componente que deu origem à contingência contribui para acelerar a restauração da funcionalidade do sistema e a prestação de serviços aos consumidores, geradores e agentes do setor elétrico. Também pode ser útil para avaliação *on-line* das possíveis causas de atuações indevidas de sistemas de proteção, como suporte à manutenção e aceleração do processo de restauração. Para isto, técnicas rápidas de diagnóstico de falhas são necessárias para operação em tempo real.

As técnicas de diagnóstico de falhas em sistemas já são pesquisadas em muitas outras áreas científicas e industriais (BLANKE, KINNAERT, LUNZE e STAROSWIECKI [42], CAMPOS e SAITO [56]), além dos sistemas elétricos de potência. Uma área de pesquisa independente tem evoluído para estudo de modelos de diagnóstico e localização de falhas em sistemas industriais. Veja-se por exemplo: (SIMANI *et alii* [224], KORBITZ *et alii* [144], WANGb [267], BOHLIN [46], ISERMAN [121], CHIANG *et alii* [63], BLANKE *et alii* [42], GERTLER [96]).

Este capítulo explora algumas formas de utilização dos modelos topológicos pesquisados de forma automática em sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e EMS (*Energy Management System*), ou *off-line* em estudos pós-operação, para identificação rápida da causa raiz de um desligamento, e para prospecção das possíveis causas de mau funcionamento dos sistemas de proteção (YAO *et alii* [281]).

### 14.2. Análise de Contingências

Uma das funções importantes de um centro de controle de sistemas elétricos reside no suporte à identificação de falhas, e à rápida recuperação para um nível de segurança estático aceitável após uma contingência. A identificação de falhas decorre de um processo de análise de contingências, que guiará as medidas de

recuperação após a falha. Estas duas atividades podem ser beneficiadas com o apoio de ferramentas de análise *on-line* e *off-line*, conforme ilustrado na Figura 138.

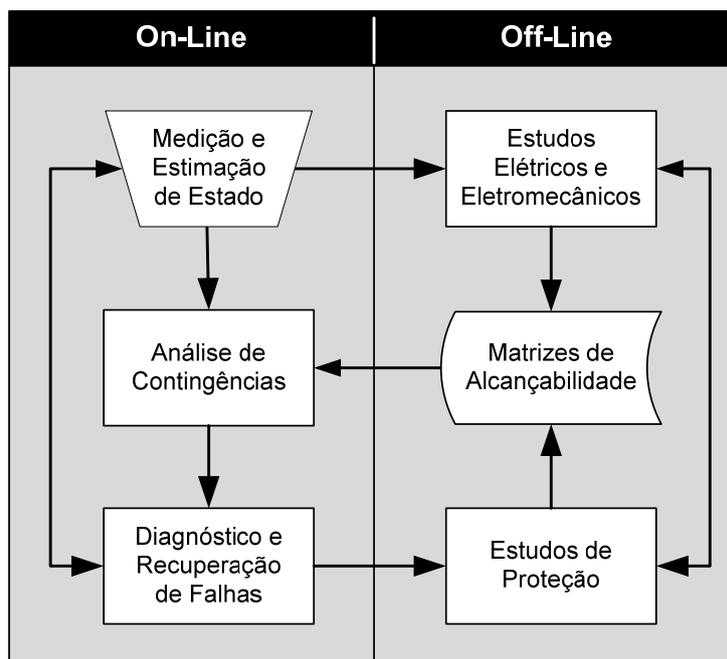


Figura 138 – Análise de Contingências em Tempo Real

O ciclo operacional típico de um sistema de controle, na análise de contingências, consiste na Medição e Estimção de Estado da rede elétrica, que fornece os dados para a Análise de Contingência (de forma manual ou automática), a qual conduz finalmente ao Diagnóstico e Recuperação de Falhas, também de forma manual ou automática. Estes processos estão representados na parte esquerda da Figura 138, e normalmente são realizados de forma *on-line* no sistema SCADA. Por serem *on-line*, estes processos tem requisitos estritos de tempo de execução (*real-time*), exigindo algoritmos rápidos.

Uma forma possível de suportar estas análises, utilizando os modelos desta pesquisa, seria a disponibilização das Matrizes de Alcançabilidade (forçada e programada) e Matriz de Vulnerabilidade Protetiva, para uso *on-line* pelo processo de Análise de Contingências. Estes modelos seriam gerados *off-line* pelos Estudos Elétricos e Eletromecânicos, e Estudos de Proteção da programação da operação, conforme ilustrado na parte direita da Figura 138. Além dos dados *off-line*, estes processos podem acessar informações *on-line* dos processos de Medição e Estimção de Estado, e Diagnóstico e Recuperação de Falhas.

Os estudos elétricos, eletromecânicos e de proteção necessários ao planejamento da operação são tradicionalmente realizados *off-line*, devido à demanda de processamento e tempo de resposta destes processos. Conforme descrito no parágrafo 12.4 e Figura 101, eles podem ser utilizados para geração das matrizes de Alcançabilidade Forçada e Programada, e Vulnerabilidade Protetiva, utilizadas nos modelos desta pesquisa. Estas matrizes ficariam disponíveis para a operação *on-line*, e atualizadas periodicamente ou quando houvesse mudança na topologia ou condição operacional do sistema elétrico. Como dados de entrada, podem utilizar

informações do planejamento operacional, ou dados de monitoramento e estimação de estado em tempo real, e do processo de diagnóstico de falhas e recuperação de contingências.

### 14.3. Monitoramento de Estado

Além dos fluxos de potência ativa e reativa, e dos níveis de tensão e corrente nos barramentos e equipamentos de uma rede elétrica, os sistemas SCADA (ELIPSE [80], MORAES e CASTRUCCI [167]) monitoram constantemente o estado dos disjuntores e demais equipamentos chaveáveis. Esta atividade é complementada por estimadores de estado, que prospectam os valores de variáveis (contínuas ou discretas) indisponíveis ao sistema por alguma falha de medição, supervisão ou telecomunicação. Desta forma, o sistema SCADA disponibiliza, em tempo real, o estado operacional de cada equipamento da rede, imediatamente antes e após cada desligamento, além dos fluxos e tensões elétricas. Estas informações podem ser utilizadas para alimentar um modelo de diagnóstico instantâneo, baseado nas matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade estudadas. As seguintes definições serão utilizadas para este fim:

#### Definição 252 – Vetor de Estado Anterior

O estado do sistema elétrico imediatamente antes de um grande desligamento em cascata será representado por um Vetor de Estado Anterior EA, dado por

$$\mathbf{EA} = [EA_1 \quad EA_2 \quad \dots \quad EA_n]^T, \quad i \leq n, \quad (868)$$

onde  $EA_i$  denota o estado operacional do componente  $i$ , antes do desligamento, dado por

$$EA_i = \begin{cases} 1, & \text{se o componente } i \text{ está em operação antes do desligamento; e} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (869)$$

onde  $i$  se refere a qualquer equipamento da rede elétrica.

■

#### Definição 253 – Vetor de Estado Posterior

Analogamente, o estado do sistema elétrico imediatamente após o desligamento em uma contingência será representado por um Vetor de Estado Posterior EP, dado por

$$\mathbf{EP} = [EP_1 \quad EP_2 \quad \dots \quad EP_n]^T, \quad i \leq n, \quad (870)$$

onde  $EP_i$  denota o estado operacional do componente  $i$ , após o desligamento, dado por

$$EP_i = \begin{cases} 1, & \text{se o componente } i \text{ está operacional após o desligamento; e} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (871)$$

onde  $i$  se refere a qualquer equipamento da rede elétrica.

■

Além do monitoramento de estado, os sistemas SCADA coletam informações em tempo real sobre eventos de alarmes e anormalidades nos equipamentos e variáveis da rede.

#### 14.4. Monitoramento de Alarmes

Estabelecida uma situação de desligamento, os sistemas SCADA (MORAES e CASTRUCCI [167]) em geral sinalizam as condições de anormalidade através de listas de alarmes, para atenção do operador. Cada alarme representa uma divergência entre uma situação normal e anormal no sistema. No caso do estado operacional dos equipamentos, em um desligamento em cascata, um alarme seria uma diferença entre o estado anterior e o posterior ao desligamento, desde que não tenha sido decorrente de uma ação do operador, formalizado na seguinte definição:

**Definição 254** – *Vetor de Resíduo de Estado*

A diferença entre o estado anterior e posterior a um desligamento será representada por um Vetor de Resíduos de Estado  $Y$  dado por

$$Y = xor(EP, EA) = [Y_1 \ Y_2 \ \dots \ Y_n]^T, \quad i \leq n, \quad (872)$$

onde  $xor$  é o operador ou-exclusivo do *MatLab*<sup>®</sup>, e  $Y_i$  denota o resíduo de estado operacional do componente  $i$ , após o desligamento, dado por

$$Y_i = \begin{cases} 1, & \text{se o componente } i \text{ mudou de estado após o desligamento; e} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (873)$$

onde  $i$  se refere a qualquer equipamento da rede elétrica.

■

Esta definição será utilizada no processo analítico de investigação das possíveis falhas ou causas raízes dos desligamentos em cascata.

#### 14.5. Prospecção de Falhas

Conhecido o Vetor de Resíduos de Estado, é possível agora prospectar as possíveis causas de um desligamento, considerando que o resíduo representa o resultado final da propagação de uma ou mais falhas primárias em um ou mais componentes. A seguinte definição será adotada nesta pesquisa:

**Definição 255** – *Vetor de Falhas Primárias Possíveis*

O Vetor de Falhas Primárias Possíveis X, representa o conjunto de falhas ou causas possíveis de um desligamento em cascata dado por

$$\mathbf{X} = [X_1 \quad X_2 \quad \dots \quad X_n]^T, \quad i \leq n, \quad (874)$$

onde  $X_i$  denota o estado de falha do componente  $i$ , após o desligamento, dado por

$$X_i = \begin{cases} 1, & \text{se o componente } i \text{ pode ter falhado no desligamento; e} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (875)$$

onde  $i$  se refere a qualquer equipamento da rede elétrica.

■

Se  $A_i$  for a Matriz de Alcançabilidade Forçada do sistema em situação anterior ao desligamento, então a seguinte relação será válida entre os vetores  $\mathbf{X}$  e  $\mathbf{Y}$ , decorrente da Definição 116 da Matriz de Alcançabilidade Forçada:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{A}_i^T \otimes \mathbf{X} = \left[ \bigvee_{j=1}^n (A_{ji} \wedge X_j) \right], \quad i \leq n. \quad (876)$$

Estas relações formam um sistema de equações booleanas, cuja solução conduzirá ao diagnóstico da falha primária que originou o vetor de resíduos. Na operação em tempo real, a solução deste sistema seria conduzida dentro do processo de Análise de Contingências, ilustrado na Figura 138, para identificar as falhas primárias causadoras do desligamento.

## 14.6. Diagnóstico de Falhas Primárias

No processo de Análise de Contingências on-line, dados o Vetor de Resíduos Y fornecido pelo sistema SCADA e a Matriz de Alcançabilidade Forçada A<sub>i</sub> fornecida off-line, obtém-se o Vetor de Falhas Primárias Possíveis X, resolvendo a equação (876). A solução será dada pela expressão (BLANKE *et alii*):

$$\mathbf{X} = \mathbf{A}_i \bullet \mathbf{Y} = \left[ \bigwedge_{j=1}^n (A_{ij} = Y_j) \right], \quad i \leq n. \quad (877)$$

O operador matricial  $\bullet$  realiza uma operação conjuntiva booleana em cada linha da Matriz de Alcançabilidade Forçada, para verificar se a mesma coincide com o Vetor de Resíduos. Se houver coincidência entre o Vetor de Resíduos e a linha correspondente, então a falha associada àquela linha será incluída no Vetor de Falhas Primárias Possíveis. O exemplo seguinte ilustra este método.

### Exemplo 193 – Diagnóstico de Falha Primária

A título de exemplo, considere-se na Figura 139, um defeito na linha 6 da Empresa 3. Em consequência, além da linha 6, desligariam por sobrecarga a linha 7, e a barra 8 por falta de tensão, todos indicados em traços densos na figura.

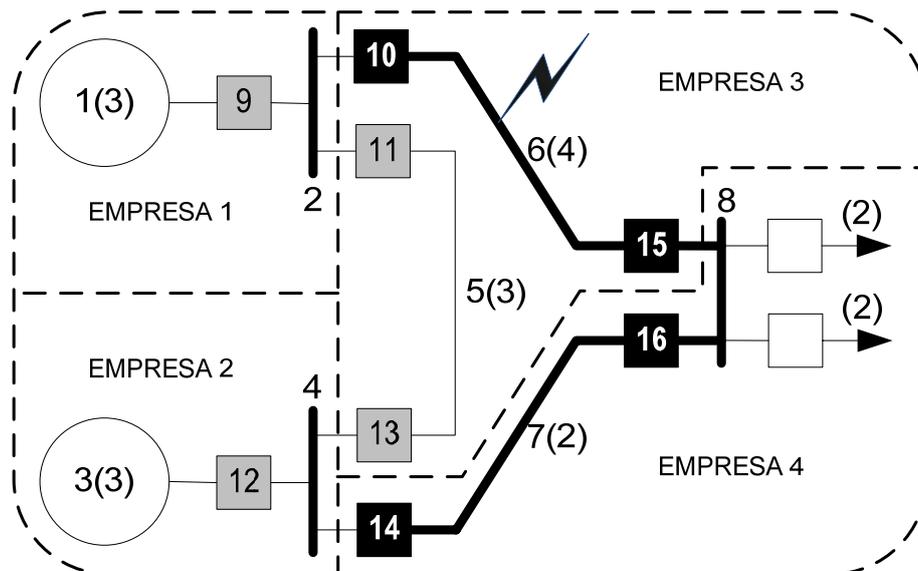


Figura 139 – Falha em Linha de Transmissão

Assim, os Vetores de Estado Anterior e Posterior seriam dados, respectivamente, pela Tabela 174.

Tabela 174 – Vetores de Estado Anterior e Posterior

Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$EA^T =$	1	1	1	1	1	1	1	1	(878)
$EP^T =$	1	1	1	1	1	0	0	0	(879)

Com isto, a lista de alarmes do sistema SCADA seria produzida pelo Vetor de Resíduos da Tabela 175, usando a equação (877):

Tabela 175 – Vetor de Resíduos

Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$Y^T =$	0	0	0	0	0	1	1	1	(880)

sinalizando o desligamento dos elementos 6, 7 e 8. Assim, o diagnóstico das falhas primárias possíveis que provocariam estes alarmes seria obtido da equação (877), ou seja:

$$\mathbf{X} = \mathbf{A}_1 \cdot \mathbf{Y} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1]^T. \quad (881)$$

Como apenas os elementos 6 e 8 no vetor  $\mathbf{X}$  são diferentes de zero, então o diagnóstico, com base apenas na lista de alarmes e na Matriz de Alcançabilidade Forçada é que a provável causa originou-se na Linha 6 da Empresa 3 ou na Barra 8 da Empresa 4, conforme listado na Tabela 176.

*Tabela 176 – Diagnóstico de Falhas Primárias*

Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\mathbf{X}^T =$	0	0	0	0	0	1	0	1

(882)

Nota-se, neste exemplo, que qualquer dos dois defeitos resultaria no desligamento registrado, ilustrando a duplicidade de causas possíveis para uma mesma contingência. Isto decorre da identidade entre as linhas 6 e 8 da Matriz de Alcançabilidade Forçada da Tabela 44. Nota-se que estes equipamentos já haviam sido incluídos em um único conjunto fortemente conexo, no Exemplo 81, para desligamentos forçados, o que explica este resultado.

■

Um aspecto interessante deste processo é que envolve apenas operações booleanas em cordões (*strings*) de *bits*, consideradas eficientes em termos computacionais. Este método pode ser estendido para incluir o diagnóstico de falhas secundárias, como suporte à análise de desempenho de sistemas de proteção.

## 14.7. Diagnóstico de Falhas Secundárias

Além das falhas primárias, desligamentos em cascata podem ser provocados ou ampliados devido à ocorrência de falhas secundárias, tais como recusas ou atuações indevidas de disjuntores e sistemas de proteção. Conhecido o defeito primário que originou um desligamento, é possível estabelecer, a exemplo do diagnóstico de falhas primárias, uma avaliação instantânea do desempenho do sistema de proteção, bem como o diagnóstico de falhas nestes sistemas, partindo da seguinte definição:

**Definição 256** – *Vetor de Falha Primária ou Proteções Atuadas*

Considere-se que  $\mathbf{X}^i$  seja o Vetor de Falha Primária que define a ocorrência de uma falha primária do elemento  $x_i$ , dado por:

$$\mathbf{X}^i = [0 \ 0 \ \dots \ x_i = 1 \ \dots \ 0 \ 0]^T, \quad i \leq n, \quad (883)$$

onde todos os elementos são nulos, exceto o de ordem  $i$ , igual a 1.

■

Este vetor pode ser obtido em tempo real pelo sistema SCADA da lista de esquemas de proteção atuados, filtrando aquelas atuações que resultem no desligamento de equipamentos. Este filtro pode ser ilustrado no seguinte exemplo:

**Exemplo 194 – Vetor de Falha Primária ou Proteções Atuadas**

Um defeito primário na linha 6 da Empresa 3, ilustrado na Figura 139, seria representado pelo vetor  $\mathbf{X}^i$  representado na Tabela 177.

*Tabela 177 – Vetor de Falha Primária*

Item =	<b>Empresa 1</b>		<b>Empresa 2</b>		<b>Empresa 3</b>		<b>Empresa 4</b>	
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
$\mathbf{X}^{iT} =$	0	0	0	0	0	1	0	0

(884)

■

Conhecida a falha primária de um desligamento, é possível prospectar a lista de desligamentos subsequentes, usando a seguinte definição:

**Definição 257 – Vetor de Desligamentos Corretos**

Se as proteções atuarem corretamente, os desligamentos resultantes serão calculados pelo Vetor de Desligamentos Corretos definido por:

$$\mathbf{D}^{Ci} = \mathbf{A}_i^T \otimes \mathbf{X}^i, \quad i \leq n, \quad (885)$$

correspondente à linha  $i$  da matriz de alcançabilidade forçada.

■

Com isto, pode-se conceituar o resíduo da atuação do sistema de proteção pela seguinte definição:

**Definição 258 – Vetor de Resíduos da Proteção**

O Vetor de Resíduos da Proteção  $\mathbf{Y}^{Pi}$  relaciona os componentes que desligaram indevidamente, em uma contingência, para uma falha do componente  $i$ :

$$\mathbf{Y}^{Pi} = (\mathbf{Y}^i \neq \mathbf{D}^{Ci}) = [Y_1^{Pi} \ Y_2^{Pi} \ \dots \ Y_n^{Pi}]^T, \quad i \leq n, \quad (886)$$

onde  $\neq$  é o operador de diferença matricial do *MatLab*<sup>®</sup>, e  $\mathbf{Y}^{Pi}$  denota o resíduo de estado operacional da proteção do componente  $i$ , após o desligamento, dado por:

$$Y^{Pi} = \begin{cases} 1, & \text{se o componente } i \text{ desligou indevidamente pela prote\c{c}\tilde{a}o; e} \\ 0, & \text{caso contr\c{a}rio,} \end{cases} \quad (887)$$

onde  $i$  se refere a qualquer equipamento da rede el\c{e}trica.

■

O exemplo a seguir ilustra o c\c{a}lculo deste vetor:

#### Exemplo 195 – Diagn\c{o}stico de Falha Secund\c{a}ria

Considere-se que no defeito na linha 6 da Empresa 3, ilustrado na Figura 139, os equipamentos listados na Tabela 178 tenham desligado.

Tabela 178 – Vetor de Desligamentos

Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$Y^{iT}$ =	1	0	0	0	1	1	1	1

(888)

Com isto, obt\c{e}m-se da equa\c{c}\~{a}o (886), o vetor de res\c{d}uos da prote\c{c}\~{a}o, indicando um desligamento indevido da linha 5 e do gerador 1, conforme ilustrado na Tabela 179.

Tabela 179 – Res\c{d}uos da Prote\c{c}\~{a}o

Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4	
	1	2	3	4	5	6	7	8
$Y^{PiT}$ =	1	0	0	0	1	0	0	0

(889)

Esta informa\c{c}\~{a}o pode ser disponibilizada *on-line*, para suporte \c{a}s atividades de manuten\c{c}\~{a}o.

■

Tamb\c{e}m neste caso, o processo de diagn\c{o}stico envolve apenas opera\c{c}\~{o}es booleanas em cord\c{o}es de *bits*, consideradas eficientes em termos computacionais. Com isto ser\c{a} poss\c{v}el estabelecer um diagn\c{o}stico *on-line* do desempenho do sistema de prote\c{c}\~{a}o.

## 14.8. Diagn\c{o}stico de Falhas de Prote\c{c}\~{a}o

Para realizar o diagn\c{o}stico de falhas nos sistemas de prote\c{c}\~{a}o, as seguintes defini\c{c}\~{o}es ser\c{a}o utilizadas:

#### Defini\c{c}\~{a}o 259 – Prote\c{c}\~{o}es Sens\c{v}eis ao Defeito

O conjunto de Sistemas de Prote\c{c}\~{a}o Sens\c{v}eis ao Defeito  $P^{Si}$  ocorrido no componente  $i$  em um desligamento \c{e} dado pelo vetor:

$$\mathbf{P}^{Si} = \mathbf{T} \otimes \mathbf{X}^i, \quad i \leq n, \quad (890)$$

onde  $\mathbf{T}$  é a Matriz de Adjacência Protetiva,  $\mathbf{X}^i$  é o Vetor de Falha Primária e  $\mathbf{P}^{Si}$  é um vetor com elementos dados por:

$$P_j^{Si} = \begin{cases} 1, & \text{se a proteção do componente } j \text{ é sensível ao defeito em } i; \text{ e} \\ 0, & \text{caso contrário,} \end{cases} \quad (891)$$

onde  $j$  e  $i$  se referem a quaisquer equipamentos da rede elétrica.

■

Um eventual desempenho inadequado da proteção resultará no desligamento de equipamentos adicionais àquele onde se originou a falha, avaliados pela seguinte definição:

**Definição 260 – Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção**

A interseção do vetor  $\mathbf{S}^i$  com o vetor de resíduos da proteção  $\mathbf{Y}^{Pi}$  define o conjunto de Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção  $\mathbf{P}^{Ai}$  como retaguarda ou sobrealcance ao defeito ocorrido no equipamento  $i$ :

$$\mathbf{P}^{Ai} = \mathbf{P}^{Si} \wedge \mathbf{Y}^{Pi}, \quad i \leq n, \quad (892)$$

onde  $i$  denota o equipamento primário sob defeito.

■

Adicionalmente, as probabilidades de que estas proteções tenham atuado indevidamente será fornecida por um vetor assim definido:

**Definição 261 – Probabilidades de Falhas de Proteção**

O vetor de Probabilidades de Falhas de Proteção  $\mathbf{P}^{Ri}$  ocorridas após o defeito do componente  $i$  é dado pelo vetor:

$$\mathbf{P}^{Ri} = (\mathbf{T}_C * \mathbf{X}^i) * \mathbf{P}^{Ai}, \quad i \leq n, \quad (893)$$

onde  $\mathbf{T}_C$  é a Matriz de Vulnerabilidade da Proteção do sistema em análise.

■

O exemplo a seguir ilustra o diagnóstico de desempenho da proteção, em tempo real, usando estes conceitos:

**Exemplo 196 – Diagnóstico de Falhas de Proteção**

Considere-se que no defeito na linha 6 da Empresa 3, ilustrado na Figura 139, seja representado pelo vetor (894) da Tabela 180, e que os equipamentos desligados sejam listados pelo vetor de resíduos (895), ou seja, desligaram as linhas 5, 6 e 7, o gerador 1 e a barra de carga 8. Utilizando as matrizes de alcançabilidade definidas

para este sistema, obtém-se os vetores de Resíduos da Proteção  $Y^{Pi}$  da equação (886), Sistemas de Proteção Sensíveis ao Defeito ( $P^{Si}$ ) da equação (890), os Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção ( $P^{Ai}$ ) da equação (892), e as Probabilidades de Falhas de Proteção ( $P^{Ri}$ ) da equação (893), todos listados na Tabela 180, obtida com o programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A.

Tabela 180 – Diagnóstico de Falhas de Proteção

Item =	Empresa 1		Empresa 2		Empresa 3		Empresa 4		
	1	2	3	4	5	6	7	8	
$X^{iT} =$	0	0	0	0	0	1	0	0	(894)
$Y^{iT} =$	1	0	0	0	1	1	1	1	(895)
$Y^{PiT} =$	1	0	0	0	1	0	0	0	(896)
$P^{SiT} =$	1	0	0	0	0	0	1	0	(897)
$P^{AiT} =$	1	0	0	0	0	0	0	0	(898)
$P^{RiT} =$	0,37	0	0	0	0	0	0	0	(899)

Deste exemplo derivam-se as seguintes conclusões:

- Além da proteção própria, as proteções do gerador 1 e da linha 7 foram sensibilizadas para o defeito na linha 6, conforme o vetor de Sistemas de Proteção Sensíveis ao Defeito ( $P^{Si}$ );
- O desligamento do gerador 1 foi devido à sensibilização prevista de sua proteção, conforme o vetor de Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção ( $P^{Ai}$ );
- A probabilidade de uma atuação indevida da proteção do gerador 1 para um defeito na linha 6 é de 37%, dado pelo vetor de Probabilidades de Falhas de Proteção ( $P^{Ri}$ ).
- A saída da linha 5 não encontra explicação em qualquer dos vetores anteriores, indicando uma possível falha do seu sistema de proteção.

■

Estes exemplos mostram a utilidade dos modelos no suporte ao diagnóstico *on-line* de falhas em equipamentos primários e defeitos nos equipamentos secundários e sistemas de proteção.

## 14.9. Sumário

Além da análise pré e pós-operativa (*off-line*) do desempenho de sistemas elétricos, os modelos discutidos nesta pesquisa permitem a análise de contingências em tempo real (*real-time*), se implementados em sistemas SCADA ou EMS. Este capítulo exemplificou seu uso nas seguintes aplicações *on-line*:

- Prospecção de Falhas;
- Diagnóstico de Falhas Primárias;
- Diagnóstico de Falhas Secundárias; e
- Diagnóstico de Falhas de Proteção.

Estes são apenas exemplos das possibilidades de utilização dos modelos em tempo real, dependentes da implementação dos algoritmos listados em sistemas SCADA. O próximo capítulo completa estes exemplos com uma aplicação na análise de riscos de uma subestação real de extra-alta tensão.

## 15. Estudo de Caso

### 15.1. Introdução

Estabelecidos os modelos topológicos e matriciais que representam uma rede elétrica ou uma instalação industrial, é possível aplicá-los também a subestações isoladas, para avaliação de riscos de grandes acidentes, quantificando as métricas definidas. A quantificação ajudará na proposição de melhorias no projeto e na exploração de empreendimentos industriais existentes ou planejados.

Este capítulo exemplifica a aplicação destes modelos a uma instalação elétrica real, de extra-alta tensão. Serão identificados os dados necessários para parametrizar os modelos, e avaliadas as métricas de risco para cada componente. O modelo hierarquizará os pontos de risco da instalação, identificando os componentes mais sujeitos a danos permanentes, propondo uma prioridade para melhoria nos sistemas de proteção.

### 15.2. Modelo de Risco

Como estudo de caso será utilizada uma subestação de extra-alta tensão, descrita no próximo exemplo.

#### **Exemplo 197 – Subestação de Recife II**

A Figura 140 mostra um diagrama unificar da subestação de Recife II, uma instalação de transmissão de extra-alta tensão pertencente à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), localizada na região metropolitana do Recife, capital do Estado de Pernambuco, Brasil. Será utilizada para ilustrar a aplicação da metodologia de risco usada nesta pesquisa.

Através de duas linhas de 500kV (05L8 e 05L9) oriundas da Subestação de Angelim, no interior do Estado de Pernambuco, Recife II recebe energia de várias usinas hidrelétricas no rio São Francisco, e distribui para outras subestações de 230kV na área metropolitana da capital do Estado de Pernambuco e para o Porto Industrial de Suape. Ambas as linhas são compensadas por reatores *shunt* de 100MVA (05E1 e 05E2) e alimentam dois barramentos de 500kV, aos quais estão ligados três autotransformadores abaixadores (05T1, 05T2, 05T3), de 600MVA cada, que alimentam um conjunto de quatro barras de 230kV. Destas barras são derivadas treze linhas de 230kV para outras subestações. A subestação também dispõe de geração própria de energia reativa, através de dois condensadores síncronos de 13.8kV (01K1 e 01K2), ambos de 150MVA de capacidade, conectados às barras de 230kV através de um transformador de força de 300MVA com três

enrolamentos (04T5). Estas máquinas são usadas principalmente para regulação de reativos e tensões. Uma capacidade de curto-circuito de 7 GVA em sua barra de 500kV é uma medida da potência destrutiva liberada por esta estação durante uma falta primária.

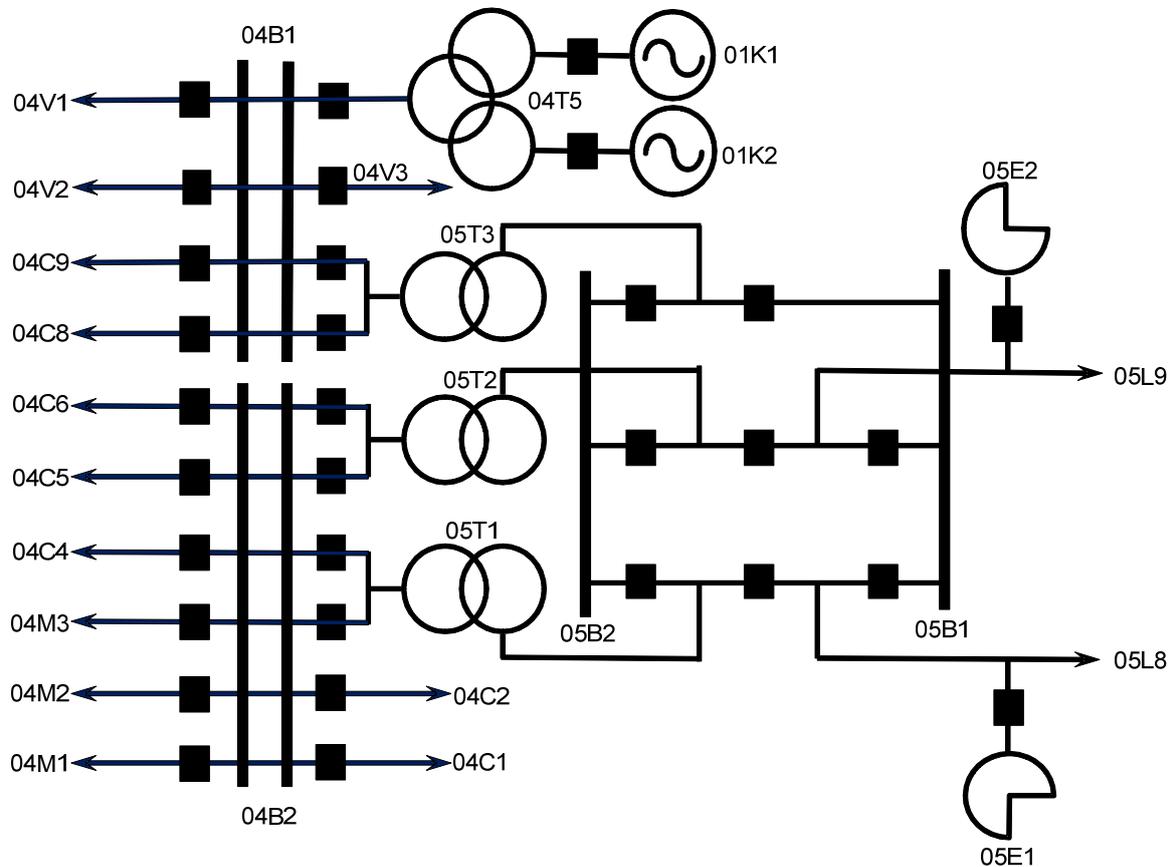


Figura 140 – Subestação de Recife II

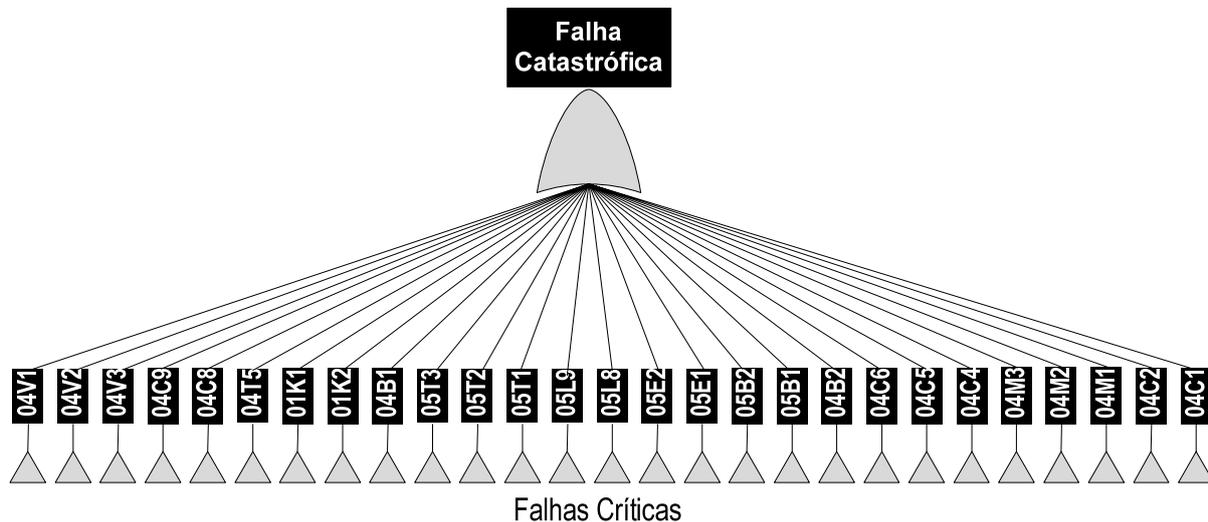
A expressão (900) define o conjunto  $S$  de equipamentos primários que compõem esta instalação, identificados pelos códigos operacionais, conforme a Figura 140. Os disjuntores são considerados componentes das funções primárias, neste estudo de caso.

$$S = \left\{ \begin{array}{l} 01K1, \quad 01K2, \quad 04C1, \quad 04C2, \quad 04M1, \quad 04M2, \quad 04M3, \quad 04C4, \quad 04C5, \\ 04C6, \quad 04C8, \quad 04C9, \quad 04V1, \quad 04V2, \quad 04V3, \quad 04B1, \quad 04B2, \quad 04T5, \\ 05T1, \quad 05T2, \quad 05T3, \quad 05B1, \quad 05B2, \quad 05L8, \quad 05L9, \quad 05E1, \quad 05E2 \end{array} \right\}. \quad (900)$$

Cada equipamento representa uma possível fonte de falta crítica na instalação, e será modelado por um ramo específico da árvore de falha da subestação, cujo evento raiz será uma falha catastrófica em qualquer componente.

#### Exemplo 198 – Raiz da Árvore de Falha de Recife II

Para ilustrar este método, a Figura 141 mostra apenas o topo da árvore de falha da Subestação de Recife II. Observa-se que o evento raiz, uma Falha Catastrófica na subestação, é composto, no nível seguinte, por todas as possíveis Falhas Críticas nesta estação. Existem tantos modos de falha críticos quanto sejam as unidades primárias na estação, isto é, 27 unidades de alta tensão neste exemplo. Estes eventos são identificados pelo código operacional de cada unidade, como mostrado na Figura 140.



*Figura 141 – Raiz da Árvore de Falha de Recife II*

As falhas críticas podem ocorrer em zonas de risco que delimitam as regiões da instalação possíveis de isolamento para contenção de risco.

### 15.3. Zonas de Risco

Para avaliar o desempenho e risco desta subestação é necessário delimitar as partes sujeitas a falhas ou danos. A subestação será particionada em zonas possíveis de isolamento em caso de acidente. O isolamento é obtido por disjuntores, mostrados como pequenos quadrados no diagrama unifilar da Figura 140. Este critério corresponde aproximadamente ao alcance e ajuste dos dispositivos de proteção primários, cujo sinal de disparo (*trip*) atua sobre os disjuntores delimitadores de sua zona. O exemplo a seguir ilustra esta partição neste estudo de caso:

#### **Exemplo 199 – Zonas de Proteção de Recife II**

Para a Subestação de Recife II, as zonas de risco são mostradas hachuradas na Figura 142. Os limites entre as zonas são estabelecidos pelos disjuntores, capazes de interrupção do fluxo de potência ou curto-circuito entre as zonas. Nota-se a sobreposição intencional de algumas zonas para proteger também os disjuntores nas fronteiras.

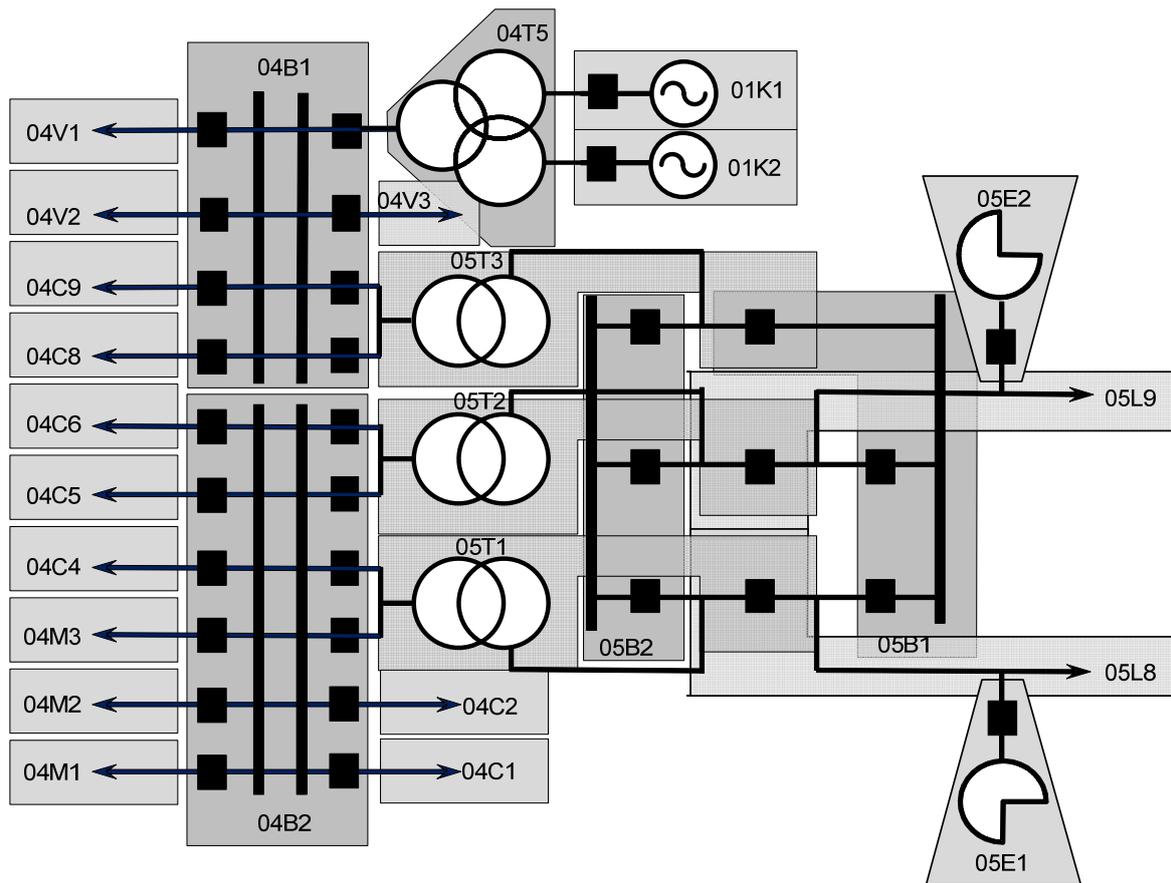


Figura 142 – Zonas de Proteção de Recife II

■

A superposição entre as zonas de risco e proteção é obtida através do cruzamento dos transformadores de instrumentos utilizados para alimentar os sistemas de proteção. Isto garante que todas as regiões sejam cobertas por pelo menos um sistema de proteção.

#### Exemplo 200 – Sistemas de Proteção de Recife II

A Figura 143 é um desenho unifilar de projeto dos sistemas de proteção da Subestação de Recife II. Cada função de proteção é identificada por um número padronizado pelo IEEE/NEMA/IEC (IEEE [118]) para relés de proteção. Nota-se a localização dos transformadores de instrumentos e dispositivos de proteção, e como eles são conectados. Observa-se também como a sobreposição das zonas é obtida pelo cruzamento da alimentação secundária dos transformadores de corrente para as proteções de unidades adjacentes. Embora não mostrado nesta figura, a maioria dos dispositivos de proteção é duplicada nas unidades de 500kV, para aumentar sua confiabilidade. O caminho de *trip* dos relés para cada disjuntor foi omitido neste exemplo para não complicar o desenho.

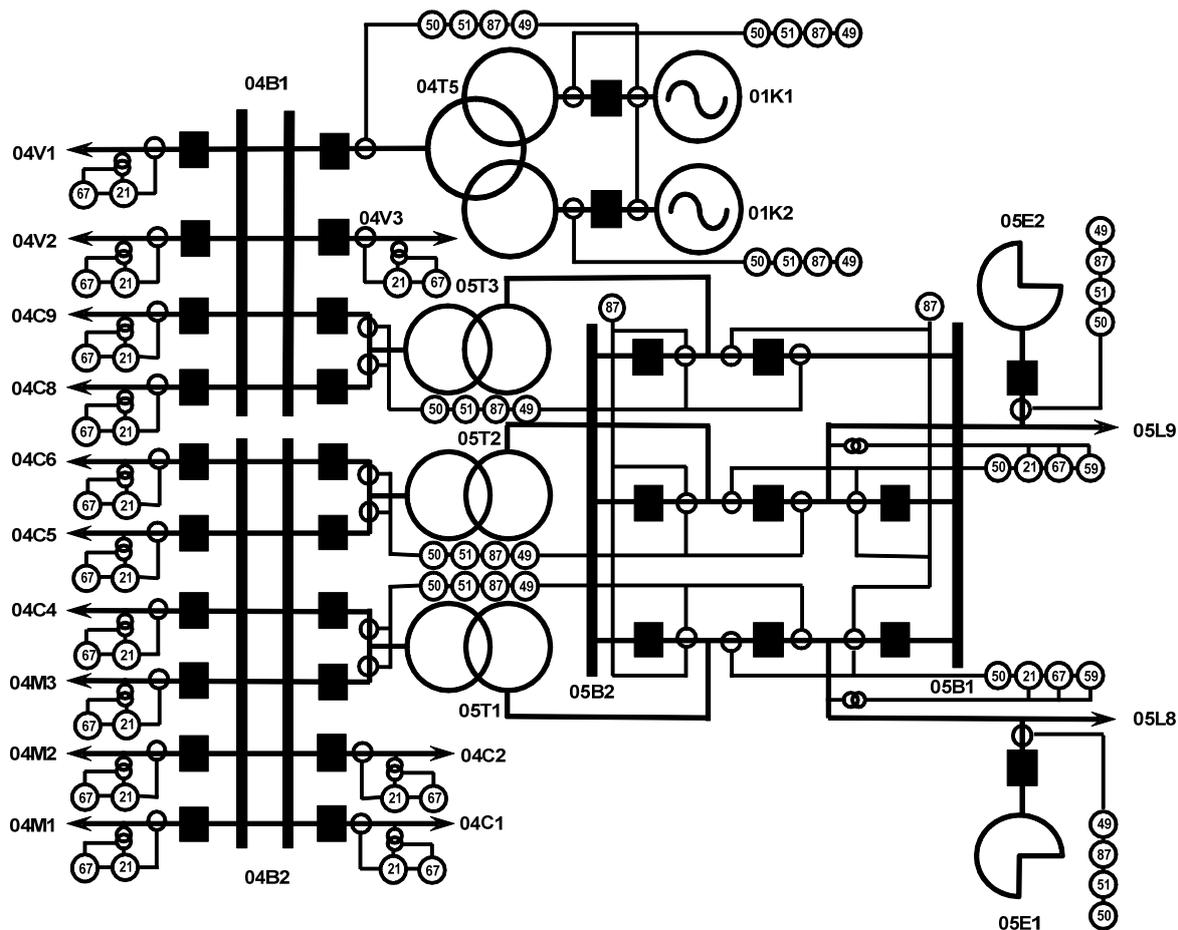


Figura 143 – Sistemas de Proteção de Recife II

■

Além de protegerem cada equipamento primário, as proteções servem também de retaguarda contra falhas nas proteções e disjuntores de equipamentos adjacentes, de acordo com os parâmetros definidos nos estudos de proteção. Esta relação será modelada neste estudo por um grafo de adjacência protetiva conforme o exemplo seguinte:

**Exemplo 201 – Grafo de Adjacência Protetiva de Recife II**

A Figura 144 mostra, através de um Grafo de Adjacência Protetiva, que unidade atua como proteção de retaguarda das outras unidades, na subestação de Recife II. Nesta figura, uma seta conectando duas unidades (vértices do grafo mostrados como círculos) representa uma proteção de retaguarda unidirecional da unidade de origem (da seta) sobre a unidade de destino (apontada pela seta). Uma linha simples (sem setas) conectando duas unidades representa uma proteção de retaguarda bidirecional, isto é, cada unidade conectada atua como proteção de retaguarda e simultaneamente é protegida pela outra unidade conectada.

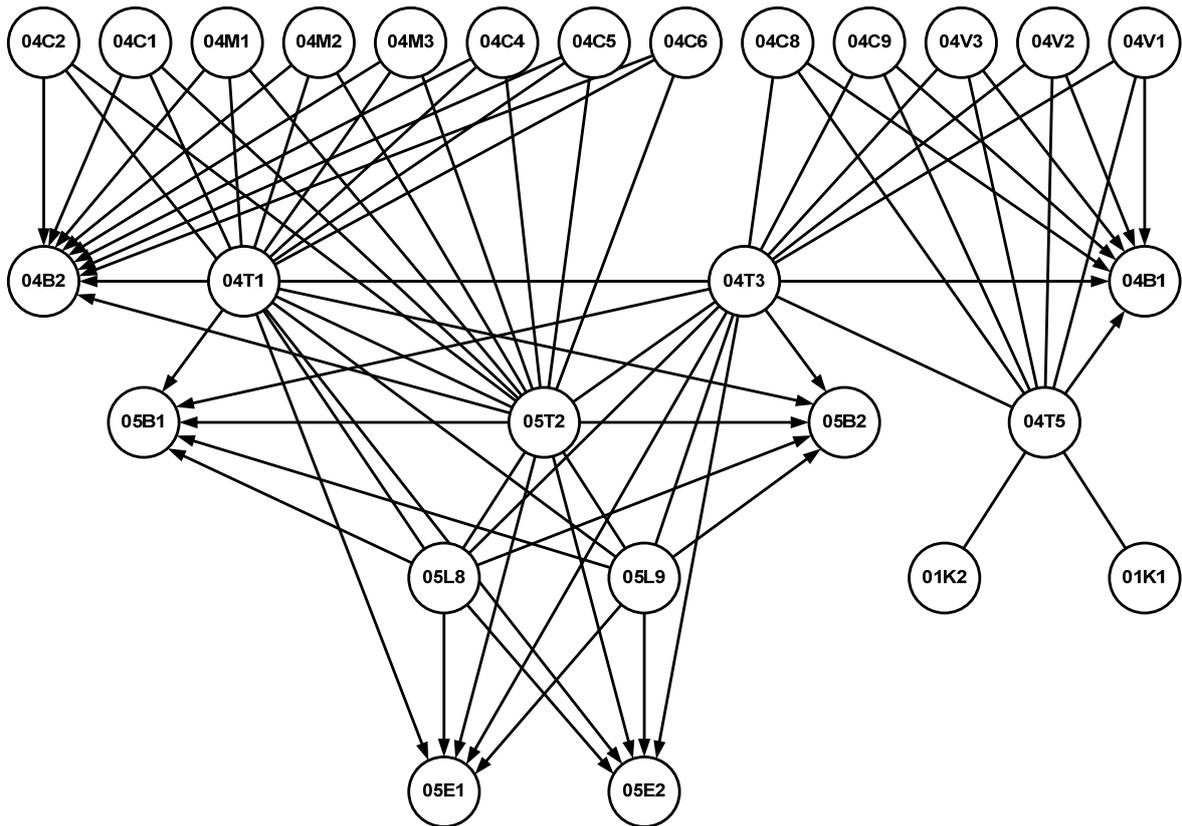


Figura 144 – Grafo de Adjacência Protetiva de Recife II

■

Do modelo de adjacência protetiva podem ser obtidos todos os conjuntos de proteções que funcionam como retaguarda para equipamentos vizinhos. Estes conjuntos serão ilustrados neste estudo de caso pelo seguinte exemplo:

**Exemplo 202 – Conjuntos de Proteções de Retaguarda de Recife II**

De acordo com o Grafo de Adjacência Protetiva da Figura 144, os conjuntos de proteções de retaguarda para cada equipamento da subestação de Recife II são definidos pelas expressões:

- $B_{01K1} = \{04T5\},$  (901)
- $B_{01K2} = \{04T5\},$  (902)
- $B_{04B1} = \{04V1,04V2,04V3,04C8,04C9,05T3,04T5\},$  (903)
- $B_{04B2} = \{04C1,04C2,04M1,04M2,04M3,04C4,04C5,04C6,05T1,05T2\},$  (904)
- $B_{04C1} = \{05T1,05T2\},$  (905)
- $B_{04C2} = \{05T1,05T2\},$  (906)
- $B_{04C4} = \{05T1,05T2\},$  (907)
- $B_{04C5} = \{05T1,05T2\},$  (908)
- $B_{04C6} = \{05T1,05T2\},$  (909)
- $B_{04C8} = \{05T3,05T5\},$  (910)
- $B_{04C9} = \{05T3,05T5\},$  (911)
- $B_{04M1} = \{05T1,05T2\},$  (912)
- $B_{04M2} = \{05T1,05T2\},$  (913)

$B_{04M3} = \{05T1,05T2\},$	(914)
$B_{04T5} = \{01K1,01K2,05T3,04C8,04C9,04V1,04V2,04V3\},$	(915)
$B_{04V1} = \{05T3,04T5\},$	(916)
$B_{04V2} = \{05T3,04T5\},$	(917)
$B_{04V3} = \{05T3,04T5\},$	(918)
$B_{05B1} = \{05T1,05T2,05T3,05L8,05L9\},$	(919)
$B_{05B2} = \{05T1,05T2,05T3,05L8,05L9\},$	(920)
$B_{05E2} = \{05T1,05T2,05T3,05L8,05L9\},$	(921)
$B_{05E1} = \{05T1,05T2,05T3,05L8,05L9\},$	(922)
$B_{05L8} = \{05T1,05T2,05T3\},$	(923)
$B_{05L9} = \{05T1,05T2,05T3\},$	(924)
$B_{05T1} = \{04C1,04C2,04M1,04M2,04M3,04C5,04C6,05T3,05T2,05L9,05L8\},$	(925)
$B_{05T2} = \{04C1,04C2,04M1,04M2,04M3,04C5,04C6,05T3,05T1,05L9,05L8\},$	(926)
$B_{05T3} = \{04C1,04C2,04M1,04M2,04M3,04C5,04C6,05T1,05T2,05L9,05L8\}.$	(927)

■

Cada conjunto acima representa o subconjunto dos equipamentos do sistema cujas proteções alcançam ou são sensibilidades por falhas nos equipamentos listados no lado direito de cada equação. Serão utilizados para definir a Matriz de Adjacência Protetiva no exemplo a seguir.

### **Exemplo 203 – Matriz de Adjacência Protetiva de Recife II**

A Tabela 181 define a Matriz de Adjacência Protetiva da Subestação de Recife II, conforme as relações da Figura 144.

Tabela 181 – Matriz de Adjacência Protetiva de Recife II

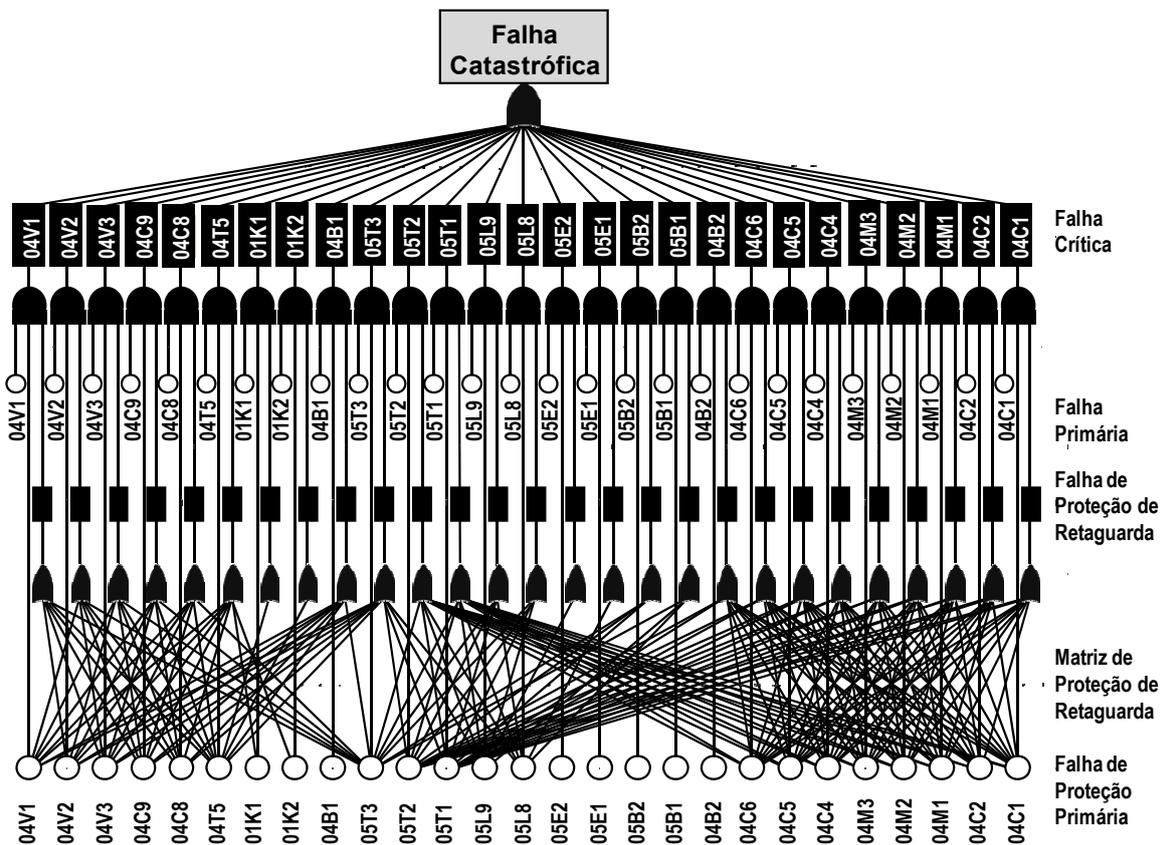
T	01K1	01K2	04B1	04B2	04C1	04C2	04C4	04C5	04C6	04C8	04C9	04M1	04M2	04M3	04T5	04V1	04V2	04V3	05B1	05B2	05E1	05E2	05L8	05L9	05T1	05T2	05T3	
01K1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
01K2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04C1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04C2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04C4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04C5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04C6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04C8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04C9	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04M1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04M2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04M3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
04T5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04V1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04V2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04V3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05E1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05E2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05L8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
05L9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
05T1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
05T2	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
05T3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

(928)

Esta matriz resume as relações de alcançabilidade dos ajustes dos sistemas de proteção secundários dos equipamentos da subestação. As informações serão utilizadas na expansão da árvore de falha da instalação ou sistema modelado, conforme o exemplo a seguir:

**Exemplo 204 – Árvore de Falha de Recife II**

A árvore de falha expandida, para uma falha catastrófica da subestação de Recife II, incluindo todas as sub-árvores de falhas críticas é mostrada na Figura 145, utilizando o grafo de adjacência da Figura 144.



*Figura 145 – Árvore de Falha de Recife II*

A árvore de falha completa é formada agora por seis níveis principais de eventos, identificados no lado direito da figura, com o seguinte significado:

- **Falha Catastrófica** – evento raiz da árvore de falha;
- **Falha Crítica** – falha simultânea de uma unidade e suas proteções primária e de retaguarda;
- **Falha Primária** – falha primária em uma unidade;
- **Falha de Proteção de Retaguarda** – recusa de *trip* de qualquer das proteções de retaguarda da unidade;
- **Matriz de Proteção de Retaguarda** – árvores de falha correspondentes ao grafo de dependência de cada proteção de unidade;
- **Falha de Proteção Primária** – recusa de *trip* de uma proteção primária de uma unidade.

Nota-se como a parte densa da Figura 145 foi definida pela relação de dependência lógica da proteção de retaguarda conforme apresentado na Figura 144 e como ela afeta a complexidade da árvore resultante.

■

Para completar o estudo de caso, será necessária a modelagem estatística dos componentes primários e secundários da instalação.

## 15.4. Modelo dos Componentes Primários

Para representar cada equipamento será utilizado o modelo Markoviano da Figura 15, ou a versão simplificada da Figura 17. Nota-se que neste modelo, o estado Disponível representa a condição onde a unidade está operando ou disponível para operar sem defeito. Durante este estado, é necessário que o sistema de proteção esteja operacional, no estado Normal. A frequência de falha de cada unidade pode ser derivada deste modelo, usando os registros históricos de manutenção, e avaliando a taxa de transição do estado Disponível para Indisponível Forçado, conforme ilustrado no seguinte exemplo:

### Exemplo 205 – Modelo dos Componentes Primários de Recife II

Para a Subestação de Recife II, estes dados estão listados na segunda coluna da Tabela 182, obtida da estatística de contingências por tipo de equipamento, e dados históricos de manutenção da CHESF (SIQUEIRA [233]), incluindo a Subestação de Recife II.

■

O modelo será complementado com a representação dos componentes secundários dos sistemas de proteção.

## 15.5. Modelo dos Componentes Secundários

Para representar cada sistema de proteção será utilizado o modelo Markoviano da Figura 21. De acordo com o modelo de avaliação de risco, apenas a probabilidade do estado de Bloqueio será necessária do modelo Markoviano da proteção, e a frequência de falha do modelo do equipamento primário. O exemplo a seguir ilustra estes dados para este estudo de caso.

### Exemplo 206 – Frequências e Probabilidades de Falha na Proteção de Recife II

A Tabela 182 mostra, na terceira coluna, os números obtidos destes modelos, usando dados históricos da CHESF, aplicáveis à subestação de Recife II, utilizando a mesma base de tempo horária.

Tabela 182 – Frequências de Falha e Probabilidade de Falha da Proteção

Unidade	Frequência de Falha (1/h)	Probabilidade de Falha
Síncronos	4,9044e-4	0,459771
Linhas	1,0825e-3	0,046851
Barramentos	4,4915e-5	0,324961
Transformadores	1,4977e-4	0,153101
Reatores	1,8701e-5	0,660874

■

Com estes dados é possível agora estimar os níveis de risco das diversas áreas que formam a subestação.

## 15.6. Áreas de Risco Catastrófico

O risco catastrófico estima a esperança de frequência de danos ou falhas críticas na instalação ou no sistema elétrico, sem atuação dos sistemas de proteção. O exemplo a seguir ilustra este cálculo para a Subestação de Recife II.

### Exemplo 207 – Distribuição do Risco Catastrófico de Recife II

Utilizando os dados da Tabela 182, e a Fórmula (804), obtém-se a distribuição de risco catastrófico na Subestação de Recife II, para cada componente. O gráfico da Figura 146 ilustra o resultado deste cálculo, em números de sinistros esperados por hora na instalação, com os dados acima.

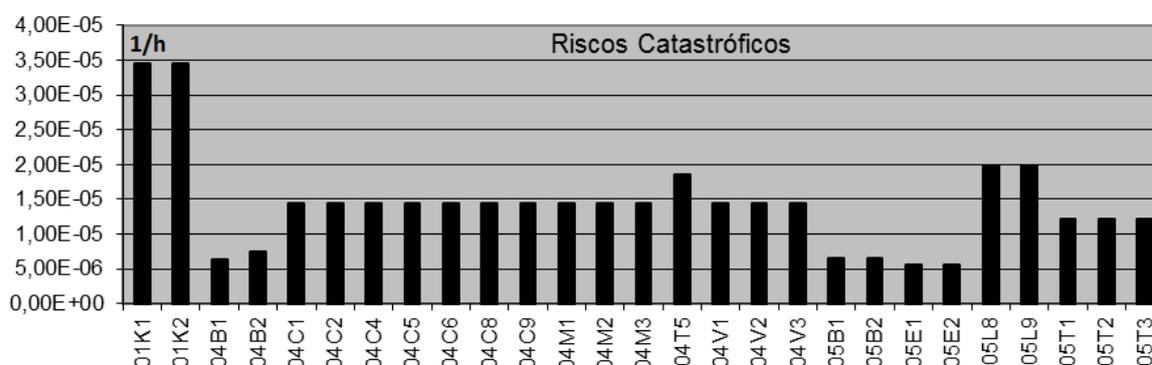


Figura 146 – Distribuição Horária de Risco Catastrófico da SE Recife II

Nota-se, neste gráfico, a elevada concentração relativa do risco associado aos compensadores síncronos 01K1 e 01K2, em comparação aos demais equipamentos, com possibilidade de dano catastrófico estimado a cada 4 anos, bastante inferior à média de vida útil destes equipamentos. Este cálculo confirma o histórico de danos e sinistros envolvendo este tipo de equipamento, nas diversas subestações da CHESF nas últimas décadas, tais como aqueles registrados nas subestações de Campina Grande II, Natal II, Bongü, Currais Novos e Matatu, com perda total, em anos recentes. Em compensação, é bastante reduzido o risco catastrófico de defeitos nos barramentos de 230kV (04B1 e 04B2) e 500kV (05B1 e 05B2), bem como nos reatores *shunt* de 500kV (05E1 e 05E2). Estes dados também confirmam o histórico reduzido de danos e sinistros na empresa nestes tipos de equipamentos.

■

Definidos os riscos catastróficos nos equipamentos primários e utilizando os mesmos dados já disponíveis, pode-se pesquisar as melhores opções para implantação de melhorias.

## 15.7. Melhorias nos Equipamentos

A identificação dos equipamentos cuja melhoria na taxa de falha tem maior impacto no risco da subestação pode ser determinada pelo vetor de Risco Marginal de Equipamento, dado pela equação (800), com cálculo exemplificado a seguir.

### Exemplo 208 – Risco Marginal dos Equipamentos de Recife II

A distribuição percentual desta métrica entre os diversos equipamentos da subestação de Recife II pode ser observada no gráfico da Figura 147, usando a equação (800).

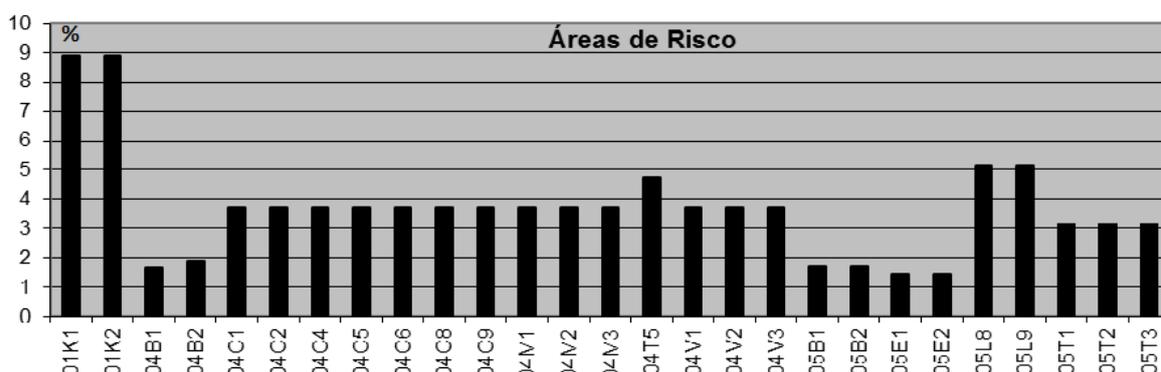


Figura 147 – Distribuição Percentual de Áreas de Risco de Recife II

Observa-se, novamente, que a melhoria na taxa de falha dos compensadores síncronos 01K1 e 01K2 produziria o maior impacto percentual no risco da instalação, em comparação aos demais equipamentos. Os baixos percentuais de melhoria nos riscos associados aos barramentos (04B1, 04B2, 05B1 e 05B2) e reatores (05E1 e 05E2), confirmam o resultado anterior, ou seja, são os menos indicados para melhoria do risco da instalação, em comparação a outros equipamentos.

■

Além da melhoria dos equipamentos primários, pode-se pesquisar as opções de melhoria nas proteções secundárias ou nas proteções, usando os indicadores do parágrafo a seguir.

## 15.8. Melhorias nas Proteções

Um vetor similar de Risco Relativo ou Marginal da Proteção pode ser calculado para medir a contribuição relativa da variação na confiabilidade dos sistemas de proteção no risco catastrófico, usando a Fórmula (802), conforme ilustrado no exemplo a seguir.

### Exemplo 209 – Distribuição do Risco da Proteção de Recife II

A Figura 148 mostra estes índices para a planta de Recife II, com base nos dados da Tabela 182, indicando os pontos mais necessários de melhoria na proteção.

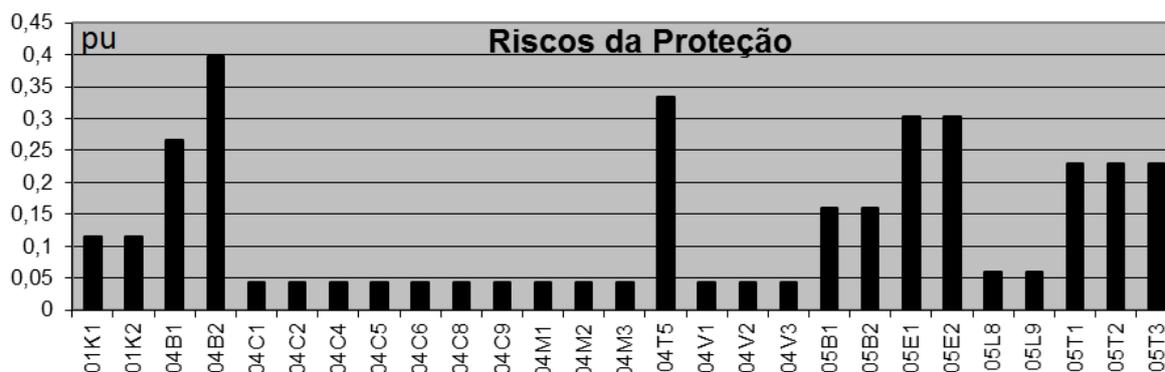


Figura 148 – Distribuição de Risco da Proteção de Recife II

É evidente que as proteções da Barra 04B2 e do transformador 04T5 que alimentam os compensadores síncronos são aquelas cuja variação na taxa de falha tem maior sensibilidade sobre o risco catastrófico da subestação. Um aumento na confiabilidade destes sistemas de proteção teria o maior impacto benéfico no risco da planta. Proteções diferenciais de alta velocidade são recomendadas normalmente para estes casos. No extremo oposto, as proteções de linha são as de menor sensibilidade sobre o risco catastrófico da instalação, sendo menos prioritárias para melhoria do risco catastrófico, em comparação aos demais equipamentos.

■

## 15.9. Sumário

Este capítulo exemplificou a aplicação dos modelos pesquisados na avaliação do risco de uma instalação elétrica de extra-alta tensão, com dados reais de desempenho histórico. Os resultados demonstram a capacidade dos modelos em identificar fragilidades e sugerir pontos de melhoria da confiabilidade, desempenho e risco de grandes danos, apontando prioridades na melhoria de equipamentos primários e sistemas secundários de proteção.

Outras simulações topológicas poderiam ser facilmente conduzidas no modelo, tais como comparar os níveis de risco obtidos com a operação das barras de 230kV interligadas, em suporte ao planejamento e estudos elétricos de operação. Esta e outras alternativas de estudo são sugeridas como aplicações adicionais desta metodologia, no capítulo final de conclusões desta pesquisa.

## 16. Conclusões

### 16.1. Introdução

Esta pesquisa resultou no desenvolvimento de uma metodologia de avaliação da propagação de falhas em redes elétricas, e sua aplicação na avaliação de indicadores de desempenho, diagnóstico de falhas e riscos em sistemas de potência. Também ilustrou sua aplicação em tempo real e em um estudo de caso real, na avaliação de riscos em uma instalação elétrica de extra-alta tensão, e na priorização de ações de melhoria nos equipamentos e sistemas de proteção associados.

Este capítulo final resume os principais resultados alcançados, as aplicações demonstradas e possíveis, as limitações e generalizações das técnicas estudadas, e sugestões de pesquisas adicionais sobre os métodos propostos. Os apêndices contêm o programa *MatLab*<sup>®</sup> desenvolvido, e a codificação do caso utilizado como exemplo.

### 16.2. Resultados

Os seguintes aspectos distinguem o método proposto, na avaliação de indicadores de desempenho, risco e propagação de falhas em sistemas elétricos:

- Inclusão da influência e desempenho da manutenção, proteção e operação de sistemas elétricos;
- Simulação da topologia da rede, com dependências funcionais, forçadas e programadas;
- Representação gráfica das dependências funcionais por grafos dirigidos;
- Modelagem da confiabilidade e alcance da gradação de sistemas de proteção;
- Representação de falhas de modo comum e disjuntor bloqueado;
- Modelagem de eventos e falhas simultâneas;
- Inclusão de causalidades remotas de teleproteções e sistemas de alívio de geração ou carga, ou sistemas especiais de proteção;
- Uso de dados tradicionalmente disponíveis nas bases de dados de manutenção e operação do setor elétrico;
- Avaliação de indicadores de desempenho, técnicos, econômicos e sociais;
- Determinação da sensibilidade dos indicadores a variações nos parâmetros de entrada;
- Formalização em álgebra matricial, com implementação trivial em computadores;

- Explicitação da contribuição e responsabilidade dos desligamentos entre empresas e agentes interligados; e
- Implementação completa em *MatLab*<sup>®</sup>.

Destaca-se a formalização matricial do método e sua base topológica, que o tornam atrativo para implementação computacional e representação gráfica de sistemas de pequeno porte. Para grandes sistemas recomenda-se a utilização de técnicas computacionais que explorem a esparsidade das matrizes dos modelos, usando algoritmos de pesquisas em profundidade e superfície em grafos, disponíveis em vários *softwares* comerciais e de cálculo matricial. A diversidade dos aspectos avaliados (manutenção, operação, proteção, etc.) tornam a metodologia essencialmente interdisciplinar, necessitando de participação de especialistas nestas áreas, para as diversas aplicações possíveis.

### 16.3. Aplicações

As simulações realizadas com os dados relativos a um sistema simples com múltiplos agentes e uma subestação de grande porte demonstram a capacidade do método em identificar as áreas de risco do sistema e da instalação. Também indica os locais onde se deve melhorar o sistema de proteção ou os equipamentos primários protegidos. Sua extensão a um sistema elétrico inteiro pressupõe a modelagem completa da rede, incluindo todas as instalações, ou a utilização dos modelos equivalentes descritos no parágrafo 11.12. Assim como neste estudo de caso, de interesse para o planejamento da planta e de sua proteção, a análise de risco em sistemas elétricos de potência e plantas industriais pode ser de interesse para muitos profissionais e *stakeholders*:

- Pessoal técnico envolvido no planejamento, manutenção e operação de sistemas de potência;
- Gestores públicos e de empresas de energia, de seguros, segurança e técnicos interessados nas consequências econômicas, sociais e de negócios, provocadas por acidentes de grandes proporções;
- Agências reguladoras, financiadoras e ligadas ao meio ambiente, e pessoal interessado na garantia de segurança legal e/ou social de empreendimentos de grande porte.

Além do seu valor intrínseco como ferramenta de decisão, a análise de risco e desempenho possui um efeito didático definitivo, na medida em que força o analista a tornar explícito o comportamento do processo, e seus perigos. Ao apresentar uma metodologia e um caso real, espera-se que o método venha a contribuir para a maior disseminação da análise de desempenho e riscos no setor elétrico e industrial em geral, usando conceitos topológicos e técnicas matriciais, associados a métodos probabilísticos, sujeitos às limitações próprias dos modelos.

## 16.4. Limitações

Todo modelo representa uma simplificação da realidade. Os modelos desenvolvidos nesta pesquisa não fogem a esta regra. Alguns fenômenos que ocorrem nos sistemas reais não são reproduzidos nos modelos, sendo importante o conhecimento e documentação destas limitações. Uma das limitações refere-se à hipótese de independência entre os eventos primários. Em algumas situações, eventos forçados ou programados serão correlacionados, dependentes ou consequentes entre si, tais como defeitos em transformadores por curto-circuito em linhas de transmissão, descargas atmosféricas em mais de uma linha de transmissão, etc. A raridade destes eventos motivou sua exclusão no modelo, embora possam ser representados por elementos virtuais, caso necessário, conforme ilustrado no parágrafo 11.2.

Eventos simultâneos ou sequenciais, mas não correlacionados, são corretamente simulados nos modelos. No primeiro caso, os modelos replicarão a realidade através da superposição dos efeitos, tais como em falhas ou manutenções simultâneas em equipamentos distintos. Se houver a necessidade de modelagem, eventos simultâneos e correlacionados podem ser representados por elementos de causa comum, conforme ilustrado no parágrafo 11.2. O segundo caso ocorre quando um segundo evento acontece enquanto as consequências do primeiro evento ainda não foram corrigidas. Podem ocorrer durante a realização de manutenção em um elemento, e a ocorrência de defeito em outro componente da rede, estando a configuração ajustada para o primeiro evento. Ou a ocorrência de um curto-circuito em uma linha enquanto o sistema estiver em contingência por um defeito anterior. Estes casos são corretamente considerados nos modelos, representando a maioria das contingências múltiplas possíveis em sistemas elétricos.

## 16.5. Generalizações

Desenvolvidos originalmente para representar interrupções em redes elétricas, os modelos podem ser facilmente adaptados para modelar outros fenômenos relacionados a qualidade de energia. O denominador comum a estes fenômenos refere-se à presença de fatos geradores isolados cujos efeitos se propagam pela topologia da rede elétrica na forma de perturbações. Muitos fenômenos são causadores de perturbações na qualidade dos sistemas elétricos, tais como curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos; aberturas monofásicas, bifásicas e trifásicas de condutores; conexão e desconexão de cargas desequilibradas e gerações distribuídas; etc. Estes eventos impactam na qualidade da energia elétrica, afetando a tensão, corrente ou frequência em pontos diversos da rede, podendo ser representados por modelos de alcançabilidade específicos para cada fenômeno avaliado, mas similares estruturalmente aos modelos desenvolvidos nesta pesquisa. Assim, é possível conceber modelos de adjacência e alcançabilidade para variações de frequência, variações de tensão de curta e longa duração, desequilíbrios e flutuações de tensões e correntes, ou distorções harmônicas. A generalização a estes fenômenos depende de pesquisas adicionais, assim como sua extensão a setores industriais adicionais.

## 16.6. Pesquisas Adicionais

A generalidade dos métodos sugere sua aplicação a muitos outros setores industriais ou da natureza, com as necessárias adequações, que possam ser modelados por estruturas topológicas similares aos sistemas elétricos de potência, e nas quais ocorram fluxos de insumos, trânsito e produtos através da estrutura. Em particular, as seguintes indústrias apresentam características análogas aos sistemas elétricos, por operarem redes interligadas de componentes, transportando fluxos de insumos e produtos, sujeitas a interesses similares de desempenho e risco:

1. Sistemas de Transmissão de Eletricidade;
2. Sistemas de Distribuição de Eletricidade;
3. Sistemas de Distribuição de Gás;
4. Sistemas de Distribuição de Óleo;
5. Sistemas de Distribuição de Água;
6. Sistemas de Esgotamento Sanitário;
7. Sistemas de Telecomunicações;
8. Sistemas de Transporte Ferroviário;
9. Sistemas de Transporte Rodoviário;
10. Sistemas de Transporte Aéreo;
11. Sistemas de Redes Logísticas;
12. Indústrias Químicas e de Petróleo; e
13. Indústrias de Processos em Geral.

Neste sentido, o programa *MatLab*<sup>®</sup> e os modelos desenvolvidos foram planejados para serem adimensionais e independentes das grandezas físicas que circulam na rede, sejam elas correntes elétricas, mercadorias, veículos, mensagens, água, vapor, esgoto, óleo, petróleo, gás, etc. O Apêndice A sugere as adaptações necessárias para utilização do programa em vários setores de infraestrutura básica tais como energia elétrica, água, esgoto, gás, óleo, comunicações, transporte e informações. Sistemas tecnológicos mistos, ou complementares, também podem ser modelados em conjunto, explorando sua interdependência, tais como:

1. Sistemas Elétricos e Redes de Gás;
2. Sistemas de Água Potável e Esgotamento Sanitário;
3. Sistemas Elétricos e de Telecomunicações;
4. Sistemas Elétricos e Ferroviários;
5. Sistemas de Transporte e Logísticos;
6. Redes de Óleo e Gás;
7. Indústrias de Petróleo e Gás; e
8. Redes Interligadas em Geral.

Além dos sistemas tecnológicos, muitas redes similares são encontrados nas áreas sociais, biológicas e de informação (NEWMAN [177]), que podem ser modeladas usando os mesmos princípios. Entre as redes sociais citam-se as:

1. Redes de Afiliação;
2. Redes de Relacionamento; e

### 3. Redes de Contatos.

Entre as redes de informação mais conhecidas (NEWMAN [177]) e possíveis de simulação citam-se por exemplo:

1. Rede Mundial de Computadores;
2. Rede World Wide Web;
3. Redes de Citações Técnicas;
4. Redes de Citações Legais;
5. Redes de Citações em Patentes;
6. Redes *Peer-To-Peer*;
7. Redes de Recomendação; e
8. Redes de Índices de Palavra Chaves.

Redes Biológicas também podem ser modeladas e incluem (NEWMAN [177]) por exemplo:

1. Redes Metabólicas;
2. Redes de Interações entre Proteínas;
3. Redes de Regulações Genéticas;
4. Redes Neurais;
5. Redes Ecológicas; e
6. Redes Alimentares.

A análise de aplicabilidade destes modelos em cada sistema listado depende de investigações adicionais, sugeridas para continuação desta pesquisa. Também parece atrativa a possibilidade de desenvolvimento de ferramentas gráficas para desenho da topologia e gráficos de adjacência e alcançabilidade, para suporte aos cálculos matriciais. Estes temas também são sugeridos para pesquisas adicionais.

## 16.7. Sumário

Esta pesquisa documentou o desenvolvimento de uma metodologia matricial para avaliação de desempenho, diagnóstico de falhas e riscos em sistemas elétricos de potência e sua aplicação em um estudo de caso real. As similaridades destes sistemas com muitos outros setores industriais sugerem que a metodologia possa ser aplicada nestas indústrias, com as adequações necessárias. Estas possibilidades são sugeridas como estudos adicionais de continuidade desta pesquisa.

## **APÊNDICES**



## A. Programa em *MatLab*<sup>®</sup>

### A.1. Introdução

Este apêndice contém o manual de instalação e operação, bem como a listagem do código fonte do programa *MatLab*<sup>®</sup> que calcula os indicadores de desempenho e risco desta pesquisa. Adicionalmente, contém a lista de dados de entrada e de saída do programa, bem como o fluxograma de cálculo associado. O Apêndice B contém um exemplo completo de codificação de dados de entrada e os resultados obtidos com o programa. Este modelo foi utilizado nesta pesquisa para exemplificar os métodos desenvolvidos. Poderá ser usado como *template* para simulações de outros casos desejados.

### A.2. Adaptações

Para ser independente do tipo de indústria, o programa utiliza termos genéricos para características comuns a vários setores industriais. Os seguintes termos são utilizados para representar as diferentes aplicações previstas para o programa:

- **Indústria** – setor específico de infraestrutura básica ou interligada;
- **Fluxo** – taxa de entrada ou saída de itens em pontos específicos do sistema;
- **Produção** – totalização do fluxo de entrada ou saída no tempo;
- **Insumo** – ponto de entrada de fluxo na rede; e
- **Produto** – ponto de saída de fluxo da rede;

A Tabela 183 ilustra a adaptação sugerida para estes termos para diferentes setores de infraestrutura básica e de aplicação do programa.

*Tabela 183 – Setores de Infraestrutura Básica*

<b>Indústria</b>	<b>Fluxo</b>	<b>Produção</b>	<b>Insumo</b>	<b>Produto</b>
Elétrica	Potência	Energia	Geração	Carga
Água	Vazão	Volume	Captação	Consumo
Esgoto	Vazão	Volume	Coleta	Descarte
Gás	Vazão	Volume	Produção	Consumo
Óleo	Vazão	Volume	Produção	Consumo
Comunicação	Transmissão	Mensagens	Origem	Destino
Transporte	Deslocamento	Volume	Origem	Destino
Informação	Transmissão	Dados	Origem	Destino

Nesta tese foi utilizada a terminologia adequada a indústria elétrica para os dados de saída (primeira linha da Tabela 183), mantendo a denominação original dos

dados de entrada independentes do tipo de indústria. Para outros tipos de indústria, os termos Potência, Energia, Geração e Carga deverão ser substituídos pelos termos correspondentes ao Fluxo, Produção, Insumo e Produto da indústria modelada.

### A.3. Dados de Entrada

A Tabela 184 relaciona alfabeticamente todos os dados de entrada do programa, com sua descrição, tipo, classe e dimensão. O tipo de dado pode ser vetor ou matriz, com a mesma dimensão do número inteiro  $n$  de componentes da rede, ou  $N$  de empresas ou sistemas interligados, ou  $m$  de equipamentos equivalentes conforme seja o caso. A classe pode ser de número real ou vetor lógico, codificado em binário (módulo 2). Todos os dados são adimensionais, expressos em pu (por unidade) de um sistema não especificado de unidades, coerente com o tipo de indústria modelada.

Tabela 184 – Dados de Entrada do Programa

Dado	Descrição	Tipo	Classe	Dimensão
<b>c</b>	Confiabilidade Própria da Proteção	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>dl</b>	Duração Própria de Saída Forçada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>dP</b>	Duração Própria de Saída Programada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>e</b>	Vetor de Equivalentes	Vetor	Lógico	$m \times n$
<b>EA</b>	Vetor de Estado Anterior	Vetor	Lógico	$n \times 1$
<b>EP</b>	Vetor de Estado Posterior	Vetor	Lógico	$n \times 1$
<b>fl</b>	Frequência Própria de Saída Forçada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>fP</b>	Frequência Própria de Saída Programada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>I</b>	Matriz de Adjacência Forçada	Matriz	Lógico	$n \times n$
<b>K</b>	Limites de Interrupção	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>KI</b>	Fatores de Penalização por Saída Forçada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>KP</b>	Fatores de Penalização por Saída Programada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>I</b>	Produção Própria Conectada	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>P</b>	Matriz de Adjacência Programada	Matriz	Lógico	$n \times n$
<b>PC</b>	Matriz de Controle do Sistema	Matriz	Lógico	$m \times n$
<b>QI</b>	Franquias de Penalização por Saídas Forçadas	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>QP</b>	Franquias de Penalização por Saídas Programadas	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>r</b>	Duração Própria de Reconexão	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>S</b>	Matriz de Sistemas	Matriz	Lógico	$N \times n$
<b>SI</b>	Matriz de Simultaneidade de Entrada	Matriz	Lógico	$? \times n$
<b>SO</b>	Matriz de Simultaneidade de Saída	Matriz	Lógico	$? \times n$
<b>T</b>	Matriz de Adjacência Protetiva	Matriz	Lógico	$n \times n$
<b>v</b>	Vulnerabilidade Própria da Proteção	Vetor	Real	$n \times 1$
<b>XI</b>	Vetor de Falhas Primárias	Vetor	Lógico	$n \times 1$
<b>YI</b>	Vetor de Resíduos de Estado	Vetor	Lógico	$n \times 1$

Uma vez carregados, todos os dados de entrada ficam disponíveis no Ambiente de Trabalho (*Workspace*) do *MatLab*<sup>®</sup>, sendo suficiente selecioná-los para modificação no Editor de Variáveis (*Variable Editor*).

#### A.4. Dados de Saída

A Tabela 185 relaciona alfabeticamente todos os dados de saída do programa, com sua descrição e tipo. Os tipos de dados podem ser escalares, vetores e matrizes, neste caso com a mesma dimensão do número inteiro  $n$  de componentes do sistema elétrico, ou  $N$  de empresas interligadas, ou  $m$  de equipamentos equivalentes, conforme seja o caso.

*Tabela 185 – Dados de Saída do Programa*

<b>Variável</b>	<b>Descrição</b>	<b>Tipo</b>
ADI	Matriz de Associação Destinatária Forçada	Matriz
ADP	Matriz de Associação Destinatária Programada	Matriz
ADVLI	Autovalores da Matriz de Associação Destinatária Forçada	Vetor
ADVLP	Autovalores da Matriz de Associação Destinatária Programada	Vetor
ADVTI	Autovetores da Matriz de Associação Destinatária Forçada	Matriz
ADVTP	Autovetores da Matriz de Associação Destinatária Programada	Matriz
AIE	Matriz Equivalente de Alcançabilidade Forçada	Matriz
AII	Grau de Entrada Alcançável Forçada	Vetor
AIO	Grau de Saída Alcançável Forçada	Vetor
AIP	Matriz de Alcançabilidade Forçada Probabilística	Matriz
AIR	Matriz de Alcançabilidade Programada Restrita	Matriz
AIS	Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas	Matriz
AOI	Matriz de Associação Originária Forçada	Matriz
AOP	Matriz de Associação Originária Programada	Matriz
AOVLI	Autovalores da Matriz de Associação Originária Forçada	Vetor
AOVLP	Autovalores da Matriz de Associação Originária Programada	Vetor
AOVTI	Autovetores da Matriz de Associação Originária Forçada	Matriz
AOVTP	Autovetores da Matriz de Associação Originária Programada	Matriz
AP	Matriz Inicial de Alcançabilidade	Matriz
APE	Matriz Equivalente de Alcançabilidade Programada	Matriz
API	Grau de Entrada Alcançável Programada	Vetor
APO	Grau de Saída Alcançável Programada	Vetor
APP	Matriz de Alcançabilidade Programada Probabilística	Matriz
APR	Matriz de Alcançabilidade Programada Restrita	Matriz
APS	Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas	Matriz
ASAI	Indisponibilidade Média do Consumidor do Sistema	Escalar
ASAIs	Indisponibilidade Média de Consumidor por Sistema	Vetor
AVLC	Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Protetiva	Vetor
AVLI	Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Forçada	Vetor
AVLP	Autovalores da Matriz de Alcançabilidade Programada	Vetor
AVTC	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Protetiva	Matriz
AVTI	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Forçada	Matriz
AVTP	Autovetores da Matriz de Alcançabilidade Programada	Matriz
AX	Matriz Auxiliar	Matriz
CAC	Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas	Vetor
CADI	Centralidade de Associação Destinatária Forçada	Vetor

<b>Variável</b>	<b>Descrição</b>	<b>Tipo</b>
CADP	Centralidade de Associação Destinatária Programada	Vetor
CAI	Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas	Vetor
CAIDI	Duração Média de Interrupção de Consumidor	Escalar
CAIDIS	Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema	Escalar
CAIDIs	Duração Média de Interrupção de Consumidor por Sistema	Vetor
CAIDISs	Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema por Sistema	Vetor
CAOI	Centralidade de Associação Originária Forçada	Vetor
CAOP	Centralidade de Associação Originária Programada	Vetor
CAP	Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas	Vetor
cD	Matriz Diagonal do Vetor c	Matriz
cE	Confiabilidade Equivalente da Proteção	Vetor
CFI	Vetor de Conectividade Forte Forçada	Matriz
CFP	Vetor de Conectividade Forte Programada	Matriz
CGCI	Centralidade de Grau para Saídas Protetivas por cada Componente	Vetor
CGCO	Centralidade de Grau para Saídas Protetivas em cada Componente	Vetor
CGII	Centralidade de Grau para Saídas Forçadas por cada Componente	Vetor
CGIO	Centralidade de Grau para Saídas Forçadas em cada Componente	Vetor
CGPI	Centralidade de Grau para Saídas Programadas por cada Componente	Vetor
CGPO	Centralidade de Grau para Saídas Programadas em cada Componente	Vetor
CPC	Centralidade Própria para Saídas Protetivas	Vetor
CPI	Centralidade Própria para Saídas Forçadas	Vetor
CPP	Centralidade Própria para Saídas Programadas	Vetor
D	Disponibilidade dos Equipamentos	Vetor
DA	Duração Acumulada de Indisponibilidade	Vetor
DAC	Tempo Total de Saída por Falha Protetiva	Vetor
DACij	Responsabilidade por Tempo Total de Saída por Falha Protetiva	Matriz
DAI	Tempo Total de Saída Forçada	Vetor
DAij	Responsabilidade por Tempo Total de Saída Forçada	Matriz
DAij	Responsabilidade por Duração Acumulada de Indisponibilidade	Matriz
DAIX	Matriz de Indisponibilidade Acumulada	Matriz
DAP	Tempo Total de Saída Programada	Vetor
DAPij	Responsabilidade por Tempo Total de Saída Programada	Matriz
DC	Duração Média de Indisponibilidade Protetiva	Vetor
DCI	Vetor de Desligamentos Corretos	Vetor
DGAij	Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Geração	Matriz
DI	Duração Média de Indisponibilidade Forçada	Vetor
dID	Matriz Diagonal do Vetor dI	Matriz
dIDE	Matriz Diagonal de Duração Equivalente de Interrupção Forçada	Matriz
dIE	Duração Equivalente de Interrupção Forçada	Vetor
DIPC	Duração de Interrupção dos Pontos de Controle	Vetor
DIPCM	Duração Média de Interrupção dos Pontos de Controle	Vetor
DLAij	Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga	Matriz
DMIC	Duração Máxima de Interrupção	Vetor
DMIPC	Duração Máxima de Interrupção dos Pontos de Controle	Vetor
DP	Duração Média de Indisponibilidade Programada	Vetor
dPD	Matriz Diagonal do Vetor dP	Matriz
dPDE	Matriz Diagonal de Duração Equivalente de Interrupção Programada	Matriz

<b>Variável</b>	<b>Descrição</b>	<b>Tipo</b>
dPE	Duração Equivalente de Interrupção Programada	Vetor
DR	Duração Relativa de Indisponibilidade	Vetor
DRI	Duração Média de Reconexão Forçada	Vetor
DRP	Duração Média de Reconexão Programada	Vetor
E	Eficiência dos Equipamentos da Rede	Vetor
EA	Responsabilidade por Energia Interrompida por Saída p/Falha Protetiva	Vetor
eD	Matriz Diagonal do Vetor e	Matriz
EENGCIj	Responsabilidade por Energia não Gerada Protetiva	Matriz
EENGD	Esperança de Energia Média não Gerada por Desligamento	Vetor
EENGDC	Esperança de Energia não Gerada por Falha de Proteção	Vetor
EENGDI	Esperança de Energia não Gerada por Desligamento Forçado	Vetor
EENGDP	Esperança de Energia não Gerada por Desligamento Programado	Vetor
EENGE	Esperança de Energia Média não Gerada por Equipamento	Vetor
EENGEc	Esperança de Energia Protetiva não Gerada por Equipamento	Vetor
EENGEI	Esperança de Energia Forçada não Gerada por Equipamento	Vetor
EENGEP	Esperança de Energia Programada não Gerada por Equipamento	Vetor
EENGES	Esperança de Energia Média não Gerada por Equipamento p/Empresa	Vetor
EENGET	Esperança de Energia Total não Gerada pelo Sistema	Vetor
EENGETs	Esperança de Energia Total não Gerada por Sistema	Vetor
EENGIj	Responsabilidade por Energia não Gerada Forçada	Matriz
EENGij	Responsabilidade por Energia não Gerada	Matriz
EENGPij	Responsabilidade por Energia não Gerada Programada	Matriz
EENGRAlj	Responsabilidade por Energia não Gerada de Reconexão Forçada	Matriz
EENGRAPij	Responsabilidade por Energia não Gerada de Reconexão Programada	Matriz
EENSCij	Responsabilidade por Energia não Suprida por Saída Protetiva	Matriz
EENSCij	Responsabilidade por Energia não Suprida Protetiva	Matriz
EENSD	Esperança de Energia Média não Suprida por Desligamento	Vetor
EENSDc	Esperança de Energia não Suprida por Falha de Proteção	Vetor
EENSDI	Esperança de Energia não Suprida por Desligamento Forçado	Vetor
EENSDP	Esperança de Energia não Suprida por Desligamento Programado	Vetor
EENSDs	Esperança de Energia Média não Suprida por Desligamento p/Empresa	Vetor
EENSE	Esperança de Energia Média não Suprida por Equipamento	Vetor
EENSEc	Esperança de Energia Protetiva não Suprida por Equipamento	Vetor
EENSEI	Esperança de Energia Forçada não Suprida por Equipamento	Vetor
EENSEP	Esperança de Energia Programada não Suprida por Equipamento	Vetor
EENSEs	Esperança de Energia Média não Suprida por Equipamento p/Empresa	Vetor
EENSET	Esperança de Energia Total não Suprida pelo Sistema	Vetor
EENSETs	Esperança de Energia Total não Suprida por Desligamento p/Empresa	Vetor
EENSlij	Responsabilidade por Energia não Suprida por Saída Forçada	Matriz
EENSlij	Responsabilidade por Energia não Suprida Forçada	Matriz
EENSij	Responsabilidade por Energia não Suprida por Indisponibilidade	Matriz
EENSij	Responsabilidade por Energia não Suprida	Matriz
EENSPij	Responsabilidade por Energia não Suprida por Saída Programada	Matriz
EENSPij	Responsabilidade por Energia não Suprida Programada	Matriz
EENSRAlj	Responsabilidade por Energia não Suprida por Reconexão Forçada	Matriz
EENSRAlj	Responsabilidade por Energia não Suprida de Reconexão Forçada	Matriz
EENSRAPij	Responsabilidade por Energia não Suprida por Reconexão Programada	Matriz

<b>Variável</b>	<b>Descrição</b>	<b>Tipo</b>
EENSRAPij	Responsabilidade por Energia não Suprida de Reconexão Programada	Matriz
EER	Eficiência Esperada da Rede	Escalar
ePC	Equivalente nos Pontos de Controle	Vetor
EPG	Esperança de Potência Gerada	Vetor
EPNGCij	Responsabilidade por Potência não Gerada Protetiva	Matriz
EPNGD	Esperança de Potência Média não Gerada por Desligamento	Vetor
EPNGDC	Esperança de Potência não Gerada por Falha de Proteção	Vetor
EPNGDI	Esperança de Potência não Gerada por Desligamento Forçado	Vetor
EPNGDP	Esperança de Potência não Gerada por Desligamento Programado	Vetor
EPNGE	Esperança de Potência Média não Gerada por Equipamento	Vetor
EPNGEC	Esperança de Potência Protetiva não Gerada por Equipamento	Vetor
EPNGEI	Esperança de Potência Forçada não Gerada por Equipamento	Vetor
EPNGEP	Esperança de Potência Programada não Gerada por Equipamento	Vetor
EPNGEs	Esperança de Potência Média não Gerada por Equipamento p/Empresa	Vetor
EPNGET	Esperança de Potência Total não Gerada pelo Sistema	Escalar
EPNGETs	Esperança de Potência Total não Gerada por Sistema	Vetor
EPNGIij	Responsabilidade por Potência não Gerada Forçada	Matriz
EPNGij	Responsabilidade por Potência não Gerada	Matriz
EPNGPij	Responsabilidade por Potência não Gerada Programada	Matriz
EPNGRALij	Responsabilidade por Potência não Gerada de Reconexão Forçada	Matriz
EPNGRAPij	Responsabilidade por Potência não Gerada de Reconexão Programada	Matriz
EPNSCij	Responsabilidade por Potência não Suprida Protetiva	Matriz
EPNSD	Esperança de Potência Média não Suprida por Desligamento	Vetor
EPNSDC	Esperança de Potência não Suprida por Falha de Proteção	Vetor
EPNSDI	Esperança de Potência não Suprida por Desligamento Forçado	Vetor
EPNSDP	Esperança de Potência não Suprida por Desligamento Programado	Vetor
EPNSDs	Esperança de Potência Média não Suprida por Desligamento p/Empresa	Vetor
EPNSE	Esperança de Potência Média não Suprida por Equipamento	Vetor
EPNSEC	Esperança de Potência Protetiva não Suprida por Equipamento	Vetor
EPNSEI	Esperança de Potência Forçada não Suprida por Equipamento	Vetor
EPNSEP	Esperança de Potência Programada não Suprida por Equipamento	Vetor
EPNSEs	Esperança de Potência Média não Suprida por Equipamento p/Empresa	Vetor
EPNSET	Esperança de Potência Total não Suprida pelo Sistema	Escalar
EPNSETs	Esperança de Potência Total não Suprida por Sistema	Vetor
EPNSIij	Responsabilidade por Potência não Suprida Forçada	Matriz
EPNSij	Responsabilidade por Potência não Suprida	Matriz
EPNSPij	Responsabilidade por Potência não Suprida Programada	Matriz
EPNSRALij	Responsabilidade por Potência não Suprida de Reconexão Forçada	Matriz
EPNSRAPij	Responsabilidade por Potência não Suprida de Reconexão Programada	Matriz
EPS	Esperança de Potência Suprida	Vetor
ERR	Eficiência Real da Rede	Escalar
F	Frequência Total de Indisponibilidade	Vetor
f	Vetor de Frequências Próprias de Saída	Vetor
FC	Frequência Total de Saída por Falha Protetiva	Vetor
FCD	Matriz Diagonal do Vetor FC	Matriz
FCG0	Frequência Protetiva sem Interrupção de Geração	Vetor
FCij	Responsabilidade por Frequência Protetiva	Matriz

Variável	Descrição	Tipo
FCL0	Frequência Protetiva sem Interrupção de Carga	Vetor
FD	Matriz Diagonal do Vetor F	Matriz
fD	Matriz Diagonal do Vetor f	Matriz
FERP	Frequência de Risco da Proteção por Empresa	Vetor
FG0	Frequência Total sem Interrupção de Geração	Vetor
FI	Frequência Total de Saída Forçada	Vetor
FID	Matriz Diagonal do Vetor FI	Matriz
fID	Matriz Diagonal do Vetor fi	Matriz
fIDE	Matriz Diagonal de Frequência Equivalente de Interrupção Forçada	Matriz
fIE	Frequência Equivalente de Interrupção Forçada	Vetor
FIFI	Fator de Importância da Frequência Forçada	Vetor
FIG0	Frequência Forçada sem Interrupção de Geração	Vetor
Flij	Responsabilidade por Frequência Forçada	Matriz
Fij	Responsabilidade por Frequência Total	Matriz
FIL0	Frequência Forçada sem Interrupção de Carga	Vetor
FIPC	Frequência de Interrupção dos Pontos de Controle	Vetor
FL0	Frequência Total sem Interrupção de Carga	Vetor
FP	Frequência Total de Saída Programada	Vetor
FPD	Matriz Diagonal do Vetor FP	Matriz
fPD	Matriz Diagonal do Vetor fP	Matriz
fPDE	Matriz Diagonal de Frequência Equivalente de Interrupção Programada	Matriz
fPE	Frequência Equivalente de Interrupção Programada	Vetor
FPG0	Frequência Programada sem Interrupção de Geração	Vetor
FPij	Responsabilidade por Frequência Programada	Matriz
FPL0	Frequência Programada sem Interrupção de Carga	Vetor
FR	Frequência Relativa de Indisponibilidade	Vetor
FRP	Frequência de Risco da Proteção	Vetor
GASAI	Indisponibilidade Média de Gerador do Sistema	Escalar
GASAI <sub>s</sub>	Indisponibilidade Média de Geração por Sistema	Vetor
GCAIDI	Duração Média de Interrupção de Gerador	Escalar
GCAIDIS	Duração Média de Interrupção de Geração do Sistema	Escalar
GCAIDIs	Duração Média de Interrupção de Gerador por Sistema	Vetor
GCAIDISs	Duração Média de Interrupção de Geração do Sistema por Sistema	Vetor
GSAIDI	Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores	Escalar
GSAIDIs	Duração Média de Interrupção por Sistema a Geradores	Vetor
GSAIFI	Frequência Média de Interrupção do Sistema a Geradores	Escalar
GSAIFIs	Frequência Média de Interrupção por Sistema a Geradores	Vetor
I_1	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq 1$	Matriz
I_2	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq 2$	Matriz
I_3	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq 3$	Matriz
I_4	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq 4$	Matriz
I1	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 1	Matriz
I2	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 2	Matriz
I3	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 3	Matriz
I4	Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem 4	Matriz
II	Grau de Entrada Adjacente Forçada	Vetor
IO	Grau de Saída Adjacente Forçada	Vetor

Variável	Descrição	Tipo
IPF1	Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 1	Matriz
IPF2	Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 2	Matriz
IPF3	Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 3	Matriz
IPF4	Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem 4	Matriz
IRG	Indicador de Robustez da Geração	Escalar
IRGs	Robustez da Geração por Sistema	Vetor
IRI	Itens Relevantes para Saídas Forçadas	Matriz
IRL	Indicador de Robustez da Carga	Escalar
IRLs	Robustez da Carga por Sistema	Vetor
IRP	Itens Relevantes para Saídas Programadas	Matriz
IS	Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas	Matriz
ISG	Indicador de Severidade da Geração	Escalar
ISGs	Severidade da Geração por Sistema	Vetor
ISL	Indicador de Severidade da Carga	Escalar
ISLs	Severidade da Carga por Sistema	Vetor
k	Contador Regressivo	Escalar
KD	Matriz Diagonal do Vetor K	Matriz
ID	Matriz Diagonal do Vetor I	Matriz
IDE	Matriz Diagonal de Carga Equivalente de Interrupção Programada	Matriz
IE	Carga Equivalente de Interrupção Programada	Vetor
LOGE	Esperança de Perda de Geração por Equipamento	Vetor
LOGES	Esperança de Perda de Geração do Sistema	Escalar
LOGEs	Esperança de Perda de Geração por Sistema	Vetor
LOGP	Probabilidade de Perda de Geração por Equipamento	Vetor
LOGPS	Probabilidade de Perda de Geração do Sistema	Escalar
LOGPs	Probabilidade de Perda de Geração por Sistema	Vetor
LOLE	Esperança de Perda de Carga por Equipamento	Vetor
LOLES	Esperança de Perda de Carga do Sistema	Escalar
LOLEs	Esperança de Perda de Carga por Sistema	Vetor
LOLP	Probabilidade de Perda de Carga por Equipamento	Vetor
LOLPS	Probabilidade de Perda de Carga do Sistema	Escalar
LOLPs	Probabilidade de Perda de Carga por Sistema	Vetor
n	Número de Elementos na Rede	Escalar
N	Número de Empresas ou Sistemas Interligados	Escalar
NAI	Nível de Alcançabilidade Forçada da Rede	Escalar
NAIS	Vetor de Níveis de Alcançabilidade Forçada por Empresa	Vetor
NAP	Nível de Alcançabilidade Programada da Rede	Escalar
NAPS	Vetor de Níveis de Alcançabilidade Programada por Empresa	Vetor
OEE	Eficiência Global dos Equipamentos	Vetor
P_1	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $\leq 1$	Matriz
P_2	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $\leq 2$	Matriz
P_3	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $\leq 3$	Matriz
P_4	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $\leq 4$	Matriz
P1	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem 1	Matriz
P2	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem 2	Matriz
P3	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem 3	Matriz
P4	Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem 4	Matriz

Variável	Descrição	Tipo
PAI	Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção	Vetor
PC <sub>ij</sub>	Matriz de Probabilidade Condicional de Saída Protetiva	Matriz
PD	Vetor de Probabilidade Acumulada de Desligamento	Vetor
PDC	Vetor de Probabilidade Acumulada de Saída Protetiva	Vetor
PDI	Vetor de Probabilidade Acumulada de Saída Forçada	Vetor
PDP	Vetor de Probabilidade Acumulada de Saída Programada	Vetor
PGAs <sub>j</sub>	Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento	Matriz
PI	Grau de Entrada Adjacente Programada	Vetor
PI <sub>ij</sub>	Matriz de Probabilidade Condicional de Saída Forçada	Matriz
PLAs <sub>j</sub>	Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento	Matriz
PO	Grau de Saída Adjacente Programada	Vetor
PP <sub>ij</sub>	Matriz de Probabilidade Condicional de Saída Programada	Matriz
PPP1	Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem 1	Matriz
PPP2	Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem 2	Matriz
PPP3	Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem 3	Matriz
PPP4	Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem 4	Matriz
PRI	Probabilidades de Falhas de Proteção	Vetor
PS	Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas	Matriz
PSI	Vetor de Proteções Sensíveis ao Defeito	Vetor
PV	Parcela Variável da Receita	Vetor
PVI	Parcela Variável da Receita Forçada	Vetor
PVP	Parcela Variável da Receita Programada	Vetor
Q	Qualidade dos Equipamentos	Vetor
QI	Qualidade Forçada dos Equipamentos	Vetor
QP	Qualidade Programada dos Equipamentos	Vetor
R	Risco Total do Sistema	Escalar
RAI	Tempo Total de Reconexão Forçada	Vetor
RAI <sub>ij</sub>	Responsabilidade por Tempo Total de Reconexão Forçada	Matriz
RAI <sub>mean</sub>	Média de Relações de Alcançabilidade Forçada da Rede	Escalar
RAP	Tempo Total de Reconexão Programada	Vetor
RAP <sub>ij</sub>	Responsabilidade por Tempo Total de Reconexão Programada	Matriz
RAP <sub>mean</sub>	Média de Relações de Alcançabilidade Programada da Rede	Escalar
rD	Matriz Diagonal do Vetor r	Matriz
rDE	Matriz Diagonal de Duração Equivalente de Reconexão	Matriz
RE	Frequência de Risco do Equipamento	Vetor
rE	Duração Equivalente de Reconexão	Vetor
REE	Frequência de Risco por Empresa	Vetor
REGCD	Risco de Energia não Gerada por Falha de Proteção	Vetor
REGID	Risco de Energia não Gerada por Desligamento Forçado	Vetor
REGPD	Risco de Energia não Gerada por Desligamento Programado	Vetor
REGTD	Risco de Energia Total não Gerada por Desligamento	Vetor
RESCD	Risco de Energia não Suprida por Falha de Proteção	Vetor
RESID	Risco de Energia não Suprida por Desligamento Forçado	Vetor
RESPD	Risco de Energia não Suprida por Desligamento Programado	Vetor
RESTD	Risco de Energia Total não Suprida por Desligamento	Vetor
RESTDs	Risco de Energia Total não Suprida por Desligamento por Empresa	Vetor
RP	Probabilidade de Risco da Proteção	Vetor

Variável	Descrição	Tipo
S	Matriz de Sistemas ou Empresas	Matriz
SAI	Matriz de Alcançabilidade Simultânea	Matriz
SAIDI	Duração Média de Interrupção do Sistema a Consumidores	Escalar
SAIDIs	Duração Média de Interrupção por Sistema a Consumidores	Vetor
SAIFI	Frequência Média de Interrupção do Sistema a Consumidores	Escalar
SAIFIs	Frequência Média de Interrupção por Sistema a Consumidores	Vetor
SX	Matriz de Contribuição para Simultaneidade	Matriz
TC	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada	Matriz
TCE	Matriz Equivalente de Vulnerabilidade Protetiva	Matriz
TCP	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Probabilística	Matriz
TCP	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva	Matriz
TCS	Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas	Matriz
Tempo	Base de Tempo de Referência	Escalar
TI	Grau de Entrada Adjacente Protetiva	Vetor
TO	Grau de Saída Adjacente Protetiva	Vetor
TR	Matriz de Adjacência Protetiva Restrita	Matriz
TS	Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas	Matriz
TSEI	Taxa de Sensibilidade da Frequência Forçada	Vetor
U	Matriz Unitária de Ordem n	Matriz
vD	Matriz Diagonal do Vetor r	Matriz
vE	Vulnerabilidade Equivalente da Proteção	Vetor
Y	Vetor de Resíduo de Estado	Vetor
YPI	Vetor de Resíduos da Proteção	Vetor

Uma vez processados, todos os dados de saída estão disponíveis no Ambiente de Trabalho (*Workspace*) do *MatLab*<sup>®</sup>, sendo suficiente selecioná-los para consulta no Editor de Variáveis (*Variable Editor*), ou incluí-los em um relatório, utilizando o Gerador de Relatórios (*Report Generator*) do *MatLab*<sup>®</sup>. Os parágrafos seguintes descrevem a instalação e operação do programa.

## A.5. Instalação

A instalação do programa consiste apenas de dois passos:

1. Copiar o arquivo *Exemplo.m* do Apêndice B para uma pasta do disco rígido;
2. Copiar o arquivo *Programa.m* do Apêndice A para a mesma pasta acima.

O arquivo *Exemplo.m* servirá de template para entrada de dados. Uma vez instalados, pode-se iniciar a operação ativando-se o programa *MatLab*<sup>®</sup>.

## A.6. Operação

A operação do programa consiste nos seguintes passos:

1. Ativar o programa *MatLab*<sup>®</sup>;

2. Direcionar o Diretório Corrente (*Current Directory*) do *MatLab*<sup>®</sup> para a pasta escolhida na instalação dos programas *Exemplo.m* e *Programa.m*;
3. Selecionar o arquivo *Exemplo.m* no aba do Diretório Corrente (*Current Directory*) do *MatLab*<sup>®</sup> e executá-lo;
4. Realizar as modificações desejadas nas variáveis de entrada usando o Editor de Variáveis (*Variable Editor*) do *MatLab*<sup>®</sup>;
5. No Diretório Corrente (*Current Directory*) do *MatLab*<sup>®</sup> selecionar o arquivo *Programa.m* e executá-lo;
6. Consultar as variáveis de saída no Editor de Variáveis (*Variable Editor*) do *MatLab*<sup>®</sup>;
7. Repetir os passos 4 a 6 para cada simulação desejada.

Alternadamente, pode-se modificar (em *batch*) os dados de entrada no arquivo *Exemplo.m*, ou substituí-lo por outro arquivo de dados de entrada com a terminação “.m” e a mesma formatação do arquivo *Exemplo.m*, antes de carregá-lo no ambiente do *MatLab*<sup>®</sup> e executar o programa. Se tudo ocorrer normalmente, o programa emitirá a mensagem “Programa OK” na Janela de Comandos (*Command Window*) e as variáveis de saída serão atualizadas automaticamente no Editor de Variáveis (*Variable Editor*). Caso contrário, uma mensagem de erro será exibida na Janela de Comandos (*Command Window*).

## A.7. Mensagens de Erro

Para garantir a robustez do programa, diversos tipos de erros são detectados. Os erros possíveis são relacionados principalmente a lapsos na entrada de dados. As seguintes classes de erros são detectadas pelo programa, durante a fase de consistência dos dados:

- Tipo I - Inexistência de dados de entrada;
- Tipo E - Estruturas inadequadas de dados de entrada;
- Tipo T - Tipos inadequados de dados de entrada;
- Tipo C - Inconsistência nos dados de entrada; e
- Tipo V – Valores inadequados nos dados de entrada.

As tabelas a seguir relacionam estas mensagens por tipo de erro, identificado pela primeira letra do código de erro, e seu significado.

*Tabela 186 – Mensagens de Inexistência de Dados de Entrada*

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
I01	Vetor I indefinido	Falta definir o Vetor de Produção Própria Conectada
I02	Vetor EA indefinido	Falta definir o Vetor de Estado Anterior da contingência
I03	Vetor K indefinido	Falta definir o Vetor de Limites de Interrupção
I04	Vetor QP indefinido	Falta definir o Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Programadas QP
I05	Variável Tempo indefinida	Tempo de avaliação não definido no modelo
I06	Vetor c indefinido	Falta definir o Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção
I07	Vetor e indefinido	Falta definir o Vetor de Equivalentes a calcular

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
I08	Vetor r indefinido	Falta definir o Vetor de Duração Própria de Reconexão
I09	Vetor EP indefinido	Falta definir o Vetor de Estado Posterior da contingência
I10	Vetor KI indefinido	Falta definir o Vetor de Fatores de Penalização por Saída Forçada
I11	Vetor XI indefinido	Falta definir o Vetor de Falhas Primárias da contingência
I12	Vetor dl indefinido	Falta definir o Vetor de Duração Própria de Saída Forçada
I13	Vetor fl indefinido	Falta definir o Vetor de Frequência Própria de Saída Forçada
I14	Vetor v indefinido	Falta definir o Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
I15	Vetor KP indefinido	Falta definir o Vetor de Fatores de Penalização por Saída Programada
I16	Vetor QI indefinido	Falta definir o Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
I17	Vetor YI indefinido	Falta definir o Vetor de Resíduos de Estado da contingência
I18	Vetor dP indefinido	Falta definir o Vetor de Duração Própria de Saída Programada
I19	Vetor fP indefinido	Falta definir o Vetor de Frequência Própria de Saída Programada
I20	Matriz P indefinida	Falta definir a Matriz de Adjacência Programada
I21	Matriz PC indefinida	Falta definir a Matriz de Controle do Sistema
I22	Matriz S indefinida	Falta definir a Matriz de Sistemas ou empresas
I23	Matriz I indefinida	Falta definir a Matriz de Adjacência Forçada
I24	Matriz T indefinida	Falta definir a Matriz de Adjacência Protetiva
I25	Matriz SI indefinida	Falta definir a Matriz de Simultaneidade de Entrada
I26	Matriz SO indefinida	Falta definir a Matriz de Simultaneidade de Saída

*Tabela 187 – Mensagens de Estruturas Inadequadas de Dados de Entrada*

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
E01	Variável I não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Produção Própria Conectada
E02	Variável EA não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Estado Anterior
E03	Variável K não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Limites de Interrupção
E04	Variável QP não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Franquias de Penalização por Saídas Programadas
E05	Variável c não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Confiabilidade Própria da Proteção
E06	Variável e não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Equivalentes
E07	Variável r não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Duração Própria de Reconexão
E08	Variável EP não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Estado Posterior
E09	Variável KI não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Fatores de Penalização por Saída Forçada
E10	Variável XI não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Falhas Primárias
E11	Variável dl não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Duração Própria de Saída Forçada
E12	Variável fl não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Frequência Própria de Saída Forçada
E13	Variável v não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Vulnerabilidade Própria

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
		da Proteção
E14	Variável KP não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Fatores de Penalização por Saída Programada
E15	Variável QI não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
E16	Variável YI não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Resíduos de Estado
E17	Variável dP não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Duração Própria de Saída Programada
E18	Variável fP não é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Frequência Própria de Saída Programada
E19	Variável P é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Adjacência Programada
E20	Variável PC é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Controle do Sistema
E21	Variável S é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Sistemas
E22	Variável I é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Adjacência Forçada
E23	Variável T é um vetor	Estrutura inadequada da variável de Adjacência Protetiva
E24	Variável SI é um escalar	Estrutura inadequada da variável de Simultaneidade de Entrada
E25	Variável SO é um escalar	Estrutura inadequada da variável de Simultaneidade de Saída

*Tabela 188 – Mensagens de Tipos Inadequados de Dados de Entrada*

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
T01	Vetor I não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Produção Própria Conectada
T02	Vetor EA não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Estado Anterior
T03	Vetor K não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Limites de Interrupção
T04	Vetor QP não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Programadas
T05	Vetor c não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Produção Própria Conectada
T06	Vetor e não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Equivalentes
T07	Vetor r não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Duração Própria de Reconexão
T08	Vetor EP não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Estado Posterior
T09	Vetor KI não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Fatores de Penalização por Saída Forçada
T10	Vetor XI não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Falhas Primárias
T11	Vetor dl não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Duração Própria de Saída Forçada
T12	Vetor fl não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Frequência Própria de Saída Forçada
T13	Vetor v não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
T14	Vetor KP não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Fatores de Penalização por Saída Programada
T15	Vetor QI não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
T16	Vetor YI não é um número	Tipo inadequado do Vetor de Resíduos de Estado
T17	Vetor dP não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Duração Própria de Saída Programada

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
T18	Vetor fP não é um real	Tipo inadequado do Vetor de Frequência Própria de Saída Programada
T19	Matriz P não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Adjacência Programada
T20	Vetor PC não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Controle do Sistema
T21	Vetor S não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Sistemas ou empresas
T22	Matriz I não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Adjacência Forçada
T23	Matriz T não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Adjacência Protetiva
T24	Matriz SI não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Simultaneidade de Entrada
T25	Matriz SO não é um número	Tipo inadequado da Matriz de Simultaneidade de Saída

*Tabela 189 – Mensagens de Inconsistência nos Dados de Entrada*

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
C01	Número de empresas menor ou igual a zero	Inconsistência nos dados indicam número de empresas nulo ou menor que zero
C02	Número de equipamentos menor ou igual a zero	Inconsistência nos dados indicam número de equipamentos nulo ou menor que zero
C03	Número de empresas maior que equipamentos	Inconsistência nos dados indicam número de empresas superior ao número de equipamentos
C04	Matriz S com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Sistemas
C05	Matriz I com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Adjacência Forçada
C06	Matriz P com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados da Matriz de Adjacência Programada
C07	Matriz P com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Adjacência Programada
C08	Matriz T com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados da Matriz de Adjacência Protetiva
C09	Matriz T com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Adjacência Protetiva
C10	Vetor I com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Produção Própria Conectada
C11	Vetor I com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Produção Própria Conectada
C12	Vetor c com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Produção Própria Conectada
C13	Vetor c com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Produção Própria Conectada
C14	Vetor v com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
C15	Vetor v com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
C26	Vetor fl com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Frequência Própria de Saída Forçada
C17	Vetor fl com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Frequência Própria de Saída Forçada
C18	Vetor fP com número	Inconsistência nos dados do Vetor de Frequência Própria de

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
	incoerente de colunas	Saída Programada
C19	Vetor fP com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Frequência Própria de Saída Programada
C20	Vetor dI com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Duração Própria de Saída Forçada
C21	Vetor dI com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Duração Própria de Saída Forçada
C22	Vetor dP com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Duração Própria de Saída Programada
C23	Vetor dP com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Duração Própria de Saída Programada
C24	Vetor r com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Duração Própria de Reconexão
C25	Vetor r com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Duração Própria de Reconexão
C26	Vetor K com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Limites de Interrupção
C27	Vetor K com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Limites de Interrupção
C28	Vetor KP com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Fatores de Penalização por Saída Programada
C29	Vetor KP com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Fatores de Penalização por Saída Programada
C30	Vetor KI com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
C31	Vetor KI com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
C32	Vetor QP com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Programadas
C33	Vetor QP com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Programadas
C34	Vetor QI com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
C35	Vetor QI com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Franquias de Penalização por Saídas Forçadas
C36	Vetor e com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Equivalentes
C37	Vetor e com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Equivalentes
C38	Vetor EA com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Estado Anterior
C39	Vetor EA com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Estado Anterior
C40	Vetor EP com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Estado Posterior
C41	Vetor EP com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Estado Posterior
C42	Vetor XI com número	Inconsistência nos dados do Vetor de Falhas Primárias

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
	incoerente de colunas	
C43	Vetor XI com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Falhas Primárias
C44	Vetor YI com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados do Vetor de Resíduos de Estado
C45	Vetor YI com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados do Vetor de Resíduos de Estado
C46	Matriz PC com número incoerente de linhas	Inconsistência nos dados da Matriz de Controle do Sistema
C47	Matriz PC com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Controle do Sistema
C48	Matriz SI com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Simultaneidade de Entrada
C49	Matriz SO com número incoerente de colunas	Inconsistência nos dados da Matriz de Simultaneidade de Saída
C50	Matrizes SI e SO com número diferente de linhas	Inconsistência nos dados das Matrizes de Simultaneidade de Entrada e Saída

*Tabela 190 – Mensagens de Valores Inadequados de Dados de Entrada*

<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
V01	Vetor dl com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Duração Própria de Saída Forçada
V02	Vetor dP com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Duração Própria de Saída Programada
V03	Vetor r com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Duração Própria de Reconexão
V04	Vetor fl com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Frequência Própria de Saída Forçada
V05	Vetor fP com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Frequência Própria de Saída Programada
V06	Vetor c com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Confiabilidade Própria da Proteção
V07	Vetor v com valores negativos	Valores inadequados do vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
V08	Vetor c com valores maiores que 1	Valores inadequados do vetor de Confiabilidade Própria da Proteção
V09	Vetor v com valores maiores que 1	Valores inadequados do vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção
V10	Vetor (fl x dl) com valores maiores que 1	Valores inadequados dos vetores de Frequência Própria de Saída Forçada e Duração Própria de Saída Forçada
V11	Vetor (fP x dP) com valores maiores que 1	Valores inadequados dos vetores de Frequência Própria de Saída Programada e Duração Própria de Saída Programada
V12	Vetor (fl x dl)+ (fP x dP) com valores maiores que 1	Valores inadequados dos vetores de Frequência e Duração Próprias de Saída Programada
V13	Vetor e com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados do Vetor de Equivalentes
V14	Matriz l com valores	Valores inadequados da Matriz de Adjacência Forçada

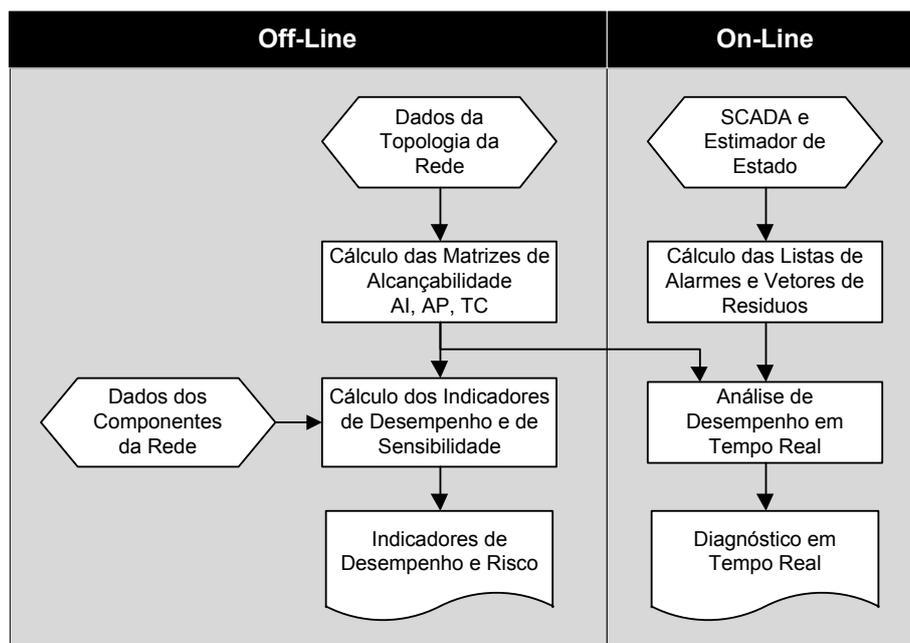
<b>Erro</b>	<b>Mensagem</b>	<b>Significado</b>
	diferentes de 0 ou 1	
V15	Matriz P com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados da Matriz de Adjacência Programada
V16	Matriz T com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados da Matriz de Adjacência Protetiva
V17	Matriz PC com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados da Matriz de Controle do Sistema
V18	Matriz S com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados da Matriz de Sistemas
V19	Vetor EA com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados do Vetor de Estado Anterior
V20	Vetor EP com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados do Vetor de Estado Posterior
V21	Vetor XI com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados do Vetor de Falhas Primárias
V22	Vetor YI com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados do Vetor de Resíduos de Estado
V23	Vetor I com carga superior a geração	Valores inadequados do Vetor de Carga e Geração
V24	Matriz SI com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados da Matriz de Simultaneidade de Entrada
V25	Matriz SO com valores diferentes de 0 ou 1	Valores inadequados da Matriz de Simultaneidade de Saída

## A.8. Fluxograma

A figura seguinte ilustra o fluxograma geral de processamento do programa, dividido em duas áreas: *Off-line* e *On-line*.

Na área de pré-operação ou pós-operação (*off-line*), com os dados de entrada sobre os equipamentos e a topologia da rede, o sistema calcula as matrizes de alcançabilidade forçada e programada, e vulnerabilidade protetiva. Com estas matrizes e os dados de entrada, o programa calcula os indicadores de desempenho e risco de toda a rede modelada, listados na Tabela 185 – Dados de Saída do Programa.

Na área de processamento em tempo real (*on-line*), o sistema obtém o estado ou a estimação do estado da rede elétrica do sistema SCADA. Com as matrizes de alcançabilidade e vulnerabilidade, definidas na fase pré-operacional (*off-line*), o programa realiza o diagnóstico e avaliação de desempenho em tempo real durante contingências. O parágrafo seguinte contém a estrutura e o código fonte do programa, como um arquivo tipo *M-File* do *MatLab*<sup>®</sup>.



*Figura 149 – Fluxograma do Programa MatLab®*

## A.9. Estrutura do Programa

O programa é dividido em módulos, utilizando o recurso de células do *MatLab®*. Os seguintes módulos compõem o código do programa.

- Tempo de Referência;
- Verificação de Existência dos Dados;
- Dimensão da Rede;
- Verificação das Estruturas de Dados;
- Verificação dos Tipos de Dados;
- Verificação de Consistência dos Dados;
- Verificação dos Valores dos Dados;
- Matriz Unitária de Mesma Dimensão da Rede;
- Vetor de Desligamento Próprio Resultante;
- Matrizes Diagonais dos Vetores de Entrada;
- Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos;
- Matrizes de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem k;
- Matrizes de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem k;
- Matrizes de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq k$ ;
- Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos;
- Matrizes de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem k;
- Matrizes de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem k;
- Matrizes de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem  $\leq k$ ;
- Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos;
- Matrizes de Adjacência entre Sistemas;
- Matriz de Alcançabilidade Forçada sem Simultaneidade;
- Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos;

- Níveis de Alcançabilidade Forçada;
- Matriz de Alcançabilidade Programada sem Simultaneidade;
- Graus de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos;
- Níveis de Alcançabilidade Programada;
- Matriz de Vulnerabilidade Protetiva;
- Matrizes de Associação;
- Centralidade Própria para Saídas Forçadas;
- Centralidade Própria para Saídas Programadas;
- Centralidade Própria para Saídas Protetivas;
- Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas;
- Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas;
- Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas;
- Centralidade de Grau para Saídas Forçadas;
- Centralidade de Grau para Saídas Programadas;
- Centralidade de Grau para Saídas Protetivas;
- Centralidade de Associação Originária Forçada;
- Centralidade de Associação Destinatária Forçada;
- Centralidade de Associação Originária Programada;
- Centralidade de Associação Destinatária Programada;
- Itens Relevantes para Saídas Forçadas;
- Itens Relevantes para Saídas Programadas;
- Matrizes de Alcançabilidade entre Sistemas;
- Matrizes de Alcançabilidades Restritas;
- Matriz de Alcançabilidade Forçada com Simultaneidade;
- Matrizes de Alcançabilidade Probabilísticas;
- Equivalentes Topológicos e Matrizes Diagonais;
- Eliminação dos Itens Equivalentados;
- Frequência de Interrupção;
- Responsabilidades por Frequência de Interrupções;
- Duração de Interrupção;
- Responsabilidades por Duração de Interrupções;
- Duração Média de Interrupções de Consumidores;
- Duração Média de Interrupções de Geradores;
- Duração Média de Interrupções por Sistema;
- Pontos de Controle;
- Parcela Variável da Receita;
- Energia e Demanda não Suprida - Perspectiva da Origem do Desligamento;
- Risco de Energia e Demanda não Suprida - Perspectiva da Origem do Desligamento;
- Energia e Demanda não Suprida - Perspectiva do Impacto do Desligamento;
- Responsabilidade por Energia Não Suprida;
- Responsabilidade por Potência Não Suprida;
- Energia e Demanda não Gerada - Perspectiva da Origem do Desligamento;
- Risco de Energia e Demanda não Gerada - Perspectiva da Origem do Desligamento;
- Energia e Demanda não Gerada - Perspectiva do Impacto do Desligamento;
- Responsabilidade por Energia Não Gerada;

- Responsabilidade por Potência Não Gerada;
- Probabilidade de Perda de Carga;
- Esperança de Perda de Carga;
- Probabilidade de Perda de Geração;
- Esperança de Perda de Geração;
- Frequência e Probabilidade de Risco;
- Robustez e Severidade da Carga;
- Robustez e Severidade da Geração;
- Eficiência Industrial da Rede;
- Eficiência dos Equipamentos;
- Disponibilidade dos Equipamentos;
- Qualidade dos Equipamentos;
- Eficiência Global dos Equipamentos;
- Análise de Sensibilidade;
- Desempenho em Tempo Real;
- Finalização do Programa;

## A.10. Código Fonte

**%% Avaliação de Desempenho e Risco em Sistemas Elétricos de Potência**

% Copyright 2011 - Lony Patriota de Siqueira

% Arquivo Programa.m

**%% Tempo de Referência**

Tempo = 1; % Base de Tempo de Referência (Ex.: 1 ano)

**%% Verificação de Existência dos Dados**

```

Err = 0; % Número de erros detectados
if ~exist('I', 'var'); display('Erro 101: Vetor I indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('EA', 'var'); display('Erro 102: Vetor EA indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('K', 'var'); display('Erro 103: Vetor K indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('QP', 'var'); display('Erro 104: Vetor QP indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('Tempo', 'var'); display('Erro 105: Variável Tempo indefinida');
Err=Err+1; end;
if ~exist('c', 'var'); display('Erro 106: Vetor c indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('e', 'var'); display('Erro 107: Vetor e indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('r', 'var'); display('Erro 108: Vetor r indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('EP', 'var'); display('Erro 109: Vetor EP indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('KI', 'var'); display('Erro 110: Vetor KI indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('XI', 'var'); display('Erro 111: Vetor XI indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('dl', 'var'); display('Erro 112: Vetor dl indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('fl', 'var'); display('Erro 113: Vetor fl indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('v', 'var'); display('Erro 114: Vetor v indefinido');
Err=Err+1; end;
if ~exist('KP', 'var'); display('Erro 115: Vetor KP indefinido');
Err=Err+1; end;

```

```

if ~exist(' Q ', ' var' );      di spl ay(' Erro l 16: Vet or Q i n d e f i n i d o' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' Yl ', ' var' );    di spl ay(' Erro l 17: Vet or Yl i n d e f i n i d o' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' dP ', ' var' );    di spl ay(' Erro l 18: Vet or dP i n d e f i n i d o' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' fP ', ' var' );    di spl ay(' Erro l 19: Vet or fP i n d e f i n i d o' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' P ', ' var' );     di spl ay(' Erro l 20: Mat r i z P i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' PC ', ' var' );    di spl ay(' Erro l 21: Mat r i z PC i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' S ', ' var' );     di spl ay(' Erro l 22: Mat r i z S i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' l ', ' var' );     di spl ay(' Erro l 23: Mat r i z l i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' T ', ' var' );     di spl ay(' Erro l 24: Mat r i z T i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' Sl ', ' var' );    di spl ay(' Erro l 25: Mat r i z Sl i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if ~exist(' SO ', ' var' );    di spl ay(' Erro l 26: Mat r i z SO i n d e f i n i d a' );
Err=Err+1; end;
if Err>0; di spl ay([ i n t 2s t r(Err) ' d a d o ( s ) i n d e f i n i d o ( s ) ' ] ); r e t u r n; e n d;

```

### **%% Di mensão da Rede**

```

N = size(S, 1);           % Número de Empresas ou Sistemas Interligados
n = size(l, 1);          % Número de Elementos na Rede

```

### **%% Verificação das Estruturas de Dados**

```

if ~i s v e c t o r ( l );      di spl ay(' Erro E01: Variável l não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( EA );    di spl ay(' Erro E02: Variável EA não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( K );     di spl ay(' Erro E03: Variável K não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( QP );    di spl ay(' Erro E04: Variável QP não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( c );     di spl ay(' Erro E05: Variável c não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( e );     di spl ay(' Erro E06: Variável e não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( r );     di spl ay(' Erro E07: Variável r não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( EP );    di spl ay(' Erro E08: Variável EP não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( Kl );    di spl ay(' Erro E09: Variável Kl não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( Xl );    di spl ay(' Erro E10: Variável Xl não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( dl );    di spl ay(' Erro E11: Variável dl não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( fl );    di spl ay(' Erro E12: Variável fl não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( v );     di spl ay(' Erro E13: Variável v não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( KP );    di spl ay(' Erro E14: Variável KP não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( Q );     di spl ay(' Erro E15: Variável Q não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( Yl );    di spl ay(' Erro E16: Variável Yl não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( dP );    di spl ay(' Erro E17: Variável dP não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if ~i s v e c t o r ( fP );    di spl ay(' Erro E18: Variável fP não é um vetor' );
Err=Err+1; end;
if i s v e c t o r ( P );      di spl ay(' Erro E19: Variável P é um vetor' ); Err=Err+1;
end;
if i s v e c t o r ( PC );     di spl ay(' Erro E20: Variável PC é um vetor' );
Err=Err+1; end;

```

```

if isvector(S);      display('Erro E21: Variável S é um vetor'); Err=Err+1;
end;
if isvector(l);     display('Erro E22: Variável l é um vetor'); Err=Err+1;
end;
if isvector(T);     display('Erro E23: Variável T é um vetor'); Err=Err+1;
end;
if isscalar(Sl);    display('Erro E24: Variável Sl é um escalar');
Err=Err+1; end;
if isscalar(SI);    display('Erro E25: Variável SI é um escalar');
Err=Err+1; end;
if Err>0; display([int2str(Err) ' dado(s) inadequado(s)']); return; end;

```

#### %% Verificação dos Tipos de Dados

```

if ~isreal(l);      display('Erro T01: Vetor l não é um real'); Err=Err+1;
end;
if ~isnumeric(EA); display('Erro T02: Vetor EA não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(K);  display('Erro T03: Vetor K não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(QP); display('Erro T04: Vetor QP não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(c);     display('Erro T05: Vetor c não é um real'); Err=Err+1;
end;
if ~isnumeric(e);  display('Erro T06: Vetor e não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(r);     display('Erro T07: Vetor r não é um real'); Err=Err+1;
end;
if ~isnumeric(EP); display('Erro T08: Vetor EP não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(Kl); display('Erro T09: Vetor Kl não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(Xl); display('Erro T10: Vetor Xl não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(dl);    display('Erro T11: Vetor dl não é um real');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(fl);    display('Erro T12: Vetor fl não é um real');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(v);     display('Erro T13: Vetor v não é um real'); Err=Err+1;
end;
if ~isnumeric(KP); display('Erro T14: Vetor KP não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(Q);  display('Erro T15: Vetor Q não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(Yl); display('Erro T16: Vetor Yl não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(dP);    display('Erro T17: Vetor dP não é um real');
Err=Err+1; end;
if ~isreal(fP);    display('Erro T18: Vetor fP não é um real');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(P);  display('Erro T19: Vetor P não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(PC); display('Erro T20: Vetor PC não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(S);  display('Erro T21: Vetor S não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(l);  display('Erro T22: Vetor l não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(T);  display('Erro T23: Vetor T não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(SI); display('Erro T24: Matriz SI não é um número');
Err=Err+1; end;
if ~isnumeric(SO); display('Erro T25: Matriz SO não é um número');
Err=Err+1; end;
if Err>0; display([int2str(Err) ' tipo(s) de dado(s) inadequado(s)']);
return; end;

```

#### %% Verificação de Consistência dos Dados

```

if (N<=0);         display('Erro C01: Número de empresas menor ou igual a
zero'); Err=Err+1; end;

```

```

if (n<=0);          di spl ay(' Erro C02: Número de equi parent os menor ou
igual a zero'); Err=Err+1; end;
if (N>n);          di spl ay(' Erro C03: Número de empresas mai or que
equi parent os'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(S, 2)); di spl ay(' Erro C04: Matriz S com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(l, 2)); di spl ay(' Erro C05: Matriz l com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(P, 1)); di spl ay(' Erro C06: Matriz P com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(P, 2)); di spl ay(' Erro C07: Matriz P com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(T, 1)); di spl ay(' Erro C08: Matriz T com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(T, 2)); di spl ay(' Erro C09: Matriz T com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(l, 2)); di spl ay(' Erro C10: Vet or l com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(l)); di spl ay(' Erro C11: Vet or l com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(c, 2)); di spl ay(' Erro C12: Vet or c com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(c)); di spl ay(' Erro C13: Vet or c com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(v, 2)); di spl ay(' Erro C14: Vet or v com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(v)); di spl ay(' Erro C15: Vet or v com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(fl, 2)); di spl ay(' Erro C26: Vet or fl com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(fl)); di spl ay(' Erro C17: Vet or fl com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(fP, 2)); di spl ay(' Erro C18: Vet or fP com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(fP)); di spl ay(' Erro C19: Vet or fP com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(dl, 2)); di spl ay(' Erro C20: Vet or dl com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(dl)); di spl ay(' Erro C21: Vet or dl com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(dP, 2)); di spl ay(' Erro C22: Vet or dP com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(dP)); di spl ay(' Erro C23: Vet or dP com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(r, 2)); di spl ay(' Erro C24: Vet or r com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(r)); di spl ay(' Erro C25: Vet or r com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(K, 2)); di spl ay(' Erro C26: Vet or K com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(K)); di spl ay(' Erro C27: Vet or K com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(KP, 2)); di spl ay(' Erro C28: Vet or KP com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(KP)); di spl ay(' Erro C29: Vet or KP com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(Kl, 2)); di spl ay(' Erro C30: Vet or Kl com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(Kl)); di spl ay(' Erro C31: Vet or Kl com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(QP, 2)); di spl ay(' Erro C32: Vet or QP com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(QP)); di spl ay(' Erro C33: Vet or QP com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=si ze(Q, 2)); di spl ay(' Erro C34: Vet or Q com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=si ze(Q)); di spl ay(' Erro C35: Vet or Q com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;

```

```

if (1~=size(e,2)); display('Erro C36: Vetor e com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(e)); display('Erro C37: Vetor e com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=size(EA,2)); display('Erro C38: Vetor EA com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(EA)); display('Erro C39: Vetor EA com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=size(EP,2)); display('Erro C40: Vetor EP com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(EP)); display('Erro C41: Vetor EP com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=size(XI,2)); display('Erro C42: Vetor XI com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(XI)); display('Erro C43: Vetor XI com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (1~=size(YI,2)); display('Erro C44: Vetor YI com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(YI)); display('Erro C45: Vetor YI com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (n<=size(PC,1)); display('Erro C46: Matriz PC com número incoerente de
linhas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(PC,2)); display('Erro C47: Matriz PC com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (sum(S)~=ones(1,n)); display('Erro C48: Matriz S com elementos
incoerentes'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(SI,2)); display('Erro C49: Matriz SI com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (n~=size(SO,2)); display('Erro C50: Matriz SO com número incoerente de
colunas'); Err=Err+1; end;
if (size(SI)~=size(SO)); display('Erro C51: Matrizes SI e IO com número
diferente de linhas'); Err=Err+1; end;
if Err>0; display([int2str(Err) ' dado(s) incoerente(s)']); return; end;

```

#### **%% Verificação dos Valores dos Dados**

```

if (dl>=0); else display('Erro V01: Vetor dl com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (dP>=0); else display('Erro V02: Vetor dP com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (r>=0); else display('Erro V03: Vetor r com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (fl>=0); else display('Erro V04: Vetor fl com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (fP>=0); else display('Erro V05: Vetor fP com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (c>=0); else display('Erro V06: Vetor c com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (v>=0); else display('Erro V07: Vetor v com valores negativos');
Err=Err+1; end;
if (c<=1); else display('Erro V08: Vetor c com valores maiores que
1'); Err=Err+1; end;
if (v<=1); else display('Erro V09: Vetor v com valores maiores que
1'); Err=Err+1; end;
if ((fl.*dl)<=1); else display('Erro V10: Vetor (fl x dl) com valores
maiores que 1'); Err=Err+1; end;
if ((fP.*dP)<=1); else display('Erro V11: Vetor (fP x dP) com valores
maiores que 1'); Err=Err+1; end;
if (((fl.*dl)+(fP.*dP))<=1); else display('Erro V12: Vetor (fl x dl)+(fP
x dP) com valores maiores que 1'); Err=Err+1; end;
if (e==0)|(e==1); else display('Erro V13: Vetor e com valores diferentes
de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (l==0)|(l==1); else display('Erro V14: Matriz l com valores diferentes
de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (P==0)|(P==1); else display('Erro V15: Matriz P com valores diferentes
de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (T==0)|(T==1); else display('Erro V16: Matriz T com valores diferentes
de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (PC==0)|(PC==1); else display('Erro V17: Matriz PC com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;

```

```

if (S==0)|(S==1); else display('Erro V18: Matriz S com valores diferentes
de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (EA==0)|(EA==1); else display('Erro V19: Vetor EA com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (EP==0)|(EP==1); else display('Erro V20: Vetor EP com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (XI==0)|(XI==1); else display('Erro V21: Vetor XI com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (YI==0)|(YI==1); else display('Erro V22: Vetor YI com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if sum(l>0)>sum(l<0); display('Erro V23: Vetor l com carga superior a
geração'); Err=Err+1; end;
if (SI==0)|(SI==1); else display('Erro V24: Matriz SI com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if (SO==0)|(SO==1); else display('Erro V25: Matriz SO com valores
diferentes de 0 ou 1'); Err=Err+1; end;
if Err>0; display([int2str(Err) ' valor(es) incorreto(s)']); return; end;

```

#### %% Matriz Unitária de Mesma Dimensão da Rede

```
U = eye(n); % Matriz unitária de ordem n
```

#### %% Vetor de Desligamento Próprio Resultante

```
f = fl + fP; % Vetor de Frequências Próprias de Saída
```

#### %% Matrizes Diagonais dos Vetores de Entrada

```

fID = diag(fl); % Matriz Diagonal das Frequências
Próprias Forçadas
fPD = diag(fP); % Matriz Diagonal das Frequências
Próprias Programadas
fD = diag(f); % Matriz Diagonal de Frequências
Próprias
dID = diag(dl); % Matriz Diagonal das Durações
Próprias Forçadas
dPD = diag(dP); % Matriz Diagonal das Durações
Próprias Programadas
rD = diag(r); % Matriz Diagonal das Durações
Próprias de Reenergização
ID = diag(l); % Matriz Diagonal das Cargas Próprias
dos Equipamentos
eD = diag(e); % Matriz Diagonal de Equivalentes
KD = diag(K); % Matriz Diagonal de Limites de
Interrupção

```

#### %% Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos

```

IO = I * ones(n, 1); % Grau de Saída Adjacente Forçada
II = I' * ones(n, 1); % Grau de Entrada Adjacente Forçada

```

#### %% Matrizes de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem k

```

IPF1 = (I + U) > 0; % Matriz de Propagação Forçada entre
Equipamentos de Ordem 1
IPF2 = (IPF1 * (I + U)) > 0; % Matriz de Propagação Forçada entre
Equipamentos de Ordem 2
IPF3 = (IPF2 * (I + U)) > 0; % Matriz de Propagação Forçada entre
Equipamentos de Ordem 3
IPF4 = (IPF3 * (I + U)) > 0; % Matriz de Propagação Forçada entre
Equipamentos de Ordem 4

```

#### %% Matrizes de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem k

```

I1 = I; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equipamentos de Ordem 1
I2 = I1 * I; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equipamentos de Ordem 2
I3 = I2 * I; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equipamentos de Ordem 3
I4 = I3 * I; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equipamentos de Ordem 4

```

#### %% Matrizes de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem <= k

```

I_1 = I; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equiparentos de Ordem ? 1
I_2 = I_1 + I2; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equiparentos de Ordem ? 2
I_3 = I_2 + I3; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equiparentos de Ordem ? 3
I_4 = I_3 + I4; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Equiparentos de Ordem ? 4

%% Graus de Adjacência Programada entre Equiparentos
PO = P * ones(n, 1); % Grau de Saída Adjacente Programada
PI = P' * ones(n, 1); % Grau de Entrada Adjacente Programada

%% Matrizes de Propagação Programada entre Equiparentos de Ordem k
PPP1 = (P + U) > 0; % Matriz de Propagação Programada
entre Equiparentos de Ordem 1
PPP2 = (PPP1 * (P + U)) > 0; % Matriz de Propagação Programada
entre Equiparentos de Ordem 2
PPP3 = (PPP2 * (P + U)) > 0; % Matriz de Propagação Programada
entre Equiparentos de Ordem 3
PPP4 = (PPP3 * (P + U)) > 0; % Matriz de Propagação Programada
entre Equiparentos de Ordem 4

%% Matrizes de Adjacência Programada entre Equiparentos de Ordem k
P1 = P; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem 1
P2 = P1 * P; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem 2
P3 = P2 * P; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem 3
P4 = P3 * P; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem 4

%% Matrizes de Adjacência Programada entre Equiparentos de Ordem <= k
P_1 = P; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem ? 1
P_2 = P_1 + P2; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem ? 2
P_3 = P_2 + P3; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem ? 3
P_4 = P_3 + P4; % Matriz de Adjacência Programada
entre Equiparentos de Ordem ? 4

%% Graus de Adjacência Protetiva entre Equiparentos
TO = T * ones(n, 1); % Grau de Saída Adjacente Protetiva
TI = T' * ones(n, 1); % Grau de Entrada Adjacente Protetiva

%% Matrizes de Adjacência entre Sistemas
IS = S*I*S'; % Matriz de Adjacência Forçada entre
Sistemas
PS = S*P*S'; % Matriz de Adjacência Programada
entre Sistemas
TS = S*T*S'; % Matriz de Adjacência Protetiva entre
Sistemas

%% Matriz de Alcançabilidade Forçada sem Simultaneidade
AX = I; % Matriz Auxiliar
AI = (I + U) > 0; % Matriz Inicial de Alcançabilidade
while (~isequal(AI, AX)) % Enquanto Houver Propagação
    AX = AI; % Recalcula a Matriz Auxiliar
    AI = (AX * (I + U)) > 0; % Atualiza a Matriz de Alcançabilidade
end; % Final da propagação
CFI = AI .* (AI'); % Vetor de Conectividade Forte Forçada

%% Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equiparentos
AIO = AI * ones(n, 1); % Grau de Saída Alcançável Forçada
AII = AI' * ones(n, 1); % Grau de Entrada Alcançável Forçada

%% Níveis de Alcançabilidade Forçada

```

```

NAIS = sum(S*(AI.*(S*S-U)),2)/sum(S*(S*S-U),2); % Vet or de Ni veis de
Al cançabi li dade For çada por Empresa
NAI = sum(AIO)/(n*(n-1)); % Ni vel de Al cançabi li dade For çada da
Rede
RAI mean = sum(AIO)/n; % Medi a de Rel açoes de Al cançabi li dade
For çada da Rede

```

**%% Matriz de Al cançabi li dade Programada sem Si mul tanei dade**

```

AX = P; % Matriz Auxili ar
AP = (P + U) > 0; % Matriz Inicial de Al cançabi li dade
while (~isequal (AP, AX)) % Enquanto Houver Propagação
    AX = AP; % Recal cul e a Matriz Auxili ar
    AP = (AX * (P + U)) > 0; % Atualiza a Matriz de Al cançabi li dade
end; % Final da propagação
CFP = AP.*(AP'); % Vet or de Conecti vi dade Forte
Programada

```

**%% Graus de Al cançabi li dade Programada entre Equi parent os**

```

APO = AP * ones(n,1); % Grau de Saída Al cançável Programada
API = AP' * ones(n,1); % Grau de Entrada Al cançável
Programada

```

**%% Ni veis de Al cançabi li dade Programada**

```

NAPS = sum(S*(AP.*(S*S-U)),2)/sum(S*(S*S-U),2); % Vet or de Ni veis de
Al cançabi li dade Programada por Empresa
NAP = sum(APO)/(n*(n-1)); % Ni vel de Al cançabi li dade Programada
da Rede
RAPmean = sum(APO)/n; % Medi a de Rel açoes de Al cançabi li dade
Programada da Rede

```

**%% Matriz de Vul nerabi li dade Prot et i va**

```

cD = di ag(c); % Matriz Diagonal de Confi abilidade
vD = di ag(v); % Matriz Diagonal de Vul nerabi li dade
TCP = cD*((T-cD*T)')+(vD*T); % Matriz de Vul nerabi li dade Prot et i va
TC = TCP.*(not(AI)); % Matriz de Vul nerabi li dade Prot et i va
Li mi tada

```

**%% Matrizes de Associ ação**

```

AOI = doubl e(AI')*doubl e(AI); % Matriz de Associ ação Ori gi nária
For çada
AOI' = doubl e(AI)*doubl e(AI'); % Matriz de Associ ação Dest i nat ária
For çada
AOP = doubl e(AP')*doubl e(AP); % Matriz de Associ ação Ori gi nária
Programada
AOP' = doubl e(AP)*doubl e(AP'); % Matriz de Associ ação Dest i nat ária
Programada

```

**%% Central idade Pr ópria para Saídas For çadas**

```

CPI = fI.*dI; % Central idade Pr ópria para Saídas
For çadas

```

**%% Central idade Pr ópria para Saídas Progr amadas**

```

CPP = fP.*dP; % Central idade Pr ópria para Saídas
Progr amadas

```

**%% Central idade Pr ópria para Saídas Prot et i vas**

```

CPC = 1 - c - v; % Central idade Pr ópria para Saídas
Prot et i vas

```

**%% Central idade de Aut ovet or para Saídas For çadas**

```

[AVTI, AVLI D] = ei g(doubl e(AI)); % Matrizes de Aut ovet ores e
Aut oval ores de AI
AVLI = di ag(AVLI D); % Vet or de Aut oval ores da Matriz AI
[MAVLI, MAXCOL] = max(AVLI); % Aut oval or Máxi mo da Matriz AI
CAI = AVTI(:, MAXCOL); % Central idade de Aut ovet or para
Saídas For çadas

```

**%% Central idade de Aut ovet or para Saídas Progr amadas**

```
[ AVTP, AVLDP] = eig(doubl e( AP ));      % Matrizes de Autovalores e
Autovalores de AP
AVLP = diag( AVLDP);                    % Vetor de Autovalores da Matriz AP
[ MAVLP, MAXCOL] = max( AVLDP);        % Autovalor Máximo da Matriz AP
CAP = AVTP(:, MAXCOL);                 % Centralidade de Autovalor para
Saídas Programadas
```

```
%% Centralidade de Autovalor para Saídas Protetivas
[ AVTC, AVLCD] = eig(doubl e( TC ));    % Matrizes de Autovalores e
Autovalores de TC
AVLC = diag( AVLCD);                    % Vetor de Autovalores da Matriz TC
[ MAVLC, MAXCOL] = max( AVLCD);        % Autovalor Máximo da Matriz TC
CAC = AVTC(:, MAXCOL);                 % Centralidade de Autovalor para
Saídas Protetivas
```

```
%% Centralidade de Grau para Saídas Forçadas
CGI1 = sum( AI, 1)';                    % Centralidade de Grau para Saídas
Forçadas por cada Componente
CGI2 = sum( AI, 2);                      % Centralidade de Grau para Saídas
Forçadas em cada Componente
```

```
%% Centralidade de Grau para Saídas Programadas
CGPI = sum( AP, 1)';                    % Centralidade de Grau para Saídas
Programadas por cada Componente
CGPO = sum( AP, 2);                      % Centralidade de Grau para Saídas
Programadas em cada Componente
```

```
%% Centralidade de Grau para Saídas Protetivas
CGCI = sum( TC, 1)';                    % Centralidade de Grau para Saídas
Protetivas por cada Componente
CGCO = sum( TC, 2);                      % Centralidade de Grau para Saídas
Protetivas em cada Componente
```

```
%% Centralidade de Associação Originária Forçada
[ AOVTI, AOVLID] = eig(doubl e( AOI )); % Matrizes de Autovalores e
Autovalores de AOI
AOVLI = diag( AOVLID);                  % Vetor de Autovalores da Matriz AOI
[ MAOVLI, MAXCOL] = max( AOVLID);      % Autovalor Máximo da Matriz AOI
CAOI = AOVTI(:, MAXCOL);               % Centralidade de Associação
Originária Forçada
```

```
%% Centralidade de Associação Destinatária Forçada
[ ADVTI, ADVLID] = eig(doubl e( ADI )); % Matrizes de Autovalores e
Autovalores de ADI
ADVLI = diag( ADVLID);                  % Vetor de Autovalores da Matriz ADI
[ MADVLI, MAXCOL] = max( ADVLID);      % Autovalor Máximo da Matriz ADI
CADI = ADVTI(:, MAXCOL);               % Centralidade de Associação
Destinatária Forçada
```

```
%% Centralidade de Associação Originária Programada
[ AOVTP, AOVLDP] = eig(doubl e( AOP )); % Matrizes de Autovalores e
Autovalores de AOP
AOVLP = diag( AOVLDP);                  % Vetor de Autovalores da Matriz AOP
[ MAOVLP, MAXCOL] = max( AOVLDP);      % Autovalor Máximo da Matriz AOP
CAOP = AOVTP(:, MAXCOL);               % Centralidade de Associação
Originária Programada
```

```
%% Centralidade de Associação Destinatária Programada
[ ADVTP, ADVLPD] = eig(doubl e( ADP )); % Matrizes de Autovalores e
Autovalores de ADP
ADVLP = diag( ADVLPD);                  % Vetor de Autovalores da Matriz ADP
[ MADVLP, MAXCOL] = max( ADVLPD);      % Autovalor Máximo da Matriz ADP
CADP = ADVTP(:, MAXCOL);               % Centralidade de Associação
Destinatária Programada
```

```
%% Itens Relevantes para Saídas Forçadas
IRI = cell( n, n);                       % Matriz de Itens Relevantes para
Saídas Forçadas
for j = n:-1:1                            % Iteração pelas Linhas da Matriz
```

```

for k=n:-1:1 % Iteração pelas Colunas da Matriz
    X = find((AI(j,:).*(AI(:,k))')); % Itens Relevantes Forçados
    IRI(j,k)=mat2cell(X,1,size(X,2)); % Itens Relevantes Forçados
end; % Final da Iteração das Linhas
end; % Final da Iteração das Colunas

%% Itens Relevantes para Saídas Programadas
IRP = cell(n,n); % Matriz de Itens Relevantes para
Saídas Forçadas
for j=n:-1:1 % Iteração pelas Linhas da Matriz
    for k=n:-1:1 % Iteração pelas Colunas da Matriz
        X = find((AP(j,:).*(AP(:,k))')); % Itens Relevantes Programados
        IRI(j,k)=mat2cell(X,1,size(X,2)); % Itens Relevantes Programados
    end; % Final da Iteração das Linhas
end; % Final da Iteração das Colunas

%% Matrizes de Alcançabilidade entre Sistemas
AIS = S*(AI>0)*S'; % Matriz de Alcançabilidade Forçada
entre Sistemas
APS = S*(AP>0)*S'; % Matriz de Alcançabilidade Programada
entre Sistemas
TCS = S*(TC>0)*S'; % Matriz de Vulnerabilidade Protetiva
entre Sistemas

%% Matrizes de Alcançabilidades Restritas
APR = (dPD+rD)*AP>KD*AP; % Matriz de Alcançabilidade Programada
Restrita
AIR = (dlD+rD)*AI>KD*AI; % Matriz de Alcançabilidade Programada
Restrita
TR = (rD*T)>KD*T; % Matriz de Adjacência Protetiva
Restrita

%% Matriz de Alcançabilidade Forçada com Simultaneidade
s = size(SI,1); % Número de Nós de Simultaneidade
SAX = I; % Matriz Auxiliar
SAI = AI; % Matriz de Alcançabilidade Forçada
com Simultaneidade
while (~isequal(SAI,SAX)) % Enquanto Houver Propagação por
    Simultaneidade Forçada
        %DAIX = (SAI')*(dl.*fl)+(SAI')*(r.*fl); % Calcula a Duração das Saídas
Forçadas
        DAIX = ... % Duração Acumulada de
Indisponibilidade
        (SAI')*(dl.*fl) + ... % Tempo Total de Saída Forçada
        (AP')*(dP.*fP) + ... % Tempo Total de Saída Programada
        (SAI')*(r.*fl) + ... % Tempo Total de Reconexão Forçada
        (AP')*(r.*fP) + ... % Tempo Total de Reconexão Programada
        (TC)*(r.*fl); % Tempo Total de Saída por Falha
Protetiva
        SAX = SAI; % Recalcula a Matriz Auxiliar
        for k=s:-1:1 % Iteração pelas Linhas da Matriz de
Simultaneidade Forçada
            SX = ((prod((SI(k,:))'.*DAIX)+(~SI(k,:))))./DAIX)*SQ(k,:); %
Contribuição da Simultaneidade
            SAI = AI+SX-AI.*SX; % Totalização da Simultaneidade
        end; % Final da Iteração das Linhas
end; % Final da propagação
% AI = SAI; % Descomentar esta Linha para
Considerar a Simultaneidade

%% Matrizes de Alcançabilidade Probabilísticas
PDI = (AI')*(dl+r).*fl); % Vetor de Probabilidade Acumulada de
Saída Forçada
PDP = (AP')*(dP+r).*fP); % Vetor de Probabilidade Acumulada de
Saída Programada
PDC = (TC)*(r.*fl); % Vetor de Probabilidade Acumulada de
Saída Protetiva
PD = PDI + PDP + PDC; % Vetor de Probabilidade Acumulada de
Desligamento

```

```

Pij = (dl D.*fID)*(Al); % Matriz de Probabilidade Condi cional
de Saída Forçada
Ppij = (dPD.*fPD)*(AP); % Matriz de Probabilidade Condi cional
de Saída Progr amada
Pci j = (rD.*fID)*(TC); % Matriz de Probabilidade Condi cional
de Saída Prot etiva
AlP = Al.*(1-(PD*ones(1,n)-Pij)); % Matriz de Al cançabili dade Forçada
Probabili stica
APP = AP.*(1-(PD*ones(1,n)-Ppij)); % Matriz de Al cançabili dade Progr amada
Probabili stica
TCP = TC.*(1-(PD*ones(1,n)-Pci j)); % Matriz de Vul nerabili dade Prot etiva
Probabili stica

```

### **%% Equival ent es Topol ógicos e Mat rizes Di agonais**

```

fIE = fl + (eD*I)*fl + (eD*TC)'*fl; % Frequênci a Equival ente de
Interrupção Forçada
fIDE = di ag(fIE); % Matriz Diagonal de Frequênci a
Equival ente de Interrupção Forçada
dlE = (fID*dl + (dlD+rD)*(eD*I)*fl + (dlD+rD)*(eD*TC)'*fl)./fIE; % Duração
Equival ente de Interrupção Forçada
for k=n:-1:1, if (isnan(dlE(k))), dlE(k)=0; end; end;
dlDE = di ag(dlE); % Matriz Diagonal de Duração
Equival ente de Interrupção Forçada
fPE = fP + (eD*P)*fP; % Frequênci a Equival ente de
Interrupção Progr amada
fPDE = di ag(fPE); % Matriz Diagonal de Frequênci a
Equival ente de Interrupção Progr amada
dPE = (fPD*dP + (dPD+rD)*(eD*P)*fP)./fPE; % Duração Equival ente de
Interrupção Progr amada
for k=n:-1:1, if (isnan(dPE(k))), dPE(k)=0; end; end;
dPDE = di ag(dPE); % Matriz Diagonal de Duração
Equival ente de Interrupção Progr amada
rE = r; % Duração Equival ente de Reconexão
rDE = di ag(rE); % Matriz Diagonal de Duração
Equival ente de Reconexão
lE = l; % Carga Equival ente de Interrupção
Pr ogr amada
lDE = di ag(lE); % Matriz Diagonal de Carga Equival ente
de Interrupção Progr amada
AlE = Al; % Matriz Equival ente de
Al cançabili dade Forçada
APE = AP; % Matriz Equival ente de
Al cançabili dade Progr amada
TCE = (TC*di ag(fl.*(ones(n,1)./fIE)))'; % Matriz Equival ente de
Vul nerabili dade Prot etiva
for k=n:-1:1, for p=n:-1:1, if (isnan(TCE(k,p))), TCE(k,p)=0; end; end;
end; % check TCE for NaN
cE = c; % Confi abili dade Equival ente da
Prot eção
vE = v; % Vul nerabili dade Equival ente da
Prot eção

```

### **%% El i mi nação dos It ens Equival ent ados**

```

for k=n:-1:1 % Para todos os component es
    if (e(k)) % Se o item for equival entado
        flE(k)=[ ]; % Frequênci as Próprias Forçadas
        dlE(k)=[ ]; % Durações Próprias Forçadas
        fPE(k)=[ ]; % Frequênci as Próprias Progr amadas
        dPE(k)=[ ]; % Durações Próprias Progr amadas
        rE(k)=[ ]; % Durações Próprias de Reconexão
        lE(k)=[ ]; % Cargas Próprias dos Equiparent os
        cE(k)=[ ]; % Confi abili dade Equival ente da
    Prot eção
    vE(k)=[ ]; % Vul nerabili dade Equival ente da
    Prot eção
    AlE(k,:)=[ ]; AlE(:,k)=[ ]; % Matriz de Al cançabili dade Forçada
    APE(k,:)=[ ]; APE(:,k)=[ ]; % Matriz de Al cançabili dade Progr amada
    TCE(k,:)=[ ]; TCE(:,k)=[ ]; % Matriz de Vul nerabili dade Prot etiva
end; % Final dos itens equival ent ados

```

```

end; % Final dos componentes

%% Frequência de Interrupção
FI = (AI') * fl;          FID = diag(FI); % Frequência Total de Saída Forçada
FP = (AP') * fP;          FPD = diag(FP); % Frequência Total de Saída Programada
FC = TC * fl;            FCD = diag(FC); % Frequência Total de Saída por Falha
Protetiva
F = FI + FP + FC;        FD = diag(F); % Frequência Total de
Indisponibilidade
SAIFI = ((I > 0)' * F) / sum(I > 0); % Frequência Média de Interrupção do
Sistema Consumidores
SAIFIS = (S * (I > 0) * F) ./ (S * (I > 0)); % Frequência Média de Interrupção por
Sistema Consumidores
GSAIFI = ((I < 0)' * F) / sum(I < 0); % Frequência Média de Interrupção do
Sistema Geradores
GSAIFIS = (S * (I < 0) * F) ./ (S * (I < 0)); % Frequência Média de Interrupção por
Sistema Geradores
for k=N:-1:1, if (isnan(SAIFIS(k))), SAIFIS(k)=0; end; end; % check SAIFIS
for NaN
for k=N:-1:1, if (isnan(GSAIFIS(k))), GSAIFIS(k)=0; end; end; % check
GSAIFIS for NaN

%% Responsabilidades por Frequência de Interrupções
FPij = fPD * AP; % Responsabilidade por Frequência
Programada
FIij = fID * AI; % Responsabilidade por Frequência
Forçada
FCij = fID * TC; % Responsabilidade por Frequência
Protetiva
Fij = FPij + FIij + FCij; % Responsabilidade por Frequência
Total
FR = (fI + fP) ./ F; % Frequência Relativa de
Indisponibilidade

%% Duração de Interrupção
DAI = (AI') * (dl * fl); % Tempo Total de Saída Forçada
DAP = (AP') * (dP * fP); % Tempo Total de Saída Programada
RAI = (AI') * (r * fl); % Tempo Total de Reconexão Forçada
RAP = (AP') * (r * fP); % Tempo Total de Reconexão Programada
DAC = (TC) * (r * fl); % Tempo Total de Saída por Falha
Protetiva
DA = DAI + DAP + RAI + RAP + DAC; % Duração Acumulada de
Indisponibilidade
DI = DAI ./ FI; for k=n:-1:1, if (isnan(DI(k))), DI(k)=0; end; end; %
Duração Média de Indisponibilidade Forçada
DP = DAP ./ FP; for k=n:-1:1, if (isnan(DP(k))), DP(k)=0; end; end; %
Duração Média de Indisponibilidade Programada
DRI = RAI ./ FI; for k=n:-1:1, if (isnan(DRI(k))), DRI(k)=0; end; end; %
Duração Média de Reconexão Forçada
DRP = RAP ./ FP; for k=n:-1:1, if (isnan(DRP(k))), DRP(k)=0; end; end; %
Duração Média de Reconexão Programada
DC = DAC ./ FC; for k=n:-1:1, if (isnan(DC(k))), DC(k)=0; end; end; %
Duração Média de Indisponibilidade Protetiva
D = DA ./ F; for k=n:-1:1, if (isnan(D(k))), D(k)=0; end; end; % Duração
Média de Indisponibilidade
DMC = max(horzcat(dl * D * AP' + r * D * AI' + r * D * TC, dPD * AP' + r * D * AP'), [], 2); % Duração
Máxima de Interrupção

%% Responsabilidades por Duração de Interrupções
DAIij = (dl * D * fl) * (AI); % Responsabilidade por Tempo Total de
Saída Forçada
DAPIj = (dP * D * fP) * (AP); % Responsabilidade por Tempo Total de
Saída Programada
RAIij = (r * D * fl) * (AI); % Responsabilidade por Tempo Total de
Reconexão Forçada
RAPIj = (r * D * fP) * (AP); % Responsabilidade por Tempo Total de
Reconexão Programada
DACij = (r * D * fl) * (TC); % Responsabilidade por Tempo Total de
Saída por Falha Protetiva

```

$DA_{ij} = DAI_{ij} + DAPI_{ij} + RAI_{ij} + RAPI_{ij} + DAC_{ij}$ ; % Responsabilidade por  
 Duração Acumulada de Disponibilidade  
 $DLA_{ij} = DA_{ij} \cdot (\text{ones}(n, 1) \cdot (l > 0)')$ ; % Responsabilidade pela Duração de  
 Interrupção de Carga  
 $DGA_{ij} = DA_{ij} \cdot (\text{ones}(n, 1) \cdot (l < 0)')$ ; % Responsabilidade pela Duração de  
 Interrupção de Geração  
 $DR = (fl \cdot (dl+r) + fP \cdot (dP+r)) / DA$ ; % Duração Relativa de  
 Disponibilidade

**%% Duração Média de Interrupções de Consumidores**

$SAIDI = ((l > 0)' \cdot D) / \text{sum}(l > 0)$ ; % Duração Média de Interrupção do  
 Sistema a Consumidores  
 $CAIDI = ((l > 0)' \cdot D) / (((l > 0)' \cdot F))$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Consumidor  
 $CAIDIS = SAIDI / SAIFI$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Consumidor do Sistema  
 $ASAI = (\text{sum}(l > 0) \cdot \text{Tempo} - (l > 0)' \cdot D) / (\text{sum}(l > 0) \cdot \text{Tempo})$ ; % Disponibilidade  
 Média de Consumidor do Sistema

**%% Duração Média de Interrupções de Geradores**

$GSAIDI = ((l < 0)' \cdot D) / \text{sum}(l < 0)$ ; % Duração Média de Interrupção do  
 Sistema a Geradores  
 $GCAIDI = ((l < 0)' \cdot D) / (((l < 0)' \cdot F))$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Gerador do Sistema  
 $GCAIDIS = GSAIDI / GSAIFI$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Geração do Sistema  
 $GASAI = (\text{sum}(l < 0) \cdot \text{Tempo} - (l < 0)' \cdot D) / (\text{sum}(l < 0) \cdot \text{Tempo})$ ; % Disponibilidade  
 Média de Gerador do Sistema

**%% Duração Média de Interrupções por Sistema**

$SAIDIS = (S \cdot ((l > 0)' \cdot D)) / (S \cdot (l > 0))$ ; % Duração Média de Interrupção por  
 Sistema a Consumidores  
 $CAIDIS = (S \cdot ((l > 0)' \cdot D)) / (S \cdot ((l > 0)' \cdot F))$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Consumidor por Sistema  
 $CAIDISs = SAIDIS / SAIFIS$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Consumidor do Sistema por Sistema  
 $ASAIS = (S \cdot (l > 0) \cdot \text{Tempo} - (S \cdot ((l > 0)' \cdot D))) / (S \cdot (l > 0) \cdot \text{Tempo})$ ; %  
 Disponibilidade Média de Consumidor por Sistema  
 $GSAIDIS = (S \cdot ((l < 0)' \cdot D)) / (S \cdot (l < 0))$ ; % Duração Média de Interrupção por  
 Sistema a Geradores  
 $GCAIDIS = (S \cdot ((l < 0)' \cdot D)) / (S \cdot ((l < 0)' \cdot F))$ ; % Duração Média de Interrupção  
 de Gerador por Sistema  
 $GCAIDISs = GSAIDIS / GSAIFIS$ ; % Duração Média de Interrupção de  
 Geração por Sistema  
 $GASAIS = (S \cdot (l < 0) \cdot \text{Tempo} - (S \cdot ((l < 0)' \cdot D))) / (S \cdot (l < 0) \cdot \text{Tempo})$ ; %  
 Disponibilidade Média de Geração por Sistema  
 for k=N:-1:1, if (isnan(SAIDIS(k))), SAIDIS(k)=0; end; end; % check SAIDIS  
 for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(CAIDIS(k))), CAIDIS(k)=0; end; end; % check CAIDIS  
 for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(CAIDISs(k))), CAIDISs(k)=0; end; end; % check  
 CAIDISs for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(ASAIS(k))), ASAIS(k)=0; end; end; % check ASAIS  
 for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(GSAIDIS(k))), GSAIDIS(k)=0; end; end; % check  
 GSAIDIS for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(GCAIDIS(k))), GCAIDIS(k)=0; end; end; % check  
 GCAIDIS for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(GCAIDISs(k))), GCAIDISs(k)=0; end; end; % check  
 GCAIDISs for NaN  
 for k=N:-1:1, if (isnan(GASAIS(k))), GASAIS(k)=0; end; end; % check GASAIS  
 for NaN

**%% Pontos de Controle**

$FI_{PC} = PC \cdot F$ ; % Frequência de Interrupção dos Pontos  
 de Controle  
 $DI_{PC} = PC \cdot DA$ ; % Duração de Interrupção dos Pontos de  
 Controle

DI PCM = PC \* D; % Duração Média de Interrupção dos  
Pontos de Controle  
DM PC = PC \* DM C; % Duração Máxima de Interrupção dos  
Pontos de Controle  
ePC = double(~sum(PC)); % Equivalente Topológico nos Pontos de  
Controle

**%% Parcela Variável da Receita**

PVP = KP .\* fP .\* dP - QP; % Parcela Variável Programada  
PVP = (PVP > 0) .\* PVP; % Franquia da Parcela Variável  
Programada  
PVI = KI .\* fI .\* dI + KI .\* ((vD \* T) .\* (fI .\* dI)) - QI; % Parcela Variável Forçada  
PVI = (PVI > 0) .\* PVI; % Franquia da Parcela Variável Forçada  
PV = PVP + PVI; % Parcela Variável da Receita

**%% Energia e Demanda não Suprida - Perspectiva da Origem do Desligamento**

EENSDI = (rD \* AI + rD \* (TC) + dI \* AI) .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Energia  
não Suprida por Desligamento Forçado  
EPNSDI = (AI) .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Potência não Suprida  
por Desligamento Forçado  
EENSDC = (rD \* (TC)) .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Energia não Suprida por  
Falha de Proteção  
EPNSDC = (TC) .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Potência não Suprida  
por Falha de Proteção  
EENSDP = ((rD + dPD) \* AP) .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Energia não Suprida por  
Desligamento Programado  
EPNSDP = (AP) .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Potência não Suprida  
por Desligamento Programado  
EENSD = inv(fPD + fID) .\* (fPD \* EENSDP + fID \* EENSDI); % Esperança de Energia Média  
Não Suprida por Desligamento  
EPNSD = inv(fPD + fID) .\* (fPD \* EPNSDP + fID \* EPNSDI); % Esperança de Potência  
Média Não Suprida por Desligamento  
EENSDs = (S \* (EENSD .\* f)) ./ (S \* f); % Esperança de Energia Média Não  
Suprida por Desligamento por Empresa  
EPNSDs = (S \* (EPNSD .\* f)) ./ (S \* f); % Esperança de Potência Média Não  
Suprida por Desligamento por Empresa

**%% Risco de Energia e Demanda não Suprida - Perspectiva da Origem do Desligamento**

RESID = fI .\* EENSDI; % Risco de Energia não Suprida por  
Desligamento Forçado  
RESPD = fP .\* EENSDP; % Risco de Energia não Suprida por  
Desligamento Programado  
RESCD = fI .\* EENSDC; % Risco de Energia não Suprida por  
Falha de Proteção  
RESTD = RESID + RESPD; % Risco de Energia Total não Suprida  
por Desligamento  
RESTDs = S \* RESTD; % Risco de Energia Total não Suprida  
por Desligamento por Empresa

**%% Energia e Demanda não Suprida - Perspectiva do Impacto do Desligamento**

EENSEI = DAI .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Energia Forçada não  
Suprida por Equipamento  
EPNSEI = FI .\* DI .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Potência Forçada não  
Suprida por Equipamento  
EENSEC = DAC .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Energia Protetiva não  
Suprida por Equipamento  
EPNSC = FC .\* DC .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Potência Protetiva não  
Suprida por Equipamento  
EENSEP = DAP .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Energia Programada não  
Suprida por Equipamento  
EPNSEP = FP .\* DP .\* (ID .\* (I > 0)); % Esperança de Potência Programada não  
Suprida por Equipamento  
EENSE = EENSEI + EENSEP + EENSEC; % Esperança de Energia Média Não  
Suprida por Equipamento  
EPNSE = EPNSEI + EPNSEP + EPNSC; % Esperança de Potência Acumulada  
Média Não Suprida por Equipamento  
EENSET = sum(EENSE); % Esperança de Energia Total Não  
Suprida pelo Sistema

EPNSE<sub>T</sub> = sum(EPNSE); % Esperança de Potência Total Não  
 Suprida pelo Sistema  
 EENSE<sub>s</sub> = (S\*(EENSE.\*F))./(S\*F); % Esperança de Energia Média Não  
 Suprida por Equipamento por Empresa  
 EPNSE<sub>s</sub> = (S\*(EPNSE.\*F))./(S\*F); % Esperança de Potência Média Não  
 Suprida por Equipamento por Empresa  
 EENSE<sub>Ts</sub> = S\*EENSE; % Esperança de Energia Total Não  
 Suprida por Sistema  
 EPNSE<sub>Ts</sub> = S\*EPNSE; % Esperança de Potência Total Não  
 Suprida por Sistema

#### %% Responsabilidade por Energia Não Suprida

EENSI<sub>ij</sub> = diag((I>0).\*I)\*DAI<sub>ij</sub>; % Responsabilidade por Energia não  
 Suprida por Saída Forçada  
 EENSP<sub>ij</sub> = diag((I>0).\*I)\*DAPI<sub>ij</sub>; % Responsabilidade por Energia não  
 Suprida por Saída Programada  
 EENSRAI<sub>ij</sub> = diag((I>0).\*I)\*RAI<sub>ij</sub>; % Responsabilidade por Energia não  
 Suprida por Reconexão Forçada  
 EENSRAP<sub>ij</sub> = diag((I>0).\*I)\*RAPI<sub>ij</sub>; % Responsabilidade por Energia não  
 Suprida por Reconexão Programada  
 EENSCI<sub>j</sub> = diag((I>0).\*I)\*DAC<sub>ij</sub>; % Responsabilidade por Energia não  
 Suprida por Falha Protetiva  
 EENSI<sub>j</sub> = EENSI<sub>ij</sub> + EENSP<sub>ij</sub> + EENSRAI<sub>ij</sub> + EENSRAP<sub>ij</sub> + EENSCI<sub>j</sub>; %  
 Responsabilidade por Energia não Suprida

#### %% Responsabilidade por Potência Não Suprida

EPNSI<sub>ij</sub> = EENSI<sub>ij</sub>/Tempo; % Responsabilidade por Potência não  
 Suprida por Saída Forçada  
 EPNSP<sub>ij</sub> = EENSP<sub>ij</sub>/Tempo; % Responsabilidade por Potência não  
 Suprida por Saída Programada  
 EPNSRAI<sub>ij</sub> = EENSRAI<sub>ij</sub>/Tempo; % Responsabilidade por Potência não  
 Suprida por Reconexão Forçada  
 EPNSRAP<sub>ij</sub> = EENSRAP<sub>ij</sub>/Tempo; % Responsabilidade por Potência não  
 Suprida por Reconexão Programada  
 EPNSC<sub>j</sub> = EENSCI<sub>j</sub>/Tempo; % Responsabilidade por Potência não  
 Suprida por Falha Protetiva  
 EPNSI<sub>j</sub> = EPNSI<sub>ij</sub> + EPNSP<sub>ij</sub> + EPNSRAI<sub>ij</sub> + EPNSRAP<sub>ij</sub> + EPNSC<sub>j</sub>; %  
 Responsabilidade por Potência não Suprida

#### %% Energia e Demanda não Gerada - Perspectiva da Origem do Desligamento

EENGDI = abs((rD\*AI + rD\*(TC) + dI\*AI)\*(ID\*(I<0))); % Esperança de  
 Energia não Gerada por Desligamento Forçado  
 EPNGDI = abs((AI)\*(ID\*(I<0))); % Esperança de Potência não Gerada por  
 Desligamento Forçado  
 EENGDC = abs((rD\*(TC))\*(ID\*(I<0))); % Esperança de Energia não Gerada por  
 Falha de Proteção  
 EPNGDC = abs((TC)\*(ID\*(I<0))); % Esperança de Potência não Gerada por  
 Falha de Proteção  
 EENGDP = abs(((rD + dPD)\*AP)\*(ID\*(I<0))); % Esperança de Energia não Gerada  
 por Desligamento Programado  
 EPNGDP = abs((AP)\*(ID\*(I<0))); % Esperança de Potência não Gerada por  
 Desligamento Programado  
 EENGDI = inv(fPD+fID)\*(fPD\*EENGDP+fID\*EENGDI); % Esperança de Energia Média  
 Não Gerada por Desligamento  
 EPNGDI = inv(fPD+fID)\*(fPD\*EPNGDP+fID\*EPNGDI); % Esperança de Potência  
 Média Não Gerada por Desligamento  
 EENGDs = (S\*(EENGDI.\*f))./(S\*f); % Esperança de Energia Média Não  
 Gerada por Desligamento por Empresa  
 EPNGDs = (S\*(EPNGDI.\*f))./(S\*f); % Esperança de Potência Média Não  
 Gerada por Desligamento por Empresa

#### %% Risco de Energia e Demanda não Gerada - Perspectiva da Origem do Desligamento

REGDI = fI.\*EENGDI; % Risco de Energia não Gerada por  
 Desligamento Forçado  
 REGPD = fP.\*EENGDP; % Risco de Energia não Gerada por  
 Desligamento Programado  
 REGDC = fI.\*EENGDC; % Risco de Energia não Gerada por  
 Falha de Proteção

REGTD = REGID + REGPD; % Ri sco de Energi a Tot al não Gerada por Desli gament o

**%% Energi a e Demanda não Gerada - Perspekti va do Impacto do Desli gament o**

EENGEI = abs(DAI .\* (ID\*(I<0))); % Esperança de Energi a não Gerada por Equi parent o

EPNGEI = abs(FI .\* DI .\* (ID\*(I<0))); % Esperança de Pot ênci a não Gerada por Equi parent o

EENGE C = abs(DAC .\* (ID\*(I<0))); % Esperança de Energi a não Gerada por Equi parent o

EPNGEC = abs(FC .\* DC .\* (ID\*(I<0))); % Esperança de Pot ênci a não Gerada por Equi parent o

EENGE P = abs(DAP .\* (ID\*(I<0))); % Esperança de Energi a não Gerada por Equi parent o

EPNGEP = abs(FP .\* DP .\* (ID\*(I<0))); % Esperança de Pot ênci a não Gerada por Equi parent o

EENGE = EENGEI + EENGE P + EENGE C; % Esperança de Energi a Médi a Não Gerada Equi parent o

EPNGE = EPNGEI + EPNGEP + EPNGEC; % Esperança de Pot ênci a Acumul ada Médi a Não Gerada por Equi parent o

EENGET = sum(EENGE); % Esperança de Energi a Tot al Não Gerada pelo Si stema

EPNGET = sum(EPNGE); % Esperança de Pot ênci a Tot al Não Gerada pelo Si stema

EENGEs = (S\*(EENGE.\*F))./(S\*F); % Esperança de Energi a Médi a Não Gerada por Equi parent o por Empresa

EPNGEs = (S\*(EPNGE.\*F))./(S\*F); % Esperança de Pot ênci a Médi a Não Gerada por Equi parent o por Empresa

EENGETs = S\*EENGE; % Esperança de Energi a Tot al Não Gerada por Si stema

EPNGETs = S\*EPNGE; % Esperança de Pot ênci a Tot al Não Gerada por Si stema

**%% Responsabi lidade por Energi a Não Gerada**

EENGIj = di ag((I<0).\*I)\*DAIj; % Responsabi lidade por Energi a não Gerada por Saí da Forçada

EENGPi j = di ag((I<0).\*I)\*DAIj; % Responsabi lidade por Energi a não Gerada por Saí da Progr amada

EENGRAI j = di ag((I<0).\*I)\*RAIj; % Responsabi lidade por Energi a não Gerada por Reconexão Forçada

EENGRAPi j = di ag((I<0).\*I)\*RAIj; % Responsabi lidade por Energi a não Gerada por Reconexão Progr amada

EENGCi j = di ag((I<0).\*I)\*DACi j; % Responsabi lidade por Energi a não Gerada por Fal ha Prot etiva

EENGj = EENGIj + EENGPi j + EENGRAI j + EENGRAPi j + EENGCi j; % Responsabi lidade por Energi a não Gerada

**%% Responsabi lidade por Pot ênci a Não Gerada**

EPNGIj = EENGIj / Tempo; % Responsabi lidade por Pot ênci a não Gerada por Saí da Forçada

EPNGPi j = EENGPi j / Tempo; % Responsabi lidade por Pot ênci a não Gerada por Saí da Progr amada

EPNGRAI j = EENGRAI j / Tempo; % Responsabi lidade por Pot ênci a não Gerada por Reconexão Forçada

EPNGRAPi j = EENGRAPi j / Tempo; % Responsabi lidade por Pot ênci a não Gerada por Reconexão Progr amada

EPNGCi j = EENGCi j / Tempo; % Responsabi lidade por Pot ênci a não Gerada por Fal ha Prot etiva

EPNGj = EPNGIj + EPNGPi j + EPNGRAI j + EPNGRAPi j + EPNGCi j; % Responsabi lidade por Pot ênci a não Gerada

**%% Probabi lidade de Perda de Carga**

LOLP = ones(n, 1) - prod(ones(n, n) - DLAi j', 2); % Probabi lidade de Perda de Carga por Equi parent o

LOLPS = 1 - prod(ones(n, 1) - max(DLAi j, [], 2), 1); % Probabi lidade de Perda de Carga do Si stema

PLAsj = zeros(N, n); % Al ocação de Espaço para LAsj

for s=N:-1:1 % Para todos os subsistemas s

```

for t=n:-1:1 % Cuj a Carga seja afetada pelo
equiprento t calcula:
    PLAsj(s,t)=max(S(s,:).*DLAij(t,:)); % Probabilidade de Perda de
Carga de Sistema por Equipamento
end; % Final das cargas afetadas
end; % Final dos sistemas
LOLPs = ones(N,1)-prod(ones(N,n)-PLAsj,2); % Probabilidade de Perda de
Carga por Sistema

%% Esperança de Perda de Carga
LOLE = l.*LOLP; % Esperança de Perda de Carga por
Equipamento
LOLES = l'.*LOLP; % Esperança de Perda de Carga do
Sistema
LOLEs = S*(l.*LOLP); % Esperança de Perda de Carga por
Sistema

%% Probabilidade de Perda de Geração
LOGP = (ones(n,1)-prod(ones(n,n)-DGAij',2)); % Probabilidade de Perda de
Geração por Equipamento
LOGPS = 1-prod(ones(n,1)-max(DGAij,[],2),1); % Probabilidade de Perda de
Geração do Sistema
PGAsj = zeros(N,n); % Alocação de Espaço para GAsj
for s=N:-1:1 % Para todos os subsistemas
    for t=n:-1:1 % Cuj a Geração seja afetada pelo
equiprento t calcula:
        PGAsj(s,t)=max(S(s,:).*DGAij(t,:)); % Probabilidade de Perda de
Geração de Sistema por Equipamento
    end; % Final da Geração afetada
end; % Final dos subsistemas
LOGPs = ones(N,1)-prod(ones(N,n)-PGAsj,2); % Probabilidade de Perda de
Geração por Sistema

%% Esperança de Perda de Geração
LOGE = abs(l.*LOGP); % Esperança de Perda de Geração
LOGES = abs(l'.*LOGP); % Esperança de Perda de Geração do
Sistema
LOGEs = abs(S*(l.*LOGP)); % Esperança de Perda de Geração por
Sistema

%% Frequência e Probabilidade de Risco
RP = (1-c).*(1-prod(1-cD*T,1)'); % Probabilidade de Risco da Proteção
RE = fl.*RP; % Frequência de Risco do Equipamento
REs = S*RE; % Frequência de Risco por Empresa
R = sum(RE); % Risco total do sistema

%% Robustez e Severidade da Carga
FLO = ((AI*doubl e(l>0))==0).*fl; % Frequência Forçada sem Carga
FPL0 = ((AP*doubl e(l>0))==0).*fp; % Frequência Programada sem Carga
FCL0 = (1-prod(ones(n)-(diag(l>0)*TC)',2)).*FLO; % Frequência com Carga
da Proteção
FLO = FLO + FPL0 - FCL0; % Frequência Total sem Carga
IRL = sum(FLO)/(sum(fl)+sum(fp)); % Robustez da Carga do Sistema
ISL = sum(EENSE)/sum(l.*(l>0)); % Severidade da Carga do Sistema
IRLs = (S*FLO)/(S*(fl+fp)); % Robustez da Carga por Sistema
ISLs = (S*EENSE)/(S*(l.*(l>0))); % Severidade da Carga por Sistema
for k=N:-1:1, if (isnan(IRLs(k))), IRLs(k)=0; end; end; % check IRLs for
NaN
for k=N:-1:1, if (isnan(ISLs(k))), ISLs(k)=0; end; end; % check ISLs for
NaN

%% Robustez e Severidade da Geração
FLO = ((AI*doubl e(l<0))==0).*fl; % Frequência Forçada sem Geração
FPG0 = ((AP*doubl e(l<0))==0).*fp; % Frequência Programada sem Geração
FCG0 = (1-prod(ones(n)-(diag(l<0)*TC)',2)).*FLO; % Frequência com Geração
da Proteção
FG0 = FLO + FPG0 - FCG0; % Frequência Total sem Geração
IRG = sum(FLO)/(sum(fl)+sum(fp)); % Indicador de Robustez da Geração
ISG = abs(sum(EENGE)/sum(l.*(l<0))); % Indicador de Severidade da Geração

```

```

IRGs = (S*FI G0)./(S*(fI+fP)); % Robustez da Geração por Sistema
ISGs = abs((S*EENGE)./(S*(I.*(I<0))))); % Severidade da Geração por Sistema
for k=N:-1:1, if (isnan(IRGs(k))), IRGs(k)=0; end; end; % check IRGs for
NaN
for k=N:-1:1, if (isnan(ISGs(k))), ISGs(k)=0; end; end; % check ISGs for
NaN

%% Eficiência Industrial da Rede
EER = sum((I>0).*I)/abs(sum((I<0).*I)); % Eficiência Esperada da Rede
ERR = (sum((I>0).*I)-EENSET)/abs(sum((I<0).*I)); % Eficiência Real da Rede

%% Eficiência dos Equipamentos
EPS = sum((I>0).*I); % Esperança de Potência Suprida
EPG = abs(sum((I<0).*I)); % Esperança de Potência Gerada
E = -(RESTD- EPS)./EPS; % Eficiência dos Equipamentos da Rede

%% Disponibilidade dos Equipamentos
D = (Tempo-DA)/Tempo; % Disponibilidade Percentual

%% Qualidade dos Equipamentos
QI = (FI-fI)./FI; % Qualidade Forçada dos Equipamentos
QP = (FP-fP)./FP; % Qualidade Programada dos
Equipamentos
Q = (F-f)./F; % Qualidade dos Equipamentos

%% Eficiência Global dos Equipamentos
OEE = D.*E.*Q; % Overall Equipment Efficiency

%% Análise de Sensibilidade
TSFI = AI' + TC; % Taxa de Sensibilidade da Frequência
Forçada
FI FI' = ((1./F)*fI').*(AI' + TC); % Fator de Importância da Frequência
Forçada

%% Desempenho em Tempo Real
Y = xor(EA, EP); % Vetor de Resíduo de Estado
DCI = AI'*XI; % Vetor de Desligamentos Corretos
YPI = (YI~=AI I); % Vetor de Resíduos da Proteção
PSI = T*XI; % Vetor de Proteções Sensíveis ao
Defeito
PAI = PSI & YPI; % Equipamentos Adicionais Desligados
pela Proteção
PRI = (TC*XI).*PI; % Probabilidades de Falhas de Proteção

%% Finalização do Programa
di spl ay(' Programa OK! '); % Encerramento do programa

```

## B. Exemplo em *MatLab*<sup>®</sup>

### B.1. Introdução

Este apêndice contém os dados de entrada do programa *MatLab*<sup>®</sup> para um exemplo de cálculo de indicadores de desempenho e risco, e análise de contingência em tempo real. Um sistema elétrico simples foi utilizado para ilustrar o uso do programa em todas as etapas desta pesquisa. Para facilitar a simulação, e o armazenamento das informações, os dados de entrada são codificados na linguagem de comandos do *MatLab*<sup>®</sup> em um arquivo denominado *Exemplo.m*. Este arquivo servirá de *template* para a codificação de novos casos, devendo ser particularizado para cada sistema simulado, preservando a formatação dos dados. Poderá servir também como registro de armazenamento de cada estudo de caso simulado.

### B.2. Sistema Elétrico Exemplo

A Figura 150 ilustra a configuração típica do sistema elétrico utilizado para exemplificar os dados necessários ao cálculo de indicadores, a utilização do programa *MatLab*<sup>®</sup> desenvolvido, e a aplicação da metodologia desta pesquisa.

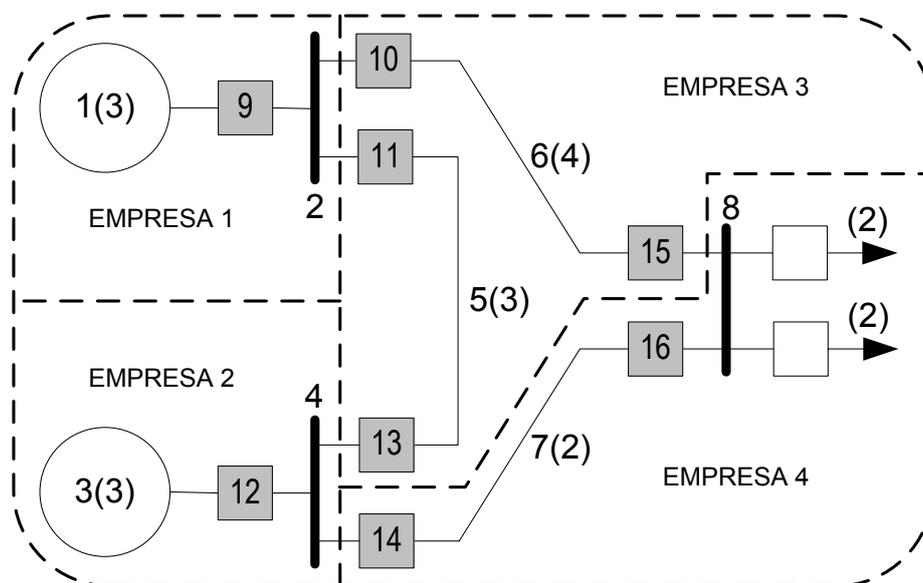


Figura 150 – Modelo de Sistema Elétrico Exemplo

O sistema é composto de duas empresas de geração (Empresas 1 e 2), cada uma com um gerador equivalente de capacidade 3 pu, e barramentos de conexão 2 e 4, com os disjuntores correspondentes 9 e 12; uma empresa transmissora (Empresa 3)

com duas linhas de transmissão 5 e 6, de capacidade de transporte 3 pu e 4 pu respectivamente, e os disjuntores associados; e uma empresa de distribuição (Empresa 4), proprietária de uma linha de distribuição 7, com capacidade de 2 pu de transmissão, e um barramento 8 de distribuição, com dois alimentadores de 2 pu de carga ativa cada. Os limites físicos entre as empresas encontram-se representados por linhas tracejadas na Figura 150.

### B.3. Caso Base

Para servir de referência nas simulações, um caso base de fluxo de carga será utilizado conforme representado na Figura 151. Representa uma solução de fluxo de carga convergente, sem violações de limites operacionais ou de suportabilidade (SCHILLING, LEITE DA SILVA *et alii* [214]), típica das condições operacionais do sistema sob análise. Outros casos podem ser considerados, para diferentes condições de carregamento ou despacho.

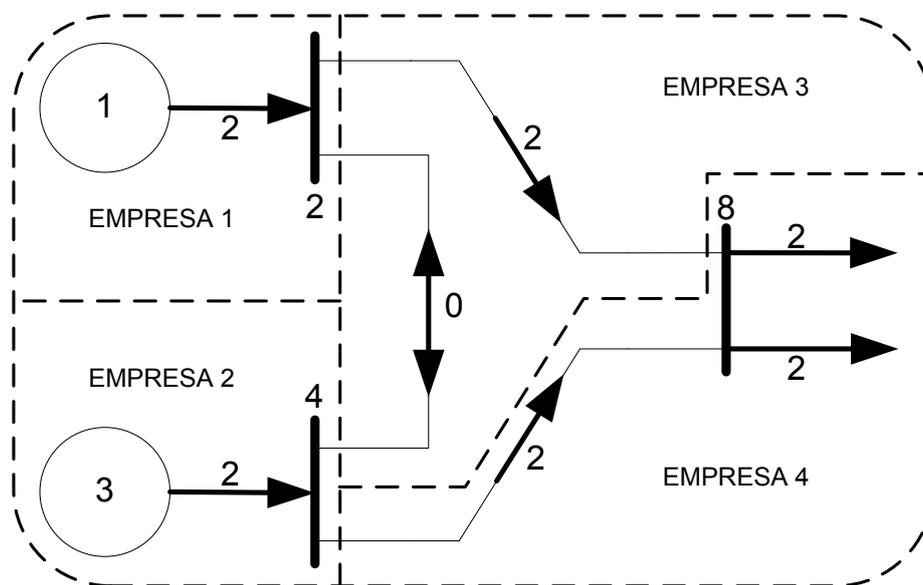


Figura 151 – Caso Base de Fluxo de Carga

Por simplicidade, apenas os fluxos de potência ativa serão considerados, todos referenciados a uma base comum de potência (100 MW, por exemplo). As tensões nas barras serão admitidas nos valores nominais de 1 pu. O caso base considera que cada gerador produz 2 pu de potência, totalizando os 4 pu demandados pela carga da barra 8. Este fluxo divide-se igualmente pelas linhas 6 e 7 da empresas 3 e 4 respectivamente. Isto resulta em um fluxo nulo na linha 5 da empresa 3, que opera em vazio. Nesta pesquisa, apenas as cargas e potências injetadas nas barras serão fornecidas ao programa, nos dados de entrada. Os valores de tensão não são considerados.

## B.4. Dados de Entrada

A lista seguinte contém os dados de entrada referentes aos 8 componentes desta rede, para uso no programa *MatLab*<sup>®</sup> do Apêndice A, na forma de vetores e matrizes de mesma dimensão do número inteiro 8 de componentes da rede, ou do número inteiro 4 de empresas interligadas.

- $c$  = Confiabilidade Própria da Proteção;
- $dI$  = Duração Própria de Saída Forçada;
- $dP$  = Duração Própria de Saída Programada;
- $e$  = Vetor de Equivalentes;
- $EA$  = Vetor de Estado Anterior;
- $EP$  = Vetor de Estado Posterior;
- $fI$  = Frequência Própria de Saída Forçada;
- $fP$  = Frequência Própria de Saída Programada;
- $I$  = Matriz de Adjacência Forçada;
- $K$  = Limites de Interrupção;
- $KI$  = Fatores de Penalização por Desligamento Forçado;
- $KP$  = Fatores de Penalização por Desligamento Programado;
- $I$  = Produção Própria Conectada;
- $P$  = Matriz de Adjacência Programada;
- $PC$  = Matriz de Controle do Sistema;
- $r$  = Duração Própria de Reconexão;
- $S$  = Matriz de Sistemas;
- $T$  = Matriz de Adjacência Protetiva;
- $v$  = Vulnerabilidade Própria da Proteção;
- $XI$  = Vetor de Falhas Primárias;
- $YI$  = Vetor de Resíduos de Estado;
- $SI$  = Matriz de Simultaneidade de Entrada; e
- $SO$  = Matriz de Simultaneidade de Saída.

## B.5. Estrutura dos Dados

Os dados são divididos em módulos, utilizando o recurso de células do *MatLab*<sup>®</sup>. Os seguintes módulos compõem os dados de entrada do programa.

- Dados Históricos;
- Dados de Configuração;
- Dados Topológicos;
- Dados em Tempo Real; e
- Finalização do Programa.

A codificação destes dados segue o padrão sintático da linguagem de comandos do *MatLab*<sup>®</sup>, para comandos de atribuição, podendo ser usado como template para simulação de outros casos.

## B.6. Codificação dos Dados

A listagem seguinte contém a codificação do arquivo *Exemplo.m* para entrada ao programa *MatLab*<sup>®</sup> de cálculo do Apêndice A, com os dados do Sistema Exemplo.

### %% Avaliação de Desempenho e Risco em Sistemas Elétricos de Potência

% Copyright 2011 - Lony Patriota de Siqueira

% Arquivo Exemplo.m

### %% Dados Históricos

% Vetor de Carga e Geração Própria Conectada

$l = [-2, 0, -2, 0, 0, 0, 0, 4]'$ ;

% Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção

$c = [0.9, 0.8, 0.7, 0.8, 0.9, 0.6, 0.7, 0.8]'$ ;

% Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção

$v = [0.01, 0.02, 0.03, 0.02, 0.01, 0.04, 0.05, 0.06]'$ ;

% Vetor de Frequência de Interrupção Forçada

$fl = [0.01, 0.03, 0.02, 0.01, 0.04, 0.05, 0.09, 0.07]'$ ;

% Vetor de Frequência de Interrupção Programada

$fP = [0.04, 0.03, 0.01, 0.02, 0.05, 0.01, 0.04, 0.02]'$ ;

% Vetor de Duração Própria de Saída Forçada

$dl = [0.10, 0.20, 0.30, 0.20, 0.40, 0.50, 0.20, 0.10]'$ ;

% Vetor de Duração Própria de Saída Programada

$dP = [0.30, 0.40, 0.30, 0.40, 0.50, 0.60, 0.30, 0.20]'$ ;

% Vetor de Duração Própria de Reenergização

$r = [0.04, 0.02, 0.05, 0.02, 0.03, 0.03, 0.02, 0.01]'$ ;

### %% Dados de Configuração

% Vetor de Limites de Interrupção

$K = [0.30, 0.30, 0.30, 0.30, 0.30, 0.30, 0.30, 0.30]'$ ;

% Vetor de Penalização por Desligamento Programado;

$KP = [0, 20, 0, 20, 10, 10, 10, 20]'$ ;

% Vetor de Penalização por Desligamento Forçado;

$KI = [0, 300, 0, 300, 150, 150, 150, 300]'$ ;

% Vetor de Franquia por Desligamento Programado;

$QP = [0, 0.20, 0, 0.20, 0.10, 0.10, 0.10, 0.20]'$ ;

% Vetor de Franquia por Desligamento Forçado;

$QI = [0, 0.300, 0, 0.300, 0.150, 0.150, 0.150, 0.300]'$ ;

### %% Dados Topológicos

% Matriz de Sistemas ou Empresas

$S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$ ;

% Matriz de Adjacência Forçada

$l = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$ ;

```

0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
0, 0, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0];

% Matriz de Adjacência Programada
P = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     1, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     0, 0, 1, 0, 0, 1, 0, 1, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0];

% Matriz de Adjacência Protetiva
T = [0, 1, 0, 0, 1, 1, 0, 0, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     0, 0, 0, 1, 1, 0, 1, 0, 0;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
     1, 1, 1, 1, 0, 0, 0, 0, 0;
     1, 1, 0, 0, 1, 0, 1, 1, 1;
     0, 0, 1, 1, 1, 1, 0, 1, 1;
     0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0];

% Matriz de Simultaneidade de Entrada
SI = [0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 0, 0;
      0, 0, 0, 0, 1, 0, 1, 0, 0;
      0, 0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 0];

% Matriz de Simultaneidade de Saída
SO = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 1;
      0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 1;
      0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 1];

% Equivalentes Topológicos
e = [0, 0, 0, 0, 1, 1, 0, 0, 0]';

% Matriz de Controle do Sistema
PC = [0, 1, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0;
      0, 0, 0, 1, 0, 0, 0, 0, 0;
      0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 1];

%% Dados em Tempo Real

% Vetor de Estado Anterior
EA = [1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1, 1]';

% Vetor de Estado Posterior
EP = [1, 1, 1, 1, 1, 0, 0, 0, 0]';

% Vetor de Falhas Primárias
XI = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 1, 0, 0]';

% Vetor de Resíduos de Estado
YI = [1, 0, 0, 0, 1, 1, 1, 1, 1]';

%% Finalização do Programa
diplay('Exemplo OK!');

```

Editores gráficos ou planilhas de entrada de dados podem ser usados com filtros adequados para transformação nos comandos acima na linguagem fonte do *MatLab*<sup>®</sup>.

## **B.7. Relatórios de Saída**

Todas as variáveis de saída da Tabela 185 podem ser consultadas no Editor de Variáveis (*Variable Editor*) do *MatLab*<sup>®</sup>. Alternadamente, pode-se utilizar o Gerador de Relatórios (*Report Generator*) do *MatLab*<sup>®</sup> para formatar os dados de saída em diferentes formas, a critério do usuário.

## Glossário

**Age Replacement Policy** – Ver Definição 39.

**Análise de Modos de Falha e Efeitos** – Método estruturado de determinação das funções, falhas funcionais e modos ou causas das falhas de um equipamento, e seus efeitos.

**Análise de Modos de Falha, Efeitos e Criticidade** – Método estruturado de determinação das funções, falhas funcionais e modos ou causas das falhas de um equipamento, e seus efeitos probabilísticos no restante do processo, como estimativa de nível de criticidade.

**ARP** – Ver *Age Replacement Policy*.

**Ativo** – Unidade básica de manutenção, composta de qualquer máquina, edificação ou sistema.

**Block Replacement Policy** – Ver Definição 40.

**BRP** – Ver *Block Replacement Policy*.

**Busca de Falha** – Ver Inspeção Funcional.

**Capacidade Inicial** – O nível de performance que um bem físico ou sistema é capaz de atingir no momento em que ele entra em serviço.

**Carga e Geração Própria Conectada** – Ver Definição 66.

**Causa da Falha** – Ver Modo de Falha.

**Centralidade de Associação Destinatária Forçada** – Ver Definição 161.

**Centralidade de Associação Destinatária Programada** – Ver Definição 168.

**Centralidade de Associação Originária Forçada** – Ver Definição 162.

**Centralidade de Associação Originária Programada** – Ver Definição 169.

**Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas** – Ver Definição 160.

**Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas** – Ver Definição 167.

**Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas** – Ver Definição 174.

**Centralidade de Grau para Saídas Forçadas** – Ver Definição 163.

**Centralidade de Grau para Saídas Programadas** – Ver Definição 170.

**Centralidade Própria para Saídas Forçadas** – Ver Definição 159.

**Centralidade Própria para Saídas Programadas** – Ver Definição 166.

**Centralidade Própria para Saídas Protetivas** – Ver Definição 173.

**Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada** – Ver Definição 125.

**Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada** – Ver Definição 118.

**Componentes Primários** – Ver Definição 30.

**Componentes Secundários** – Ver Definição 31.

**Confiabilidade** – Capacidade ou probabilidade de um item continuar exercendo sua função original, por um período especificado.

**Confiabilidade Inerente** – Uma medida da confiabilidade de um item, no seu contexto operacional atual, admitindo aderência a sua estratégia ideal de manutenção.

**Confiabilidade Própria da Proteção** – Ver Definição 67.

**Consequências Ambientais** – Um modo de falha ou falha múltipla tem consequências ambientais se pode infringir qualquer norma, lei ou regulamento ambiental ou corporativo, municipal, regional, nacional ou internacional aplicável ao bem físico ou sistema em consideração.

**Consequências da Falha** – A(s) maneira(s) nas quais o(s) efeito(s) de um modo de falha se materializa(m) (evidência da falha, impacto na segurança, no ambiente, na capacidade operacional, nos custos diretos e indiretos de reparo).

**Consequências de Segurança** – Um modo de falha ou falha múltipla tem consequências de segurança se ele puder ferir ou matar um ser humano.

**Consequências Não-Operacionais** – Uma categoria de consequências de falha que não afeta negativamente a segurança, o ambiente, e a operação, mas apenas requer reparo ou reposição de quaisquer item(s) que tenha sido afetado pela falha.

**Consequências Operacionais** – Uma categoria de consequências de falha que afeta adversamente a capacidade operacional de um bem físico ou sistema (saída, qualidade do produto, serviço ao consumidor, capacidade militar, ou custos operacionais, em acréscimo ao custo do reparo).

**Contexto Operacional** – A circunstância na qual se espera que um bem físico ou sistema opere.

**Contribuição ou Responsabilidade de Duração** – Ver Definição 205.

**Criticidade** – O grau de prioridade ou gravidade de um modo de falha baseado em algum critério de avaliação.

**Defeito** – Uma falha potencial ou outra condição que irá requerer a atenção da manutenção em algum instante no futuro, mas que não está impedindo atualmente o equipamento de desempenhar suas funções. Ver Falha Potencial.

**Desempenho** – Medida de atendimento aos objetivos ou metas de um processo ou sistema.

**Desligamentos Corretos** – Ver Definição 48.

**Desligamentos Incorretos** – Ver Definição 52.

**Deterioração** – Degradação na qualidade, confiabilidade ou desempenho funcional de um item devido à idade, uso ou ambiente.

**Disponibilidade** – Proporção de tempo total que um item ou equipamento é capaz de executar sua função especificada, normalmente expressa como uma porcentagem.

**Disponibilidade dos Equipamentos** – Ver Definição 247.

**Dispositivo de Proteção ou Sistema de Proteção** – Um dispositivo ou Sistema destinado a evitar, eliminar ou minimizar as consequências de falha de algum outro sistema.

**Duração Máxima de Interrupção Contínua** – Ver Definição 192.

**Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento** – Ver Definição 193.

**Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema** – Ver Definição 195.

**Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema** – Ver Definição 196.

**Duração Média de Interrupção de Geração do Sistema** – Ver Definição 200.

**Duração Média de Interrupção de Gerador** – Ver Definição 199.

**Duração Média de Interrupção do Sistema a Consumidores** – Ver Definição 194.

**Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores** – Ver Definição 198.

**Duração Própria de Reconexão** – Ver Definição 65.

**Duração Própria de Saída Forçada** – Ver Definição 63.

**Duração Própria de Saída Forçada Equivalente** – Ver Definição 150.

**Duração Própria de Saída Programada** – Ver Definição 64.

**Duração Própria de Saída Programada Equivalente** – Ver Definição 152.

**Duração Própria de Saída Programada Equivalente** – Ver Definição 158.

**Duração Própria Equivalente de Saída Forçada** – Ver Definição 156.

**Duração Relativa de Indisponibilidade** – Ver Definição 208.

**Duração Total de Reconexão Forçada** – Ver Definição 188.

**Duração Total de Reconexão Programada** – Ver Definição 189.

**Duração Total de Saída Forçada** – Ver Definição 186.

**Duração Total de Saída Programada** – Ver Definição 187.

**Duração Total de Saída Protetiva** – Ver Definição 190.

**Duração Transferida de Saída Forçada** – Ver Definição 202.

**Duração Transferida de Saída Programada** – Ver Definição 203.

**Duração Transferida de Saída Protetiva** – Ver Definição 204.

**Efeito da Falha** - O que acontece quando um modo de falha ocorre.

**Eficiência dos Equipamentos** – Ver Definição 246.

**Eficiência Esperada da Rede** – Ver Definição 244.

**Eficiência Global dos Equipamentos** – Ver Definição 249.

**Eficiência Real da Rede** – Ver Definição 245.

**Energia não Gerada por Desligamento** – Ver Definição 221.

**Energia não Suprida por Desligamento** – Ver Definição 214.

**Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção** – Ver Definição 260.

**Equivalente Topológico nos Pontos de Controle** – Ver Definição 211.

**Espaço de Estados** – Ver Definição 10.

**Esperança de Energia não Gerada por Gerador** – Ver Definição 224.

**Esperança de Energia não Suprida por Equipamento** – Ver Definição 217.

**Esperança de Perda de Carga** – Ver Definição 229.

**Esperança de Perda de Geração** – Ver Definição 232.

**Esperança de Potência não Gerada por Gerador** – Ver Definição 225.

**Estado de Correção** – Ver Definição 38.

**Estado de Defeito** – Ver Definição 35.

**Estado de Defeito da Proteção** – Ver Definição 54.

**Estado de Falha** – Ver Definição 36.

**Estado de Prevenção** – Ver Definição 37.

**Estado de Reconexão** – Ver Definição 46.

**Estado de Recusa da Proteção** – Ver Definição 55.

**Estado de Reparo da Proteção** – Ver Definição 56.

**Estado de Teste da Proteção** – Ver Definição 57.

**Estado de um Sistema** – Ver Definição 5.

**Estado Disponível** – Ver Definição 43.

**Estado Indisponível Forçado** – Ver Definição 44.

**Estado Indisponível Programado** – Ver Definição 45.

**Estado Normal** – Ver Definição 34.

**Estado Normal da Proteção** – Ver Definição 53.

**Estado Normal Expandido** – Ver Definição 59.

**Evento Crítico** – Ver Definição 234.

**Eventos Operacionais** – Ver Definição 47.

**Failure-Finding** – Ver Inspeção Funcional.

**Falha** – Ver Definição 1.

**Falha Catastrófica** – Ver Definição 87.

**Falha Crítica** – Ver Definição 86.

**Falha Evidente** – Um modo de falha cujos efeitos se tornam aparentes para a equipe operacional sob circunstâncias normais, se o modo de falha ocorre por si só.

**Falha Funcional** – Ver Definição 32.

**Falha Incipiente** – Ver Falha Potencial.

**Falha Múltipla** – Um evento que ocorre se uma função protegida falha enquanto o

dispositivo de proteção ou sistema de proteção estiver em um estado de falha.

**Falha Potencial** – Ver Definição 33.

**Falhas Ocultas** – Ver Definição 51.

**Fatores de Importância da Frequência de Saídas Forçadas** – Ver Definição 251.

**Fatores de Penalização da Parcela Variável da Receita** – Ver Definição 212.

**FMEA** – Ver Análise de Modos de Falha e Efeitos.

**FMECA** – Ver Análise de Modos de Falha, Efeitos e Criticidade.

**Franquias de Penalização da Parcela Variável da Receita** – Ver Definição 213.

**Frequência de Eventos Catastróficos** – Ver Definição 239.

**Frequência de Ocorrência dos Estados** – Ver Definição 21.

**Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor** – Ver Definição 179.

**Frequência Equivalente de Interrupção de Gerador** – Ver Definição 180.

**Frequência Própria de Saída Forçada** – Ver Definição 60.

**Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente** – Ver Definição 148.

**Frequência Própria de Saída Programada** – Ver Definição 62.

**Frequência Própria de Saída Programada Equivalente** – Ver Definição 151.

**Frequência Própria de Saída Programada Equivalente** – Ver Definição 157.

**Frequência Própria Equivalente de Saída Forçada** – Ver Definição 154.

**Frequência Relativa de Indisponibilidade** – Ver Definição 185.

**Frequência Total de Indisponibilidade** – Ver Definição 178.

**Frequência Total de Saída Forçada** – Ver Definição 175.

**Frequência Total de Saída Programada** – Ver Definição 176.

**Frequência Total de Saída Protetiva** – Ver Definição 177.

**Frequência Transferida de Saída Forçada** – Ver Definição 181.

**Frequência Transferida de Saída Programada** – Ver Definição 182.

**Frequência Transferida de Saída Protetiva** – Ver Definição 183.

**Função** – O que o proprietário ou usuário de um bem físico ou sistema deseja que

ele faça.

**Função Evidente** – Uma função cuja falha por si só se torna aparente para a equipe operacional sob condições normais.

**Função Oculta** – Uma função cuja falha por si só não se torna aparente para a equipe operacional sob condições normais.

**Função(ões) Primária(s)** – A(s) função(ões) que constitui(em) a razão(ões) principal(is) porque um bem físico ou sistema foi adquirido pelo seu proprietário ou usuário.

**Função(ões) Secundária(s)** – Função(ões) que um bem físico ou sistema tem que desempenhar além de sua(s) função(ões) principal(is), tal como aquelas necessárias ao atendimento de requisitos regulatórios e aquelas relacionadas a assuntos tais como proteção, controle, contenção, conforto, aparência, eficiência energética e integridade estrutural, entre outras.

**Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos** – Ver Definição 90.

**Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas** – Ver Definição 95.

**Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos** – Ver Definição 100.

**Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas** – Ver Definição 105.

**Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos** – Ver Definição 110.

**Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas** – Ver Definição 115.

**Grafo de Alcançabilidade Forçada** – Ver Definição 117.

**Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas** – Ver Definição 122.

**Grafo de Alcançabilidade Programada** – Ver Definição 124.

**Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas** – Ver Definição 129.

**Grafo de Alcançabilidade Simultânea** – Ver Definição 143.

**Grafo de Simultaneidade Forçada entre Equipamentos** – Ver Definição 137.

**Grafo de Vulnerabilidade Protetiva** – Ver Definição 132.

**Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas** – Ver Definição 135.

**Grafo ou Rede** – Ver Definição 8.

**Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos** – Ver Definição 92.

**Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos** – Ver Definição 102.

**Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos** – Ver Definição 112.

**Hard-Time** – Ver Substituição Preventiva e Restauração Preventiva.

**Idade** – Uma medida da exposição ao estresse calculada a partir do momento em que um item entra em serviço quando novo ou é reativado após uma tarefa destinada a restaurar sua capacidade inicial, podendo ser medida em termos do tempo de calendário, tempo de operação, distância percorrida, ciclos de trabalho ou unidades de saída ou produção.

**Indicador de Robustez da Carga** – Ver Definição 240.

**Indicador de Robustez da Geração** – Ver Definição 241.

**Indicador de Severidade da Carga** – Ver Definição 242.

**Indicador de Severidade da Geração** – Ver Definição 243.

**Indicadores de Continuidade de Pontos de Controle** – Ver Definição 210.

**Indisponibilidade** – Tempo ou fração de tempo que um item de equipamento está fora de serviço, como resultado de uma falha, ou durante a realização de manutenção.

**Indisponibilidade Média de Consumidor do Sistema** – Ver Definição 197.

**Indisponibilidade Média de Gerador do Sistema** – Ver Definição 201.

**Inspeção** – Qualquer atividade destinada a determinar a condição de um equipamento.

**Inspeção Funcional (Failure-Finding)** – Uma atividade rotineira de manutenção, normalmente um teste, destinada a determinar se uma falha oculta ocorreu.

**Inspeção Preditiva (On-Condition)** – Uma tarefa programada destinada a detectar uma falha potencial, através da inspeção de um parâmetro.

**Intervalo P-F** – O intervalo entre o ponto no qual uma falha potencial se torna detectável, a um nível inaceitável, e o ponto no qual ela se degrada em uma falha funcional (também conhecido como “período de desenvolvimento da falha” e “tempo de avanço da falha”).

**Intervalo P-F Residual** – O intervalo mínimo esperado que ocorra entre a descoberta de uma falha potencial e a ocorrência de uma falha funcional.

**Itens Relevantes para Saídas Forçadas** – Ver Definição 165.

**Itens Relevantes para Saídas Programadas** – Ver Definição 172.

**Limites de Interrupção** – Ver Definição 144.

**Mantenabilidade** – A facilidade e rapidez com que se pode realizar uma atividade

de manutenção em um item.

**Manutenção Baseada em Condição** – Uma estratégia de manutenção baseada na medição da condição do equipamento para avaliar se ele irá falhar durante um período futuro, e tomar alguma ação apropriada para evitar as consequências desta falha.

**Manutenção Corretiva** – Restauração ou substituição da capacidade funcional de um item, quando da ocorrência de defeitos ou falhas potenciais, antes da evolução para falha funcional.

**Manutenção Proativa** – Manutenção executada antes que uma falha ocorra, a fim de impedir que o item passe ao estado de falha (restauração preventiva, substituição preventiva, ou inspeção preditiva).

**Manutenção Programada** – Qualquer manutenção que foi programada para um determinado período. Realizado a intervalos fixos, predeterminados, inclusive o monitoramento contínuo (onde o intervalo é zero efetivamente).

**Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos** – Ver Definição 91.

**Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $\leq k$**  – Ver Definição 98.

**Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem  $k$**  – Ver Definição 97.

**Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas** – Ver Definição 94.

**Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $\leq k$**  – Ver Definição 108.

**Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem  $k$**  – Ver Definição 107.

**Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos** – Ver Definição 101.

**Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas** – Ver Definição 104.

**Matriz de Adjacência Protetiva de Equipamentos** – Ver Definição 111.

**Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas** – Ver Definição 114.

**Matriz de Alcançabilidade Forçada** – Ver Definição 116.

**Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas** – Ver Definição 121.

**Matriz de Alcançabilidade Programada** – Ver Definição 123.

**Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas** – Ver Definição 128.

**Matriz de Alcançabilidade Simultânea** – Ver Definição 140.

**Matriz de Associação Destinatária Forçada** – Ver Definição 120.

**Matriz de Associação Destinatária Programada** – Ver Definição 127.

**Matriz de Associação Originária Forçada** – Ver Definição 119.

**Matriz de Associação Originária Programada** – Ver Definição 126.

**Matriz de Contribuição para Simultaneidade** – Ver Definição 142.

**Matriz de Indisponibilidade Acumulada** – Ver Definição 141.

**Matriz de Pontos de Controle** – Ver Definição 209.

**Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos** – Ver Definição 96.

**Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos** – Ver Definição 106.

**Matriz de Simultaneidade de Entrada** – Ver Definição 138.

**Matriz de Simultaneidade de Saída** – Ver Definição 139.

**Matriz de Sistemas** – Ver Definição 69.

**Matriz de Taxas de Sensibilidade de Saídas Forçadas** – Ver Definição 250.

**Matriz de Vulnerabilidade Protetiva** – Ver Definição 131.

**Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas** – Ver Definição 134.

**Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente** – Ver Definição 155.

**Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada** – Ver Definição 133.

**Matriz Diagonal de Carga e Geração Própria Conectada** – Ver Definição 85.

**Matriz Diagonal de Confiabilidade Própria da Proteção** – Ver Definição 75.

**Matriz Diagonal de Duração Própria de Reconexão** – Ver Definição 79.

**Matriz Diagonal de Duração Própria de Saída Forçada** – Ver Definição 81.

**Matriz Diagonal de Duração Própria de Saída Programada** – Ver Definição 83.

**Matriz Diagonal de Frequência Própria de Saída Forçada** – Ver Definição 71.

**Matriz Diagonal de Frequência Própria de Saída Programada** – Ver Definição 73.

**Matriz Diagonal de Vulnerabilidade Própria da Proteção** – Ver Definição 77.

**Matriz Estocástica de Transição** – Ver Definição 12.

**Matrizes de Alcançabilidade e Adjacência Protetiva Restritas** – Ver Definição 145.

**Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas** – Ver Definição 146.

**Matrizes de Contribuição ou Responsabilidade** – Ver Definição 184.

**Matrizes de Interligação Forçada** – Ver Definição 93.

**Matrizes de Interligação Programada** – Ver Definição 103.

**Matrizes de Interligação Protetiva** – Ver Definição 113.

**MBC** – Ver Manutenção Baseada em Condição.

**MC** – Ver Manutenção Corretiva.

**MCC** – Manutenção Centrada na Confiabilidade

**Mecanismo de Falha** – Relação entre a Probabilidade Condicional de Falha de um item e sua idade.

**Medida de Desempenho** – Ver Definição 2.

**Minimal Repair Policy** – Ver Definição 41.

**Modelo** – Representação simplificada de um sistema real.

**Modelo de Adjacência Forçada** – Ver Definição 89.

**Modelo de Adjacência Programada** – Ver Definição 99.

**Modelo de Adjacência Protetiva** – Ver Definição 109.

**Modelo de Simultaneidade Forçada** – Ver Definição 136.

**Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada** – Ver Definição 70.

**Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada** – Ver Definição 72.

**Modelos Equivalentes** – Ver Definição 147.

**Modelos Markovianos com Retornos** – Ver Definição 24.

**Modelos Markovianos Vetoriais ou Populacionais** – Ver Definição 23.

**Modo de Falha** – Um evento único, ou condição, que causa uma falha funcional.

**Monitoramento de Condição** – Uso de equipamento especializado para medir a condição de um equipamento, durante sua operação.

**Mortalidade Infantil** – A probabilidade condicional de falha relativamente elevada

durante o período imediatamente após a ativação ou retorno de um item à operação.

**MRP** – Ver *Minimal Repair Policy*

**MTBF** – Ver Tempo Médio Entre Falhas.

**MTTM** – Ver Tempo Médio Para Manutenção.

**MTTR** – Ver Tempo Médio Para Reparo.

**Mudança de Projeto (*One-Time Change*)** – Qualquer ação tomada para mudar a configuração física de um bem ou sistema (reprojeto ou modificação), para mudar o método usado por um operador ou mantenedor para executar uma tarefa específica, para mudar o contexto operacional do sistema, ou para mudar a capacidade de um operador ou mantenedor (treinamento).

**Nível de Alcançabilidade Forçada** – Ver Definição 164.

**Nível de Alcançabilidade Programada** – Ver Definição 171.

**On-Condition** – Ver Inspeção Preditiva.

**One-Time-Change** – Ver Mudança de Projeto.

**Operational-Service** – Ver Serviço Operacional.

**Performance Desejada** – O nível de performance desejada pelo proprietário ou usuário do bem físico ou sistema.

**Período de Permanência nos Estados** – Ver Definição 22.

**Período de Transição entre Estados** – Ver Definição 20.

**PF** – Ver Intervalo PF.

**Política de Gerenciamento de Falha** – Um termo genérico que abrange tarefas de inspeção preditiva, restauração preventiva, substituição preventiva, inspeção funcional, manutenção corretiva, reparo funcional e mudança de projeto.

**Potência não Gerada por Desligamento** – Ver Definição 222.

**Potência não Suprida por Desligamento** – Ver Definição 215.

**Potência não Suprida por Equipamento** – Ver Definição 218.

**Probabilidade Assintótica** – Ver Definição 14.

**Probabilidade Condicional de Falha** – A probabilidade de que uma falha irá ocorrer em um período específico, condicionada a que o item tenha sobrevivido até o início do período.

**Probabilidade de Perda de Carga** – Ver Definição 228.

**Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento** – Ver Definição 230.

**Probabilidade de Perda de Geração** – Ver Definição 231.

**Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento** – Ver Definição 233.

**Probabilidade de Transição** – Ver Definição 11.

**Probabilidade de Transição no Instante  $n$**  – Ver Definição 13.

**Probabilidades de Falhas de Proteção** – Ver Definição 261.

**Processo** – Conjunto de elementos ou estados com funcionalidades inter-relacionadas.

**Processo Agregado** – Processo no qual alguns estados foram agrupados em estados equivalentes.

**Processo com Retorno** – Processo para o qual foram definidos taxas de retorno para as transições ou permanências nos estados.

**Processo Contínuo** – Processo em que as transições de estado ocorrem em qualquer instante do tempo.

**Processo Mergeável** – Processo onde é possível agregar estados para torná-lo mais simples.

**Processos Contínuos** – Ver Definição 19.

**Processos Estocásticos Duplos** – Ver Definição 17.

**Processos Identidade** – Ver Definição 15.

**Processos Mergeáveis** – Ver Definição 18.

**Processos Periódicos** – Ver Definição 16.

**Proprietário** – Uma pessoa ou organização que possa sofrer ou ser responsabilizado pelas consequências de um modo de falha por motivo de posse do bem ou sistema.

**Proteção de Retaguarda** – Ver Definição 88.

**Proteções Sensíveis ao Defeito** – Ver Definição 259.

**Qualidade do Equipamento** – Ver Definição 248.

**RCM** – *Reliability-Centered Maintenance*. Ver MCC.

**Recusas de Desligamento** – Ver Definição 50.

**Rede Bayesiana** – Ver Definição 29.

**Rede de Petri** – Ver Definição 25.

**Rede de Petri com Inibidores** – Ver Definição 26.

**Rede de Petri Estocástica** – Ver Definição 27.

**Rede de Petri Estocástica Generalizada** – Ver Definição 28.

**Rede Markoviana** – Ver Definição 9.

**Reparo** – Restauração da capacidade funcional de um item após uma valha funcional.

**Reparo Funcional (*Run-To-Failure*)** – Uma política de gerenciamento de falha que permite um modo de falha específico de ocorrer sem nenhuma tentativa de antecipar ou prevenir sua ocorrência.

**Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga** – Ver Definição 206.

**Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Geração** – Ver Definição 207.

**Responsabilidade por Energia não Gerada** – Ver Definição 226.

**Responsabilidade por Energia não Suprida** – Ver Definição 219.

**Responsabilidade por Potência não Gerada** – Ver Definição 227.

**Responsabilidade por Potência não Suprida** – Ver Definição 220.

**Restauração Preventiva (*Hard-Time*)** – Uma tarefa programada que restaura a capacidade de um item antes ou em um intervalo especificado (idade limite), independente de sua condição naquele instante, para um nível que forneça uma probabilidade tolerável de sobrevivência até o final de outro intervalo especificado.

**Revisão** – Uma tarefa de manutenção baseada na desmontagem, condicionamento e reconstrução do equipamento.

**Risco** – Ver Definição 3.

**Risco da Proteção** – Ver Definição 235.

**Risco de Energia não Gerada por Equipamento** – Ver Definição 223.

**Risco de Energia não Suprida** – Ver Definição 216.

**Risco do Equipamento** – Ver Definição 236.

**Risco Marginal da Proteção** – Ver Definição 238.

**Risco Marginal de Equipamento** – Ver Definição 237.

**Robustez** – Medida de suportabilidade de um item ou sistema a perturbações em seu funcionamento normal.

**Run-To-Failure** – Ver Reparo Funcional.

**Saídas Forçadas Indevidas** – Ver Definição 49.

**Serviço Operacional** – Atividade repetitiva, executada pelo operador, necessária à manutenção do processo.

**Severidade** – Medida de gravidade das consequências de perturbações no funcionamento de um item ou sistema.

**Sintoma** – Evidência observável de uma falha potencial.

**Substituição Preventiva (Hard-Time)** – Uma tarefa programada que consiste na substituição de um item antes ou em uma idade limite especificada, independente de sua condição naquele instante.

**Tarefa Apropriada** – Uma tarefa que é simultaneamente viável tecnicamente e compensatória (aplicável e efetiva).

**Taxa de Falha** – Ver Definição 61.

**Taxa de Transição** – Ver Definição 7.

**Tempo Médio Entre Falhas (MTBF)** – Tempo médio esperado entre duas falhas consecutivas de um item reparável.

**Tempo Médio Para Manutenção (MTTM)** – Tempo médio necessário para execução de manutenção preventiva em um item.

**Tempo Médio Para Reparo (MTTR)** – Tempo médio necessário para execução de um reparo, após a falha de um item.

**Tempos Totais de Saída e Reconexão** – Ver Definição 191.

**Termografia** – Processo de monitoramento da condição de um equipamento através da medição e análise da emissão de calor, em geral na faixa de frequência de infravermelho.

**Time-Of-On-Set (Tos)** – Ver Intervalo PF.

**Transição** – Evento de mudança de estado de um sistema.

**Transição entre Estados** – Ver Definição 6.

**Transições de Estados Primários** – Ver Definição 42.

**Transições de Estados Secundários** – Ver Definição 58.

**Usuário** – Uma pessoa ou organização que opera um bem ou sistema e possa sofrer ou ser responsabilizado pelas consequências de um modo de falha daquele sistema.

**Variável Aleatória sem Memória** – Ver Definição 4.

**Vetor de Carga e Geração Própria Conectada** – Ver Definição 84.

**Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção** – Ver Definição 74.

**Vetor de Desligamentos Corretos** – Ver Definição 257.

**Vetor de Duração Própria de Reconexão** – Ver Definição 78.

**Vetor de Duração Própria de Saída Forçada** – Ver Definição 80.

**Vetor de Duração Própria de Saída Programada** – Ver Definição 82.

**Vetor de Equivalentes Topológicos** – Ver Definição 153.

**Vetor de Estado Anterior** – Ver Definição 252.

**Vetor de Estado Posterior** – Ver Definição 253.

**Vetor de Falha Primária ou Proteções Atuadas** – Ver Definição 256.

**Vetor de Falhas Primárias Possíveis** – Ver Definição 255.

**Vetor de Resíduo de Estado** – Ver Definição 254.

**Vetor de Resíduos da Proteção** – Ver Definição 258.

**Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção** – Ver Definição 76.

**Vida Econômica** – Tempo total esperado que um ativo permaneça ativamente em serviço antes que seja mais econômico substituí-lo do que continuar mantendo-o.

**Vida Média** – Quanto, em média, um componente funcionará antes que sofra uma falha.

**Vida Útil** – O tempo máximo que um componente pode operar antes que apresente um rápido crescimento da taxa de falha.

**Vulnerabilidade** – Susceptibilidade ou probabilidade de um item não conseguir exercer sua função original, por um período de tempo especificado.

**Vulnerabilidade Própria da Proteção** – Ver Definição 68.

**Vulnerabilidade Protetiva** – Ver Definição 130.

**Vulnerabilidade Protetiva Equivalente** – Ver Definição 149.

## Lista de Definições

1 – Falha .....	76
2 – Medida de Desempenho .....	77
3 – Risco .....	77
4 – Variável Aleatória sem Memória.....	91
5 – Estado de um Sistema .....	92
6 – Transição entre Estados .....	92
7 – Taxa de Transição.....	92
8 – Grafo ou Rede.....	92
9 – Rede Markoviana .....	92
10 – Espaço de Estados .....	93
11 – Probabilidade de Transição.....	94
12 – Matriz Estocástica de Transição.....	94
13 – Probabilidade de Transição no Instante $n$ .....	95
14 – Probabilidade Assintótica .....	96
15 – Processos Identidade.....	97
16 – Processos Periódicos.....	98
17 – Processos Estocásticos Duplos .....	99
18 – Processos Redutíveis.....	100
19 – Processos Contínuos .....	101
20 – Período de Transição entre Estados.....	102
21 – Frequência de Ocorrência dos Estados .....	102
22 – Período de Permanência nos Estados.....	102
23 – Modelos Markovianos Vetoriais ou Populacionais .....	103
24 – Modelos Markovianos com Retornos .....	104
25 – Rede de Petri .....	105
26 – Rede de Petri com Inibidores .....	106
27 – Rede de Petri Estocástica .....	107
28 – Rede de Petri Estocástica Generalizada.....	108
29 – Rede Bayesiana.....	109
30 – Componentes Primários.....	113
31 – Componentes Secundários.....	114
32 – Falha Funcional.....	114
33 – Falha Potencial.....	115
34 – Estado Normal.....	115
35 – Estado de Defeito.....	115
36 – Estado de Falha .....	115
37 – Estado de Prevenção.....	115
38 – Estado de Correção .....	115
39 – Age Replacement Policy .....	116
40 – Block Replacement Policy.....	116
41 – Minimal Repair Policy.....	117
42 – Transições de Estados Primários.....	118

43 – Estado Disponível .....	119
44 – Estado Indisponível Forçado .....	119
45 – Estado Indisponível Programado .....	119
46 – Estado de Reconexão .....	119
47 – Eventos Operacionais .....	120
48 – Desligamentos Corretos .....	123
49 – Saídas Forçadas Indevidas .....	123
50 – Recusas de Desligamento .....	123
51 – Falhas Ocultas .....	123
52 – Desligamentos Incorretos .....	124
53 – Estado Normal da Proteção .....	125
54 – Estado de Defeito da Proteção .....	125
55 – Estado de Recusa da Proteção .....	126
56 – Estado de Reparo da Proteção .....	126
57 – Estado de Teste da Proteção .....	126
58 – Transições de Estados Secundários .....	127
59 – Estado Normal Expandido .....	129
60 – Frequência Própria de Saída Forçada .....	134
61 – Taxa de Falha .....	135
62 – Frequência Própria de Saída Programada .....	135
63 – Duração Própria de Saída Forçada .....	137
64 – Duração Própria de Saída Programada .....	138
65 – Duração Própria de Reconexão .....	140
66 – Carga e Geração Própria Conectada .....	142
67 – Confiabilidade Própria da Proteção .....	143
68 – Vulnerabilidade Própria da Proteção .....	144
69 – Matriz de Sistemas .....	149
70 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada .....	151
71 – Matriz Diagonal de Frequência Própria de Saída Forçada .....	151
72 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada .....	153
73 – Matriz Diagonal de Frequência Própria de Saída Programada .....	153
74 – Vetor de Confiabilidade Própria da Proteção .....	156
75 – Matriz Diagonal de Confiabilidade Própria da Proteção .....	156
76 – Vetor de Vulnerabilidade Própria da Proteção .....	158
77 – Matriz Diagonal de Vulnerabilidade Própria da Proteção .....	158
78 – Vetor de Duração Própria de Reconexão .....	160
79 – Matriz Diagonal de Duração Própria de Reconexão .....	160
80 – Vetor de Duração Própria de Saída Forçada .....	162
81 – Matriz Diagonal de Duração Própria de Saída Forçada .....	162
82 – Vetor de Duração Própria de Saída Programada .....	164
83 – Matriz Diagonal de Duração Própria de Saída Programada .....	164
84 – Vetor de Carga e Geração Própria Conectada .....	166
85 – Matriz Diagonal de Carga e Geração Própria Conectada .....	166
86 – Falha Crítica .....	182
87 – Falha Catastrófica .....	183
88 – Proteção de Retaguarda .....	186
89 – Modelo de Adjacência Forçada .....	192
90 – Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos .....	193
91 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos .....	200
92 – Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos .....	201

93 – Matrizes de Interligação Forçada .....	202
94 – Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas .....	204
95 – Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas .....	205
96 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos .....	206
97 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $k$ .....	209
98 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq k$ .....	209
99 – Modelo de Adjacência Programada .....	212
100 – Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos .....	214
101 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos .....	218
102 – Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos .....	219
103 – Matrizes de Interligação Programada .....	220
104 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas .....	222
105 – Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas .....	223
106 – Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos .....	224
107 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem $k$ .....	226
108 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem $\leq k$ .....	227
109 – Modelo de Adjacência Protetiva .....	229
110 – Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos .....	231
111 – Matriz de Adjacência Protetiva de Equipamentos .....	233
112 – Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos .....	234
113 – Matrizes de Interligação Protetiva .....	235
114 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas .....	237
115 – Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas .....	238
116 – Matriz de Alcançabilidade Forçada .....	241
117 – Grafo de Alcançabilidade Forçada .....	243
118 – Componentes Conexos Fortes de Alcançabilidade Forçada .....	244
119 – Matriz de Associação Originária Forçada .....	246
120 – Matriz de Associação Destinatária Forçada .....	246
121 – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas .....	249
122 – Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas .....	251
123 – Matriz de Alcançabilidade Programada .....	253
124 – Grafo de Alcançabilidade Programada .....	254
125 – Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada .....	256
126 – Matriz de Associação Originária Programada .....	258
127 – Matriz de Associação Destinatária Programada .....	258
128 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas .....	261
129 – Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas .....	262
130 – Vulnerabilidade Protetiva .....	264
131 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva .....	264
132 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva .....	265
133 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada .....	267
134 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas .....	270
135 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas .....	271
136 – Modelo de Simultaneidade Forçada .....	273
137 – Grafo de Simultaneidade Forçada entre Equipamentos .....	275
138 – Matriz de Simultaneidade de Entrada .....	276
139 – Matriz de Simultaneidade de Saída .....	276
140 – Matriz de Alcançabilidade Simultânea .....	279
141 – Matriz de Indisponibilidade Acumulada .....	279
142 – Matriz de Contribuição para Simultaneidade .....	279

143 – Grafo de Alcançabilidade Simultânea .....	281
144 – Limites de Interrupção .....	282
145 – Matrizes de Alcançabilidade e Adjacência Protetiva Restritas .....	283
146 – Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas .....	285
147 – Modelos Equivalentes .....	288
148 – Frequência Própria de Saída Forçada Equivalente .....	290
149 – Vulnerabilidade Protetiva Equivalente .....	290
150 – Duração Própria de Saída Forçada Equivalente .....	291
151 – Frequência Própria de Saída Programada Equivalente .....	292
152 – Duração Própria de Saída Programada Equivalente .....	292
153 – Vetor de Equivalentes Topológicos .....	293
154 – Frequência Própria Equivalente de Saída Forçada .....	293
155 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Equivalente .....	294
156 – Duração Própria Equivalente de Saída Forçada .....	294
157 – Frequência Própria de Saída Programada Equivalente .....	295
158 – Duração Própria de Saída Programada Equivalente .....	295
159 – Centralidade Própria para Saídas Forçadas .....	300
160 – Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas .....	301
161 – Centralidade de Associação Destinatária Forçada .....	303
162 – Centralidade de Associação Originária Forçada .....	303
163 – Centralidade de Grau para Saídas Forçadas .....	304
164 – Nível de Alcançabilidade Forçada .....	305
165 – Itens Relevantes para Saídas Forçadas .....	307
166 – Centralidade Própria para Saídas Programadas .....	309
167 – Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas .....	310
168 – Centralidade de Associação Destinatária Programada .....	312
169 – Centralidade de Associação Originária Programada .....	312
170 – Centralidade de Grau para Saídas Programadas .....	313
171 – Nível de Alcançabilidade Programada .....	315
172 – Itens Relevantes para Saídas Programadas .....	317
173 – Centralidade Própria para Saídas Protetivas .....	318
174 – Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas .....	319
175 – Frequência Total de Saída Forçada .....	334
176 – Frequência Total de Saída Programada .....	334
177 – Frequência Total de Saída Protetiva .....	334
178 – Frequência Total de Indisponibilidade .....	335
179 – Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor .....	336
180 – Frequência Equivalente de Interrupção de Gerador .....	338
181 – Frequência Transferida de Saída Forçada .....	340
182 – Frequência Transferida de Saída Programada .....	340
183 – Frequência Transferida de Saída Protetiva .....	340
184 – Matrizes de Contribuição ou Responsabilidade .....	340
185 – Frequência Relativa de Indisponibilidade .....	342
186 – Duração Total de Saída Forçada .....	344
187 – Duração Total de Saída Programada .....	344
188 – Duração Total de Reconexão Forçada .....	344
189 – Duração Total de Reconexão Programada .....	344
190 – Duração Total de Saída Protetiva .....	345
191 – Tempos Totais de Saída e Reconexão .....	345
192 – Duração Máxima de Interrupção Contínua .....	347

193	– Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento .....	348
194	– Duração Média de Interrupção do Sistema a Consumidores .....	350
195	– Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema .....	351
196	– Duração Média de Interrupção de Consumidor do Sistema .....	351
197	– Indisponibilidade Média de Consumidor do Sistema .....	352
198	– Duração Média de Interrupção do Sistema a Geradores .....	354
199	– Duração Média de Interrupção de Gerador .....	354
200	– Duração Média de Interrupção de Geração do Sistema .....	355
201	– Indisponibilidade Média de Gerador do Sistema .....	355
202	– Duração Transferida de Saída Forçada .....	358
203	– Duração Transferida de Saída Programada .....	358
204	– Duração Transferida de Saída Protetiva .....	358
205	– Contribuição ou Responsabilidade de Duração .....	358
206	– Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga .....	360
207	– Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Geração .....	360
208	– Duração Relativa de Indisponibilidade .....	363
209	– Matriz de Pontos de Controle .....	364
210	– Indicadores de Continuidade de Pontos de Controle .....	366
211	– Equivalente Topológico nos Pontos de Controle .....	367
212	– Fatores de Penalização da Parcela Variável da Receita .....	368
213	– Franquias de Penalização da Parcela Variável da Receita .....	369
214	– Energia não Suprida por Desligamento .....	372
215	– Potência não Suprida por Desligamento .....	373
216	– Risco de Energia não Suprida .....	376
217	– Esperança de Energia não Suprida por Equipamento .....	379
218	– Potência não Suprida por Equipamento .....	380
219	– Responsabilidade por Energia não Suprida .....	384
220	– Responsabilidade por Potência não Suprida .....	386
221	– Energia não Gerada por Desligamento .....	389
222	– Potência não Gerada por Desligamento .....	389
223	– Risco de Energia não Gerada por Equipamento .....	393
224	– Esperança de Energia não Gerada por Gerador .....	395
225	– Esperança de Potência não Gerada por Gerador .....	396
226	– Responsabilidade por Energia não Gerada .....	401
227	– Responsabilidade por Potência não Gerada .....	403
228	– Probabilidade de Perda de Carga .....	405
229	– Esperança de Perda de Carga .....	405
230	– Probabilidade de Perda de Carga de Sistema por Equipamento .....	408
231	– Probabilidade de Perda de Geração .....	410
232	– Esperança de Perda de Geração .....	410
233	– Probabilidade de Perda de Geração de Sistema por Equipamento .....	413
234	– Evento Crítico .....	416
235	– Risco da Proteção .....	417
236	– Risco do Equipamento .....	421
237	– Risco Marginal de Equipamento .....	423
238	– Risco Marginal da Proteção .....	424
239	– Frequência de Eventos Catastróficos .....	424
240	– Indicador de Robustez da Carga .....	426
241	– Indicador de Robustez da Geração .....	426
242	– Indicador de Severidade da Carga .....	426

<b>243</b>	<b>– Indicador de Severidade da Geração</b>	<b>426</b>
<b>244</b>	<b>– Eficiência Esperada da Rede</b>	<b>433</b>
<b>245</b>	<b>– Eficiência Real da Rede</b>	<b>434</b>
<b>246</b>	<b>– Eficiência dos Equipamentos</b>	<b>435</b>
<b>247</b>	<b>– Disponibilidade dos Equipamentos</b>	<b>437</b>
<b>248</b>	<b>– Qualidade do Equipamento</b>	<b>438</b>
<b>249</b>	<b>– Eficiência Global dos Equipamentos</b>	<b>440</b>
<b>250</b>	<b>– Matriz de Taxas de Sensibilidade de Saídas Forçadas</b>	<b>442</b>
<b>251</b>	<b>– Fatores de Importância da Frequência de Saídas Forçadas</b>	<b>444</b>
<b>252</b>	<b>– Vetor de Estado Anterior</b>	<b>449</b>
<b>253</b>	<b>– Vetor de Estado Posterior</b>	<b>449</b>
<b>254</b>	<b>– Vetor de Resíduo de Estado</b>	<b>450</b>
<b>255</b>	<b>– Vetor de Falhas Primárias Possíveis</b>	<b>450</b>
<b>256</b>	<b>– Vetor de Falha Primária ou Proteções Atuadas</b>	<b>453</b>
<b>257</b>	<b>– Vetor de Desligamentos Corretos</b>	<b>454</b>
<b>258</b>	<b>– Vetor de Resíduos da Proteção</b>	<b>454</b>
<b>259</b>	<b>– Proteções Sensíveis ao Defeito</b>	<b>455</b>
<b>260</b>	<b>– Equipamentos Adicionais Desligados pela Proteção</b>	<b>456</b>
<b>261</b>	<b>– Probabilidades de Falhas de Proteção</b>	<b>456</b>

## Lista de Exemplos

1 – Risco Monetário .....	77
2 – Risco de Indisponibilidade.....	77
3 – Risco de Interrupção no Suprimento.....	78
4 – Risco de Catástrofe.....	78
5 – Diagrama de Transição de Cadeia de Markov.....	93
6 – Processo Identidade.....	97
7 – Processo Periódico .....	98
8 – Matriz de Transição de Processo Periódico .....	99
9 – Rede de Petri .....	105
10 – Rede de Petri com Inibidores .....	106
11 – Rede de Petri Estocástica .....	107
12 – Rede de Petri Estocástica Generalizada.....	109
13 – Rede Bayesiana.....	110
14 – Modelo de Sistema Elétrico.....	148
15 – Matriz de Sistemas.....	150
16 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Forçada.....	150
17 – Frequência Própria de Saída Forçada .....	152
18 – Modelo Vetorial de Frequência Própria de Saída Programada .....	153
19 – Frequência Própria de Saída Programada.....	154
20 – Modelo Vetorial de Confiabilidade Própria da Proteção.....	155
21 – Confiabilidade Própria da Proteção.....	157
22 – Modelo Vetorial de Vulnerabilidade Própria da Proteção.....	158
23 – Vulnerabilidade Própria da Proteção.....	159
24 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Reconexão .....	159
25 – Duração Própria de Reconexão .....	161
26 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Forçada.....	162
27 – Duração Própria de Saída Forçada.....	163
28 – Modelo Vetorial de Duração Própria de Saída Programada .....	164
29 – Duração Própria de Saída Programada .....	165
30 – Carga e Geração Própria Conectada.....	166
31 – Carga e Geração Própria Distribuída .....	167
32 – Modelo de Base de Dados .....	168
33 – Zonas de Proteção.....	179
34 – Sistemas de Proteção .....	180
35 – Raiz da Árvore de Falha do Sistema.....	184
36 – Árvore de Falhas Críticas.....	185
37 – Proteções de Retaguarda do Sistema.....	186
38 – Árvore de Falha do Sistema .....	187
39 – Modelo de Adjacência Forçada.....	192
40 – Grafo de Adjacência Forçada entre Equipamentos.....	194
41 – Modos de Falhas Comuns entre Equipamentos .....	195
42 – Rede de Petri de Adjacência Forçada.....	196

43 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Forçada .....	197
44 – Sistema Elétrico com Limitação de Transmissão .....	198
45 – Esquemas Especiais de Proteção .....	199
46 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos .....	200
47 – Graus de Adjacência Forçada entre Equipamentos .....	201
48 – Matrizes de Interligação Forçada .....	202
49 – Partição da Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas .....	203
50 – Matriz de Adjacência Forçada entre Sistemas .....	204
51 – Grafo de Adjacência Forçada entre Sistemas .....	205
52 – Matriz de Propagação Forçada entre Equipamentos de Ordem $k$ .....	207
53 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $k$ .....	210
54 – Matriz de Adjacência Forçada entre Equipamentos de Ordem $\leq k$ .....	211
55 – Modelo de Adjacência Programada .....	213
56 – Grafo de Adjacência Programada entre Equipamentos .....	215
57 – Desligamentos Programados Comuns .....	215
58 – Rede de Petri de Adjacência Programada .....	216
59 – Simulação da Rede de Petri de Adjacência Programada .....	217
60 – Sistema com Limitação de Transmissão .....	217
61 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos .....	218
62 – Graus de Adjacência Programada entre Equipamentos .....	219
63 – Matrizes de Interligação Programada .....	220
64 – Partição da Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas .....	221
65 – Matriz de Adjacência Programada entre Sistemas .....	222
66 – Grafo de Adjacência Programada entre Sistemas .....	223
67 – Matriz de Propagação Programada entre Equipamentos de Ordem $k$ .....	225
68 – Matriz de Adjacência Programada entre Equipamentos de Ordem $k$ .....	227
69 – Matriz de Adjacência Programada de Equipamentos de Ordem $\leq k$ .....	228
70 – Modelo de Adjacência Protetiva .....	230
71 – Grafo de Adjacência Protetiva de Equipamentos .....	232
72 – Matriz de Adjacência Protetiva de Equipamentos .....	233
73 – Graus de Adjacência Protetiva entre Equipamentos .....	234
74 – Matrizes de Interligação Protetiva .....	235
75 – Partição da Matriz de Adjacência Protetiva entre Empresas .....	236
76 – Matriz de Adjacência Protetiva entre Sistemas .....	237
77 – Grafo de Adjacência Protetiva entre Sistemas .....	238
78 – Matriz de Alcançabilidade Forçada .....	242
79 – Grafo de Alcançabilidade Forçada .....	243
80 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Forçada .....	244
81 – Componentes Conexos de Alcançabilidade Forçada .....	245
82 – Matriz de Associação Originária Forçada .....	247
83 – Matriz de Associação Destinatária Forçada .....	247
84 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas .....	248
85 – Matriz de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas .....	250
86 – Grafo de Alcançabilidade Forçada entre Sistemas .....	251
87 – Matriz de Alcançabilidade Programada .....	254
88 – Grafo de Alcançabilidade Programada .....	255
89 – Alcançabilidade da Rede de Petri de Adjacência Programada .....	255
90 – Componentes Conexos de Alcançabilidade Programada .....	256
91 – Matriz de Associação Originária Programada .....	258
92 – Matriz de Associação Destinatária Programada .....	259

93 – Partição da Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas.....	260
94 – Matriz de Alcançabilidade Programada entre Sistemas.....	262
95 – Grafo de Alcançabilidade Programada entre Sistemas.....	263
96 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva.....	265
97 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva.....	266
98 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva Limitada.....	267
99 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva Limitada.....	268
100 – Partição da Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas.....	269
101 – Matriz de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas.....	271
102 – Grafo de Vulnerabilidade Protetiva entre Sistemas.....	272
103 – Modelo de Simultaneidade Forçada.....	273
104 – Diagrama Lógico de Simultaneidade.....	276
105 – Matriz de Simultaneidade de Entrada.....	277
106 – Matriz de Simultaneidade de Saída.....	277
107 – Matriz de Alcançabilidade Simultânea.....	280
108 – Grafo de Alcançabilidade Simultânea.....	281
109 – Limites de Interrupção.....	282
110 – Matrizes de Alcançabilidades e Adjacência Protetiva Restritas.....	283
111 – Matrizes de Alcançabilidades Probabilísticas.....	286
112 – Modelo de Sistema Elétrico Equivalente.....	297
113 – Centralidade Própria para Saídas Forçadas.....	300
114 – Centralidade de Autovetor para Saídas Forçadas.....	302
115 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Forçadas.....	304
116 – Graus de Alcançabilidade Forçada entre Equipamentos.....	305
117 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Forçada.....	307
118 – Itens Relevantes para Saídas Forçadas.....	308
119 – Centralidade Própria para Saídas Programadas.....	309
120 – Centralidade de Autovetor para Saídas Programadas.....	311
121 – Centralidade de Associação Originária e Destinatária Programadas.....	313
122 – Graus de Alcançabilidade Programada entre Equipamentos.....	314
123 – Vetor de Nível de Alcançabilidade Programada.....	316
124 – Itens Relevantes para Saídas Programadas.....	317
125 – Centralidade Própria para Saídas Protetivas.....	319
126 – Centralidade de Autovetor para Saídas Protetivas.....	320
127 – Modelo de Base de Dados Topológicos.....	321
128 – Frequências de Saída Resultantes.....	335
129 – Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor.....	337
130 – Frequência Equivalente de Interrupção de Consumidor por Sistema.....	338
131 – Frequência Equivalente de Interrupção de Gerador.....	338
132 – Frequências Equivalentes de Interrupção na Geração por Sistema.....	339
133 – Responsabilidade por Frequência de Desligamentos.....	341
134 – Frequência Relativa de Indisponibilidade.....	342
135 – Durações de Desligamentos Resultantes.....	346
136 – Duração Máxima de Interrupção Contínua.....	348
137 – Duração Média de Indisponibilidade por Desligamento.....	349
138 – Indicadores de Indisponibilidade Sistêmicos.....	352
139 – Duração Média de Interrupção de Consumidores por Sistema.....	353
140 – Indicadores de Indisponibilidade Sistêmicos de Geração.....	356
141 – Duração Média de Interrupção de Geradores por Sistema.....	357
142 – Responsabilidade por Duração de Desligamentos.....	359

143 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Carga.....	361
144 – Responsabilidade por Duração de Interrupções de Geração.....	362
145 – Duração Relativa de Indisponibilidade .....	363
146 – Pontos de Controle.....	365
147 – Indicadores de Pontos de Controle .....	366
148 – Equivalente Topológico nos Pontos de Controle.....	367
149 – Parcela Variável da Receita .....	370
150 – Esperança de Energia Não Suprida por Desligamento .....	374
151 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Desligamento .....	376
152 – Risco de Energia Não Suprida por Equipamento.....	377
153 – Risco de Energia Não Suprida Total por Sistema por Desligamento .....	379
154 – Esperança de Energia Não Suprida por Equipamento.....	381
155 – Energia e Potência Não Supridas por Sistema por Equipamento .....	383
156 – Responsabilidade por Energia não Suprida .....	385
157 – Responsabilidade por Potência não Suprida .....	387
158 – Esperança de Energia Não Gerada por Desligamento .....	391
159 – Esperança de Potência Não Gerada por Desligamento.....	392
160 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Desligamento.....	393
161 – Risco de Energia Não Gerada por Equipamento .....	394
162 – Esperança de Energia não Gerada por Equipamento.....	397
163 – Esperança de Potência Não Gerada Por Equipamento .....	398
164 – Energia e Potência Não Geradas por Sistema por Equipamento.....	400
165 – Esperança de Energia e Potência Não Gerada por Sistema .....	400
166 – Responsabilidade por Energia não Gerada .....	402
167 – Responsabilidade por Potência não Gerada.....	403
168 – Probabilidade de Perda de Carga .....	406
169 – Esperança de Perda de Carga.....	407
170 – Responsabilidade pela Duração de Interrupção de Carga.....	408
171 – Probabilidade de Perda de Carga de Cada Sistema.....	409
172 – Esperança de Perda de Carga de Cada Sistema.....	409
173 – Probabilidade de Perda de Geração .....	411
174 – Esperança de Perda de Geração.....	412
175 – Responsabilidade pela Duração de Perda de Geração .....	414
176 – Probabilidade de Perda de Geração de Cada Sistema.....	414
177 – Esperança de Perda de Geração de Cada Sistema.....	415
178 – Risco da Proteção.....	418
179 – Risco do Equipamento .....	421
180 – Risco do Sistema .....	422
181 – Frequência de Eventos Catastróficos.....	425
182 – Frequência de Perturbações sem Interrupção de Carga.....	428
183 – Frequência de Saídas sem Interrupção de Geração.....	429
184 – Indicadores de Robustez.....	431
185 – Indicadores de Severidade.....	432
186 – Indicadores de Eficiência .....	434
187 – Eficiência dos Equipamentos da Rede.....	435
188 – Disponibilidade dos Equipamentos da Rede.....	437
189 – Qualidade dos Equipamentos da Rede.....	439
190 – Eficiência Global dos Equipamentos.....	441
191 – Sensibilidade da Frequência de Interrupções Forçadas .....	443
192 – Fatores de Importância da Frequência de Saídas Forçadas.....	444

<b>193</b>	<b>– Diagnóstico de Falha Primária .....</b>	<b>451</b>
<b>194</b>	<b>– Vetor de Falha Primária ou Proteções Atuadas .....</b>	<b>454</b>
<b>195</b>	<b>– Diagnóstico de Falha Secundária.....</b>	<b>455</b>
<b>196</b>	<b>– Diagnóstico de Falhas de Proteção.....</b>	<b>456</b>
<b>197</b>	<b>– Subestação de Recife II .....</b>	<b>459</b>
<b>198</b>	<b>– Raiz da Árvore de Falha de Recife II.....</b>	<b>460</b>
<b>199</b>	<b>– Zonas de Proteção de Recife II.....</b>	<b>461</b>
<b>200</b>	<b>– Sistemas de Proteção de Recife II .....</b>	<b>462</b>
<b>201</b>	<b>– Grafo de Adjacência Protetiva de Recife II.....</b>	<b>463</b>
<b>202</b>	<b>– Conjuntos de Proteções de Retaguarda de Recife II .....</b>	<b>464</b>
<b>203</b>	<b>– Matriz de Adjacência Protetiva de Recife II.....</b>	<b>465</b>
<b>204</b>	<b>– Árvore de Falha de Recife II.....</b>	<b>466</b>
<b>205</b>	<b>– Modelo dos Componentes Primários de Recife II .....</b>	<b>468</b>
<b>206</b>	<b>– Frequências e Probabilidades de Falha na Proteção de Recife II.....</b>	<b>468</b>
<b>207</b>	<b>– Distribuição do Risco Catastrófico de Recife II.....</b>	<b>469</b>
<b>208</b>	<b>– Risco Marginal dos Equipamentos de Recife II .....</b>	<b>470</b>
<b>209</b>	<b>– Distribuição do Risco da Proteção de Recife II .....</b>	<b>470</b>

## Referências

- [1] ABNT, NBR 10520, “Apresentação de Citações em Documentos”, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro, 2002.
- [2] ABNT, NBR 14724, “Informação e documentação - Trabalhos acadêmicos – Apresentação”, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro, 2002.
- [3] ABNT, NBR 6023, “Informação e documentação - Referências – Elaboração”, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro, 2002.
- [4] AHO, A. V., HOPCROFF, J. E., ULLMAN, J. D., “The Design And Analysis of Computer Algorithms”, Addison-Wesley Publishing Company, New York, 1974.
- [5] ALMEIDA, A. T., “Decision Making in Reliability and Maintenance Problems Under Uncertainty Situations: The Decision Theory Approach”, PhD Thesis, University of Birmingham, England, 1994.
- [6] ALMEIDA, G. M., CASTRO, C. A., “Avaliação de sistemas de potência: testes baseados no sistema interligado nacional”, Disponível em <http://www.prp.unicamp.br/pibic/congressos/xviicongresso/paineis/037391.pdf>, Acessado em 09/01/2010.
- [7] ALVES W. F., “Proposição de Sistemas - Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Instituto de Computação, 2007.
- [8] AMBROSOVICH, V. D., Ed., “Automatic Control of Power Systems and Electric Equipment”, Israel Program for Scientific Translations, Jerusalem, 1971.
- [9] ANDERSON, P. M., “Power System Protection”, IEEE Press & McGraw Hill, New York, 1999.
- [10] ANDERSON, P. M., FOUAD, A. A., “Power System Control and Stability”, Second Edition, IEEE Series on Power Engineering, Wiley Inter-Science, New York, 2003.
- [11] ANDERSON, P. M., “Analysis of Faulted Power Systems”, The IOWA State University Press, Ames, 1973.
- [12] ANEEL, “Resolução ANEEL N<sup>o</sup> 024, de 27 de janeiro de 2000”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2000.
- [13] ANEEL, “Resolução ANEEL N<sup>o</sup> 191, de 21 de dezembro de 2005”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2005.
- [14] ANEEL, “Resolução ANEEL N<sup>o</sup> 270 de 26 de Junho de 2007”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2007.

- [15] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2010.
- [16] ANGHEL, M., ANGHEL, K. A., MOTTER, A. E., “Stochastic Model for Power Grid Dynamics”, Fortieth Hawaii International Conference on System Sciences, Big Island, Hawaii, 2007.
- [17] ANISIMOVA, N. D., VENIKOV, V. A. V, EZHKOV, V. V., ZHUKOV, L. A., FIODOROV, D. A., FOKIN, Y. A., “Cálculos y Análises de Regímenes de Trabajo de Redes Eléctricas”, Editorial Mir, Moscou, 1978.
- [18] ARENTZ, D. S., “Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, UFF, Niteroi, 2001.
- [19] ASSIS, R., “Apoio à Decisão em Gestão da Manutenção: Fiabilidade e Manutenibilidade”, Lidel – Edições Técnicas Ltda, Lisboa, 2004.
- [20] ASTROM, K. J., “Introduction to Stochastic Control Theory”, Dover Publication, Inc., New York, 1970.
- [21] AUGUST, J., “Applied Reliability-Centered Maintenance”, PennWell, Tulsa, Oklahoma, 1999.
- [22] AUGUST, J., “RCM Guidebook: Building a Reliable Plant Maintenance Program”, PennWell Corporation, Oklahoma, 2004.
- [23] AVEN, T., JENSEN, U., “Stochastic Models in Reliability”, in Applications of Mathematics – Stochastic Modelling and Applied Probability, Springer, New York, 1999.
- [24] AVILÉS, R., “Análisis de Fatiga en Máquinas”, Thomson, Madrid, 2005.
- [25] BAILEY, D., WRIGHT, E., “Practical SCADA for Industry”, Elsevier, Amsterdam, 2003.
- [26] BANNISTER, K. E., “Energy Reduction Through Improved Maintenance Practices”, Industrial Press, In., New York, 1999.
- [27] BARLOW, R. E., FUSSEL, J. B., SINGPURWALLA, N. D., Eds., “Reliability and Fault Tree Analysis: Theoretical and Applied Aspects of System Reliability and Safety Assessment”, Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, 1975.
- [28] BARROS, J. R. P., “Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-Off e Indicador de Mérito Econômico”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2000.
- [29] BARZAN, A., “Automation in Electrical Power Systems”, Mir Publishers, Moscou, 1977.
- [30] BASILEVSKY, A., “Applied Matrix Algebra in the Statistical Sciences”, Dover Publications, New York, 2005.
- [31] BEHAR, A. A., IRANZO, M. M., “Identificación y Control Adaptativo”, Prentice Hall, Madrid, 2003.
- [32] BEKMAN, O. R., NETO, P. L. O. C., “Análise Estatística da Decisão”, Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1980.

- [33] BERGER, J. O., "Statistical Decision Theory and Bayesian Analysis", Second Edition, Springer, New York, 1980.
- [34] BERNSTEIN, P. L., "Desafio aos Deuses – A Fascinante História do Risco", Editora Campos Ltda, São Paulo, 1997.
- [35] BHARUCHA-REID, A. T., "Elements of the Theory of Markov Processes and Their Applications", Dover Publications, New York, 1997.
- [36] BHATTACHARYA, K., BOLLEN, M. H. J., DAALDER, J. E., "Operation of Restructured Power Systems", Kluwer Academic Publishers, Boston, 2001.
- [37] BILLINTON, R., "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach, Science Publishers, New York, 1970.
- [38] BILLINTON, R., SALVADERI, L., MCCALLEY, J. D., CHAO, H., SEITZ, T., ALLAN, R. N., ODOM, J., FALLON, C., "Reliability Issues in Today's Electric Power Utility Environment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [39] BILLINTON, R. and LI, W., "Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York and London, 1994.
- [40] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., "Reliability Evaluation of Engineering Systems", Pitman, 1983
- [41] BILLINTON, R., ALLAN, R., "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Technology, 1988.
- [42] BLANKE, M., KINNAERT, M., LUNZE, J., STAROSWIECKI, M., "Diagnosis and Fault-Tolerant Control", Springer, New York, 2003.
- [43] BLACKWELL, D., GIRSHICK, M. A., "Theory of Games and Statistical Decisions", Dover Publications, New York, 1954.
- [44] BLOOM, N. B., "Reliability-Centered Maintenance – Implementation Made Simple", McGraw-Hill, Inc., New York, 2006.
- [45] BOESCH, F. T., Ed., "Large-Scale Networks: Theory and Design", IEEE Press, New York, 1976.
- [46] BOHLIN, T., "Practical Grey-Box Process Identification: Theory and Applications", Springer, London, 2006.
- [47] BOLFARINE, H., SANDOVAL, M. C., "Introdução à Inferência Estatística", Sociedade Brasileira de Matemática, Rio de Janeiro, 2001.
- [48] BOLLEN, M. L. H. J., "Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions", IEEE Press, New York, 2000.
- [49] BORGATTI, S. P., EVERETT, M. G., "A Graph-theoretic perspective on centrality", Social Networks, 28, 466-484, Elsevier, New York, 2006.
- [50] BROWN, R. E., "Electric Power Distribution Reliability", Second Edition, CRC Press, 2009.
- [51] BROWN, H. E., "Solution of Large Network by Matrix Methods", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1975.
- [52] BUCHANAN, L., O'CONNELL, A., "Uma Breve História da Tomada de Decisão", Harvard Business Review, Editora Segmento, Rio de Janeiro, 2006.

- [53] BUNGE, M., "Causality and Modern Science", Dover Publications, Inc., New York, 1979.
- [54] CAMARGO, C. C. B., "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência", Livros Técnicos e Científicos Ltda., Rio de Janeiro, 1981.
- [55] CAMPELO DE SOUZA, F. M., "Decisões Racionais em Situações de Incerteza", Editora Universitária da UFPE, Recife, 2002.
- [56] CAMPOS, M. M., SAITO, K., "Sistemas Inteligentes em Controle e Automação de Processos", Editora Ciência Moderna Ltda., Rio de Janeiro, 2004.
- [57] CAPRA, R. L., GANGEL, M. W., LYON, S. V., "Underground Distribution System Design for Reliability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 6, Junho 1969.
- [58] CASSULA, A. M., LEITE DA SILVA, A. M., MANSOII, L. A. F., BILLINTON, R., "Avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição considerando falhas de geração e transmissão", SBA: Controle & Automação, Sociedade Brasileira de Automática, Campinas, 2003.
- [59] CASTILLO, E., GUTIÉRRES, J. M., HADI, A. S., "Expert Systems and Probabilistic Network Models", Springer-Verlag, New York, 1997.
- [60] CEPEL, "Programa NH2 - Manual do Usuário", Versão 8.1.0, Rio de Janeiro, Dezembro 2007.
- [61] CEPEL, "Programa ANAREDE – Análise de Redes Elétricas", [HTTP://www.anarede.cepel.br](http://www.anarede.cepel.br), Acessado em 28/12/2009, 2009.
- [62] CHEN, J., THORP, J. S., DOBSON, I., "Cascading dynamics and mitigation assessment in power system disturbances via a hidden failure model", Electrical Power and Energy Systems 27, pg. 318–326, 2005.
- [63] CHIANG, L. H., RUSSEL, E. L., BRAATZ, R. D., "Fault Detection and Diagnosis in Industrial Systems", Springer, London, 2001.
- [64] CIAUSIU, F., EREMI, M., "Probability of a Blackout in Romanian Power System", 2<sup>nd</sup> International Conference on Modern Power Systems, MPS 2008, Cluj-Napoca, Romania, 12-14 November, 2008.
- [65] CLARKE, A. B., DISNEY, R. L., "Probability and Random Processes for Engineers and Scientists", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1970.
- [66] COJAZZI, G., CACCIABUE, P.C. "The DYLAN Approach for the Reliability Analysis of Dynamic System", in Reliability and Safety Assessment of Dynamic Process Systems, Edited by Tunc Aldemir, Nathan O. Siu, Ali Mosleh, P. Carlo Cacciabue, B. Gul Goktepe, Springer-Verlag, Berlin, 1994.
- [67] CRUZ, M., "Modeling, Measuring and Hedging Operational Risk", John Wiley & Sons, Ltd., West Sussex, Inglaterra, 2002.
- [68] CRUZ, J. J., "Controle Robusto Multivariável", EDUSP - Editora da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.
- [69] DOBSON, I., CARRERAS, B. A., LYNCH, V. E., NKEI, B., NEWMAN, D. E., "Estimating Failure Propagation in Models of Cascading Blackouts", 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems, Ames, Iowa, September 2004.

- [70] DOBSON, I., CARRERAS, B. A., LYNCH, V. E., WIERZBICKI, K. R., NEWMAN, D. E., "An estimator of propagation of cascading failure", Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences, Hawaii, 2006.
- [71] DORF, R. C., "Modern Control Systems", Addison-Wesley Publishing Company, London, 1976.
- [72] DORFMAN, R., SAMUELSON, P. A., SOLOW, R. M., "Linear Programming and Economic Analysis", The RAND Corporation, New York, 1986.
- [73] DRESHER, M., "The Mathematics of Games of Strategy - Theory and Applications", Dover Publications, New York, 1981.
- [74] DUEÑAS-OSORIO, L. O., "Interdependent Response of Networked Systems to Natural Hazards and Intentional Disruptions", PhD Thesis, Georgia Institute of Technology, Georgia, 2005.
- [75] DUFFEY, R. B., SAUL, J. W., "Know the Risk – Learning Errors and Accidents: Safety and Risk in Today's Technology", Butterworth Heinemann, Amsterdam, 2003.
- [76] ELETROBRÁS, "Desempenho de Sistemas de Distribuição", CODI - Comitê de Distribuição, Editora Campus, Rio de Janeiro, 1982.
- [77] ELETROBRÁS, "Cepel: A Tecnologia Nacional Vencendo os Desafios da Energia Elétrica", Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, Rio de Janeiro, 2009.
- [78] ELGERD, O. I., "Control Systems Theory", McGraw-Hill Book Company, New York, 1967.
- [79] ELGERD, O. I., "Basic Electric Power Engineering", Addison-Wesley Publishing Company, London, 1977.
- [80] ELIPSE, "Supervisory Control and Data Acquisition System", Ellipse Software Ltda, Brasil, 2002.
- [81] ELZAS, M. S., OREN, T. I., ZEIGLER, B. P., Eds., "Modeling and Simulation Methodology in the Artificial Intelligence Era", North-Holland, Amsterdam, 1986.
- [82] ENDRENYI, J., "Three-State Models in Power System Reliability Evaluations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, pp. 1909-1916, July/August, 1971.
- [83] ENDRENYI, J., "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, 1978.
- [84] EPE, "Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia PDE 2007/2016 - Transmissão de Energia Elétrica - Análise dos índices de confiabilidade do SIN", Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2007.
- [85] EYKHOFF, P., "System Identification: Parameter and State Estimation", John Wiley & Sons, London, 1974.
- [86] FERNANDES, T, S. P., "Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multiusuários", Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação

em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

- [87] FIANI, R., “Teoria dos Jogos”, Editora Campos, São Paulo, 2004.
- [88] FINK, L. H., CORWIN, J. L., “Impact Assessment of the 1977 New York City Blackout”, SCI Systems Control, Palo Alto, California, 1978.
- [89] FONTOURA FILHO R. N., PEREIRA M.V.F., “Development of a Composite Reliability Program for the Brazilian System, Proposal and Status of Ongoing Research”, in Proceedings of Second International Symposium on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Session 2B, Oakland, USA, Ed. by CEA, EPRI, Ontario Hydro, pp. 1-10, Sept 20-23, 1988.
- [90] FREITAS, C. M., PORTO, M. F. S., MACHADO, J. M. H., Org., “Acidentes Industriais Ampliados: Desafios e Perspectivas para o Controle e a Prevenção”, Editora Fiocruz, Rio de Janeiro, 2000.
- [91] FREITAS, M. A., COLOSIMO, E. A., “Confiabilidade: Análise de Tempo de Falha e Testes de Vida Acelerados”, Universidade Federal de Minas Gerais, Fundação Christiano Ottoni, Belo Horizonte, 1997.
- [92] FRIEDLAND, B., “Control System Design: An Introduction to State-Space Methods”, Dover Publications, Inc., New York, 1986.
- [93] FURTADO, A. L., “Teoria dos Grafos: Algoritmos”, Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., Rio de Janeiro, 1973.
- [94] GALESNE, A., FENSTERSEIFER, J. E., LAMB, R., “Decisões de Investimentos da Empresa”, Editora Atlas S. A., São Paulo, 1999.
- [95] GARCIA, C., “Modelagem e Simulação”, Editora da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.
- [96] GERTLER, J. J., “Fault Detection and Diagnosis in Engineering Systems”, Marcel Dekker, Inc., New York, 1998.
- [97] GILBERT, R. J., KAHN, E. P., Eds., “International Comparisons of Electricity Regulation”, Cambridge University Press, 1999.
- [98] GOLDMAN, S. E., HEDETNIEMI, S. T., “Introduction to the Design and Analysis of Algorithms”, McGraw-Hill Kogakusha, Ltd., Tokyo, 1977.
- [99] GOMES, L. F. A. M., ARAYA, M. C. G., CARIGNANO, C., “Tomada de Decisões em Cenários Complexos”, Thomson, São Paulo, 2004.
- [100] GORDON, G., “System Simulation”, Prentice-Hall, Inc., New Jersey, 1969.
- [101] GORP, J. V., “Using Key Performance Indicators to Manage Power System Reliability”, Schneider Electric, disponível no endereço [http://global.powerlogic.com/library/white\\_papers/0010\\_Using\\_KPis\\_to\\_Manage\\_Power\\_System\\_Reliability\\_2006.pdf](http://global.powerlogic.com/library/white_papers/0010_Using_KPis_to_Manage_Power_System_Reliability_2006.pdf), Acessado em 21/12/2009, 2006.
- [102] GREENWOOD, A., “Electrical Transients in Power Systems”, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1971.
- [103] GROSH, D. L., “A Primer of Reliability Theory”, John Wiley & Sons, New York, 1989.

- [104] HANSEN, R. C., “Eficiência Global dos Equipamentos: Uma Poderosa Ferramenta de Produção/Manutenção para o Aumento dos Lucros”, Bookman Companhia Editora, São Paulo, 2002.
- [105] HARARY, F., “Graph Theory”, Addison-Wesley Publishing Company, London, 1972.
- [106] HARTFIEL, D. J., “Matrix Theory and Applications with MatLab”, CRC Press, Boca Raton, 2001.
- [107] HENLEY, E. J., “Designing for Reliability and Safety Control”, Prentice Hall, Inc., New Jersey, 1985.
- [108] HENNESSEY, R. A. S., “The Electric Revolution”, Oriel Press, England, 1972.
- [109] HOLMGREN, A., “Electricity Case: Risk Analysis of Infrastructure Systems- Different Approaches for Risk Analysis of Electric Power Systems”, Center for Risk and Economic Analysis of Terrorism Events, University of Southern California, Los Angeles, California, 2004.
- [110] HORE, R. A., “Advanced Studies in Electrical Power System Design”, Chapman & Hall, London, 1966.
- [111] HOWARD, R. A. “Dynamic Probabilistic Systems - Volume I: Markov Models”, John Wiley & Sons, New York, 1971.
- [112] HUBBARD, D. W., “How to Measure Anything – Finding the Value of Intangibles in Business”, John Wiley & Sons, New York, 2008.
- [113] IEC 60812, “Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA)”, International Electrotechnical Commission, Switzerland, 1985.
- [114] IEC 61508, “Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems”, Edition 2, International Electrotechnical Commission, Switzerland, 2010.
- [115] IEC 61882, “Hazard and Operability Studies (HAZOP Studies) - Application Guide”, International Electrotechnical Commission, Switzerland, 2003.
- [116] IEC 61970, “Energy management system application program interface (EMS-API)”, International Electrotechnical Commission, Switzerland, 2010.
- [117] IEEE Standard 1366, “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2003.
- [118] IEEE Standard C37.2, “IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, ISBN: 9780738157795, New York, 2008.
- [119] IEEE Standard C37.111, “IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2010.
- [120] INMETRO, “Sistema Internacional de Unidades”, 8ª Edição, Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, Rio de Janeiro, 2007.
- [121] ISERMANN, R., “Fault-Diagnosis Systems: An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance”, Springer, Berlin, 2006

- [122] ISO 9000, "Quality management systems", International Organization for Standardization, EEU, 2008.
- [123] ISO 31000, "Risk management", International Organization for Standardization, EEU, 2009.
- [124] JANE, C.C., YUAN, J. "A sum of disjoint products algorithm for reliability evaluation of flow networks", *European Journal of Operational Research*, 131, 2001.
- [125] JARDINE, A. K. S., TSANG, A. H. C., "Maintenance, Replacement, and Reliability: Theory and Applications", Taylor & Francis, New York, 2006.
- [126] JENKINS, L., KHINCHA, H. P., "Deterministic and Stochastic Petri Net Models of Protection Schemes", *Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No.1, January, 1992.
- [127] JENSEN, F. V., "Bayesian Networks and Decision Graphs", da série *Statistics for Engineering and Information Science*, Springer, New York, 2001.
- [128] JENSEN, F. V., "An Introduction to Bayesian Networks", Springer, New York, 1996.
- [129] JONES, J. V., "Supportability Engineering Handbook: Implementation, Measurement & Management", McGraw Hill Company, New York, 2007.
- [130] JONES, R. B., "Risk-Based Management – A Reliability-Centered Approach: Practical, Cost-Effective Methods for Managing and Reducing Risks", Gulf Publishing Company, New York, 1995.
- [131] KAGAN, N., ROBBA, E. J., SCHMIDT, H. P., "Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica", Editora Blucher, São Paulo, 2009.
- [132] KAPLAN, R. S., NORTON, D. P., "The Balanced Scorecard: Translating Strategy into Action", Harvard Business Press, Boston, 1996.
- [133] KAPLAN, R. S., NORTON, D. P., "The Strategy-Focused Organization", Harvard Business Press, Boston, 2001.
- [134] KELLY, A., "Maintenance Management Auditing: In Search of Maintenance Management Excellence", Industrial Press, New York, 2006.
- [135] KHAITAN, S., McCALLEY, J. D., "System Topology based Identification of High Risk N-k Contingencies", A Report Developed for PSerc Project S26: Risk of Cascading Outages, Electrical and Computer Engineering Department, Iowa State University, Disponível em <http://www.ece.cmu.edu/cascadingfailures/N-k%20high%20risk%20contingency.pdf>, Acessado em 09/12/2009.
- [136] KHOSHNEVIS, B., "Discrete Systems Simulation", McGraw-Hill, Inc., New York, 1994.
- [137] KIM, C. J., OBAH, O. B., "Vulnerability Assessment of Power Grid Using Graph Topological Indices", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Volume 8, Issue 6, Article 4, 2007.
- [138] KING, J. L., "Operational Risk – Measurement and Modelling", John Wiley & Sons, Ltd., New York, 2001.

- [139] KIRK, D. E., "Optimal Control Theory: An Introduction", Prentice-Hall, New Jersey, 1970.
- [140] KJELLE, N. U., "The SMORT method (Safety Management and Organization Review Technique)", Documentation for EEU Course: Safety Management, NTNU, Trondheim, Norway, 1992
- [141] KNIGHT, U. G., "Power Systems Engineering and Mathematics", Pergamon Press, Oxford, 1974.
- [142] KNOX, N.W., and EICHER, R.W. "MORT User's Manual (SSDC-04R3), Rev 3, US Department of Energy", System Safety Development Center : EG&G Idaho, Inc., Idaho Falls, Disponível em: [http://tis.eh.doe.gov/systems/SSDC\\_doc/links.html](http://tis.eh.doe.gov/systems/SSDC_doc/links.html), Acessado em 21/12/2009.
- [143] KOIVURANTA, K., "Evaluating the Reliability of Distribution Networks", Power Technology International, London, 1991.
- [144] KORBITZ, J., KOSCIELNY, J. M., KOWALCZUK, Z., CHOLEWA, W., Eds., "Fault Diagnosis: Models, Artificial Intelligence, Applications", Springer, New York, 2004.
- [145] KRON, G., "Equivalent Circuits of Electric Machinery", Dover Publications, Inc., New York, 1967.
- [146] LAFRAIA, J. R. B., "Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade", Editora QualityMark, Rio de Janeiro, 2001.
- [147] LEITE DA SILVA, A. M., PEREIRA, M. V. F., SCHILLING, M.Th., "Power Systems Analysis Under Uncertainties - Concepts and Techniques", II SEPOPE, Invited Paper, IP-21, São Paulo, Brasil, 21-25, Aug., 1989.
- [148] LEWIS, E. E., "Introduction to Reliability Engineering", John Wiley & Sons, New York, 1987.
- [149] LI, W., "Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications, Wiley & IEEE Press, New York, 2005.
- [150] LI, W., and TURNER, F. P. P., "Development of Probabilistic Transmission Planning Methodology at BC Hydro", in Proceedings of PMAPS, Vancouver, September 21-25, 1997.
- [151] LI, W., LU, J., "Risk Evaluation of Combinative Transmission Network and Substation Configurations and its Application in Substation Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005.
- [152] LIMNIOS, N., "Arbres de défaillance", Editions Hermes, Paris, 1991.
- [153] LINDGREN, B. W., "Statistical Theory", Third Edition, Macmillan Publishing Co., Inc., New York, 1976.
- [154] LYONNET, P., "Optimization d'une Politique de Maintenance", Technique & Documentation – Lavoisier, Paris, 1993.
- [155] LYONNET, P., "Maintenance Planning: Methods and Mathematics", Chapman & Hall, London, 1991.
- [156] MASON, C. R., "The Art and Science of Protective Relaying", John Wiley & Sons, Inc., New York, 1956.

- [157] MATHER, D., "The Maintenance Scorecard: Creating Strategic Advantage", Industrial Press, New York, 2005.
- [158] MAYO, R., "Derivativos de Eletricidade & Gerenciamento de Risco", Synergia Editora, Rio de Janeiro, 2009.
- [159] MCCALLEY, J. D., "Operational Defense of Power System Cascading Outages", IEEE PES T&D Conference and Exposition, May 23, 2006.
- [160] MELIOPOULOS, S., TAYLOR, D., SINGH, C., "Comprehensive Power System Reliability Assessment", PSERC - Power Systems Engineering Research Center, New York, 2005.
- [161] MELLO, J. C. O., MELO, A. C. G., ROMERO, S. P., OLIVEIRA, G. C., CUNHA, S. H. F., MOROZOWSKI, M., PEREIRA, M. V. F., FONTOURA, R. N., "Development of a composite system reliability program for large hydrothermal power systems – Issues and solutions", in Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, pp. 64-69, London, 1991.
- [162] MELSA, J. L., COHN, D. L., "Decision and Estimation Theory", McGraw-Hill Cogakusha, Ltd., Tokyo, 1978.
- [163] MILLI, L., QIU, Q., PHADKE, A. G., "Risk assessment of catastrophic failures in electric power systems", International Journal Critical Infrastructures, Vol. 1, No. 1, New York, 2004.
- [164] MONTICELLI, A. J., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983.
- [165] MONTICELLI, A. J., "State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach", Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.
- [166] MONTGOMERY, E., "Introdução aos Sistemas a Eventos Discretos e à Teoria de Controle Supervisório", Editora Alta Books, São Paulo, 2004.
- [167] MORAES, C. C., CASTRUCCI, P. L., "Engenharia de Automação Industrial", LTC Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, 2007.
- [168] MOROZOWSKI FILHO, M., "Matrizes Esparsas em Redes de Potência", Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, 1981.
- [169] MOTA, W. S., "Simulação de Transitórios Eletromecânicos em Sistemas de Potência", EPGRAF, Campina Grande, 2006.
- [170] MOODY, J. O., ANTSAKLIS, P. J., "Supervisory Control of Discrete Event Systems Using Petri Nets", Kluwer Academic Publishers, London, 1998.
- [171] MOORE, J. B., ANDERSON, B. D. O., "Optimal Control: Linear Quadratic Methods", Dover Publications, Inc., New York, 1990.
- [172] MOUBRAY, J, "Reliability-Centered Maintenance", Butterworth-Heinemann, New York, 1994.
- [173] MUNASINGHE, M., "The Economics Of Power System Reliability And Planning", World Bank Research Publication, New York, 1979.
- [174] MUNASINGHE, M., GELLERSON, M., "Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability Levels", The Bell Journal of Economics, Vol.10, No.1, Spring, 1979.

- [175] NAKAJIMA, S., “Introdução ao TPM – Total Productive Maintenance”, IM&C Internacional Sistemas Educativos Ltda, São Paulo, 1989.
- [176] NEDIC, D. P., DOBSON, I., KIRSCHEN, D. S., CARRERAS, B. A., LYNCH, V. E. “Criticality in a cascading failure blackout model”, Elsevier Science Direct, New York, 2006.
- [177] NEWMAN, M. E. J., “Networks – An Introduction”, Oxford University Press, Oxford, 2010.
- [178] NIELSEN, D.S., “The Cause/Consequence Diagram Method as a Basis for Quantitative Accident Analysis”, Danish Atomic Energy Commission, RISO-M-1374, New York, May 1971.
- [179] NOEL, S, JAJODIA, S., “Understanding Complex Network Attack Graphs through Clustered Adjacency Matrices”, Center for Secure Information Systems, George Mason University, Arlington, 2005.
- [180] NORRIS, J.R., “Markov Chains”, Cambridge University Press, Cambridge, 1997.
- [181] NOWLAN, F. S., HEAP, H. F., “Reliability-Centered Maintenance”, IEEE 1978 Annual Reliability and Maintainability Symposium, USA, 1978.
- [182] NUREG-0492, “Fault Tree Handbook, Systems and Reliability Research”, Office of Nuclear Regulatory Research, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC 20555-0001.
- [183] OGATA, K., “Modern Control Engineering”, Pearson-Prentice Hall, New York, 2003.
- [184] OHSAS, “Occupational Health and Safety Assessment Specification”, Occupational Safety & Health Administration, Washington, 2007.
- [185] OLGUIN, G., “Stochastic Assessment of Voltage Dips Caused by Faults in Large Transmission Systems”, Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden, 2003.
- [186] ONS, “Procedimentos de Rede”, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, 2009.
- [187] ONS, “Análise da Perturbação do Dia 10/11/2009, às 22H13MIN Envolvendo o Desligamento dos Três Circuitos da LT 765kV Itaberá-Ivaiporã”, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Relatório ONS-RE-3-252/2009, Rio de Janeiro, 2009.
- [188] PALADY, P., “Failure Modes and Effects Analysis”, PT Publications, New York, 1995.
- [189] PEARL, J., “Causality – Models, Reasoning and Inference”, Cambridge University Press, New York, 2000.
- [190] PETERSON, J. L., “Petri Net Theory and the Modeling of Systems”, Prentice-Hall, Inc., New Jersey, 1981.
- [191] PHADKE, A.G., “Role of protection systems in cascading blackouts”, CRIS International Workshop on Power System Blackouts - Causes, Analyses, and Countermeasures, Lund, Sweden, 2004.

- [192] POWERWORLD, "POWERWORLD Simulator - Interactive power system simulation, analysis and visualization – User's Guide", Powerworld Corporation, Urbana, IL, USA, 2010.
- [193] QIU, Q., "Risk Assessment of Power System Catastrophic Failures and Hidden Failure Monitoring & Control System", PhD Thesis, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia, 2003.
- [194] RAAFAT, H., "Risk Assessment Methodologies", University of Portsmouth, ISBN 1 069959434, Portsmouth, 1990.
- [195] RAMIRO, J. M. S., AÍSA, P. A. B., "Análisis y Reducción de Riesgos em La Industria Química", Fundacion Mapfre, Madri, Espanha, 1994.
- [196] RAVEN, F. H., "Automatic Control Engineering", Second Edition, McGraw-Hill Kogakusha, Ltd., Tokyo, 1961.
- [197] REED, J. R., MULLINEUX, N., BICKFORD, J. P., "Computation of Power-System Transients", Peter Peregrinus Ltd., England, 1976.
- [198] REI, A. M., SCHILLING, M. Th., MELO, A. C. G., "Monte Carlo Simulation and Contingency Enumeration in Bulk Power Systems Reliability Assessment", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Sweden – June 11-15, 2006.
- [199] REIN, E. M., NIEVERGELT, J., DEO, N., "Combinatorial Algorithms – Theory and Practice", Prentice-Hall, Inc., New Jersey, 1977.
- [200] RESTUM, G. C., "Novas Aplicações Civas e Militares das Cadeias de Markov", Editora da Universidade Federal Fluminense, Niterói, 1999.
- [201] ROSS, S.M., "Applied Probability Models with Optimization Applications", Dover Publications, New York, 1992.
- [202] SAATY, T. L., "Mathematical Methods of Operations Research", McGraw Hill Book Company, Inc., New York, 1959.
- [203] SAGE, A. P., "Methodology for Large-Scale Systems", McGraw-Hill, New York, 1977.
- [204] SAVULESCU, S. C., "Grafos Dígrafos e Redes Elétricas Aplicações na Pesquisa Operacional", IBEC – Instituto Brasileiro de Edições Científicas, São Paulo, 1980.
- [205] SAVULESCU, S. C, Ed., "Computerized Operation of Power Systems", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1976.
- [206] SCHILLING, M. Th., REI, A., SOARES, N. H. M., MARANGON LIMA, J. W., "Mensurando o Risco Probabilístico do Critério "N-1"", XVI SNPTEE, Grupo VII, GPL-016, Campinas, 21-26 de Outubro 2001.
- [207] SCHILLING, M. Th. (Ed.) *et alii*, "Confiabilidade de Sistemas Eletroenergéticos: Bibliografia Disponível no Brasil (1969-1985)", Revista Brasileira de Engenharia (RBE), Caderno de Engenharia Elétrica, Vol. 2, no 2, pp.23-51, Dec. 1985.
- [208] SCHILLING, M. Th. (Ed.), "Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro", VIII SNPTEE, Grupo VII, GPL, SP/GPL/08, São Paulo, Maio, 1986.

- [209] SCHILLING, M. Th., MELLO J.C.O., GOMES P., “Introdução da Confiabilidade Composta no Planejamento da Operação Elétrica”, *Controle & Automação*, SBA, Vol.6, no.1, pp.38-47, Jan/Fev., 1995.
- [210] SCHILLING, M. Th., SOUZA J.C.S., COUTTO FILHO, M. B., “Tratamento Estatístico como Causa da Distorção de Indicadores”, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, 23-27 de Maio, 2004.
- [211] SCHILLING, M. Th., BILLINTON, R., SANTOS, M. G., “Bibliography on Power Systems Probabilistic Security Analysis 1968-2008”, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Volume 10, Issue 3, Article 1, IEEE , 2009.
- [212] SCHILLING, M. Th., NETO, F. C., SILVA, A. M. L., “Índices e Critérios de Referência para Análises de Confiabilidade”, XX Seminário Nacional de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, 2009.
- [213] SCHILLING, M. T., LOURENÇO, E. M., LIMA, J. M., COURTOUKE, C., “Critério Probabilístico Aplicado ao Planejamento da Operação”, XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Belém, 2009.
- [214] SCHILLING, M. T., NETO, F. C., LEITE DA SILVA, A. M., SILVEIRA, M. A. N., REI, A. M., “On uncertainties of reliability indices”, 43 Cigre Session, Paris, 2010.
- [215] SCHNEEWEISS, W. G., “Boolean Functions with Engineering Applications and Computer Programs”, Springer-Verlag, Berlin, 1989.
- [216] SECURATO, J. R., “Decisões Financeiras em Condições de Risco”, Editora Atlas, São Paulo, 1993.
- [217] SEBORG, D. E., EDGAR, T. F., MELLICHAMP, D. A., “Process Dynamics and Control”, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, 2004.
- [218] SELIVANOV, A. I., “Fundamentos de La Teoria de Envejecimiento de La Maquinaria”, Editorial Mir, Moscou, 1972.
- [219] SERRA, E. T., Ed., “Análise de Falha em Materiais Utilizados em Equipamentos Elétricos”, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2005.
- [220] SHAHIDEHPOUR, M., WANG, Y., “Communication and Control in Electric Power Systems – Applications of Parallel and Distributed Processing”, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey, 2003.
- [221] SCHEWE, P. F., “The Grid: A Journey through the Heart of our Electrified World”, Joseph Henry Press, Washington, DC, 2007.
- [222] SILVA, E. L., “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica”, Editora Sagra Luzzato, Porto Alegre, 2001.
- [223] SILVA, E. L., LOUREIRO, M. L., SCHILLING, M. Th., LIMA, D. C., “Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN”, Sistema BDCConf, Volume I, UFSC, Departamento de Engenharia Elétrica, Florianópolis, 26 de Julho de 2006.
- [224] SIMANI, S., FANTUZZI, C., PATTON, R. J., “Model-Based Fault Diagnosis in Dynamic Systems Using Identification Techniques”, Springer, London, 2003.

- [225] SIQUEIRA, I. P., ALMEIDA, A. T., “Escolha de Esquema de Manutenção no Sistema de Proteção da CHESF Baseado em Teoria da Decisão”, XIV SNPTEE, Belém, 1997.
- [226] SIQUEIRA, I. P., “Determinação de Valores de Referência Para Indicadores de Continuidade e Desempenho de Sistemas Elétricos”, IV Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica, Belém, 2005.
- [227] SIQUEIRA, I. P., “Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de Implementação”, Editora QualityMark, Rio de Janeiro, 2005.
- [228] SIQUEIRA, I. P., “Measuring the Impact of an RCM Program on Power System Performance”, IEEE PES General Meeting, IEEE, San Francisco, 2005.
- [229] SIQUEIRA, I. P., “Modelagem de Componentes para Avaliação de Desempenho de Redes Elétricas”, Projeto de Pesquisa, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.
- [230] SIQUEIRA, I. P., “Modelagem de Redes de Componentes para Avaliação de Risco em Sistemas Elétricos”, Projeto de Pesquisa, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.
- [231] SIQUEIRA, I. P., “Optimum Reliability-Centered Maintenance Task Frequencies for Power System Equipments”, 8th PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems, IEEE, Ames, USA, 2004.
- [232] SIQUEIRA, I. P., “Probabilistic Risk Assessment of Protection Systems for Large Electric Power Plants”, International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Jeju Island, Korea, 2009.
- [233] SIQUEIRA, I. P., “Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção”, Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção, UFPE, Recife, 1999.
- [234] SIQUEIRA, I. P., “Propagação de Perturbações em Sistemas Elétricos de Potência”, Projeto de Pesquisa, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2008.
- [235] SIQUEIRA, I. P., “Risk Analysis of Cascading Disturbances among Power System Players”, X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis, 2006.
- [236] SIQUEIRA, I. P., “Probabilistic Risk Assessment of Large Electric Power Plants: A Case Study”, XI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis, 2009.
- [237] SIQUEIRA, I. P., “Impact of Protective Apparatus and Maintenance Scheduling on Power System Performance”, 4th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, ELETROBRAS, Rio de Janeiro, 1994.
- [238] SIQUEIRA, I. P., SOUZA, B. A., “Avaliação Probabilística de Riscos de Grandes Acidentes em Sistemas Elétricos de Potência”, XX SNPTEE – Seminário Nacional de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, 2009.
- [239] SIQUEIRA, I. P., SOUZA, B. A., “Risk Assessment of Major Accidents in Large Electric Power Plants”, 2010 IEEE PES Transmission and Distribution, New Orleans, 2010.

- [240] SIQUEIRA, I. P., “Fiabilité des Appareillages de Protection et son Impact sur les Performances des Réseaux”, Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques, CIGRÉ, Paris, 1996.
- [241] SIQUEIRA, I. P., “Otimização da Manutenção de Sistemas de Proteção”, Seminário Nacional de Geração e Transmissão de Energia, CIGRÉ, Recife, 1993.
- [242] SIQUEIRA, I. P., “Sistemas Especialistas para Simulação e Diagnóstico de Defeitos em Equipamentos de Automação”, XIII Congresso Brasileiro de Automática, Sociedade Brasileira de Automática, Belém, 1990.
- [243] SIQUEIRA, I. P., FERRAZ, R. U. F., PINTO, S. O., “Aplicação da Metodologia RCM na Manutenção de Sistemas de Proteção”, V Seminário Técnico de Proteção e Controle, ELETROBRÁS/GCOI, Curitiba, Paraná, 1995.
- [244] SIQUEIRA, I. P., “Indicadores de Eficiência, Eficácia e Efetividade da Manutenção”, XXI Congresso Brasileiro de Manutenção, ABRAMAN – Associação Brasileira de Manutenção, Aracaju, 2006.
- [245] SIQUEIRA, I. P., “Indicadores de Desempenho de Processos de Planejamento”, Editora QualityMark, Rio de Janeiro, 2010.
- [246] SIQUEIRA, I. P., MENEZES, E. Jr., “Itens de Controle de Eficiência, Eficácia e Efetividade da Programação de Intervenções no Sistema Elétrico da CHESF”, Seminário Nacional de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, CIGRÉ, Uberlândia, 2003.
- [247] SKRZYPEK, J., Ed., “Neural Network Simulation Environments”, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1994.
- [248] SMITH, A. M., “Reliability-Centered Maintenance”, McGraw Hill, New York, 1992.
- [249] SMITH, A. M., HINCHELIFFE, G. R., “RCM – Gateway to World Class Maintenance”, Elsevier, New York, 2004.
- [250] SOH, S., RAI, S. “An Efficient Cutset Approach for Evaluating Communication-Network Reliability With Heterogeneous Link-Capacities”, IEEE Transactions on Reliability, Vol. 54, no. 1, March 2005.
- [251] SOLODOVNIKOV, V. V., “Introduction to the Statistical Dynamics of Automatic Control Systems”, Dover Publications, Inc., New York, 1960.
- [252] SOUZA, B. A., ALBUQUERQUE, J. M. C., “Impact of Embedded Generation on Distribution Network Planning using Evolutionary Programming”, 19<sup>TH</sup> CIRED - International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 de Maio, 2007.
- [253] SPIZZICHINO, F., “Subjective Probability Models for Lifetimes”, na série Monographs on Statistics and Applied Probability, Chapman & Hall/CRC, London, 2001.
- [254] STAG, G. W., EL-ABIAD, A. H., “Computer Methods in Power System Analysis”, McGraw-Hill Kogakusha, Ltd., Tokyo, 1968.
- [255] STEVENSON Jr., W. D., “Elements of Power System Analysis”, McGraw Hill Book Company, Inc., New York, 1962.

- [256] SULLIVAN, R. L., "Power System Planning", McGraw-Hill, New York, 1977.
- [257] TAKAHASHI, Y., OSADA, T., "MPT – Manutenção Produtiva Total", Instituto IMAN, São Paulo, 1993.
- [258] THOMPSON Jr., W. A., "Point Process Models with Applications to Safety and Reliability", Chapman and Hall, London, 1988.
- [259] TOU, J. T., "Modern Control Theory", McGraw-Hill Book Company, New York, 1964.
- [260] TRUXAL, J. G., "Automatic Feedback Control System Synthesis", McGraw-Hill Book Company, New York, 1955.
- [261] UCTE, "System Disturbance on 4 November 2006", Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, EEU, 2006.
- [262] ULRICH, E. G., AGRAWAL, V. D., ARABIA, J. H., "Concurrent and Comparative Discrete Event Simulation", Kluwer Academic Publishers, Boston, 1994.
- [263] US DOE, "A Primer on Electric Utilities, Deregulation, and Restructuring of U.S. Electricity Markets", U.S. Department of Energy, Federal Energy Management Program, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Washington, DC, 2002.
- [264] VENIKOV, V. A., "Transient Phenomena in Electrical Power Systems", Pergamon Press, London, 1964.
- [265] VENIKOV, V. A., Ed., "Transient Phenomena in Electrical Power Systems: Problem and Illustrations", Pergamon Press, London, 1965.
- [266] VENIKOV, V. A., Ed., "Cálculos de Estabilidade de Sistemas Eléctricos Automatizados", Editorial Mir, Moscou, 1970.
- [267] WANG, K., "Intelligent Condition Monitoring and Diagnosis Systems: A Computational Intelligence Approach", IOS Press, Amsterdam, 2003.
- [268] WARRINGTON, A. R. V. C., "Protective Relays: Their Theory and Practice", Volume 1 and 2, Chapman & Hall Ltd., London, 1976.
- [269] WESTINGHOUSE, "Electrical Transmission and Distribution Reference Book", Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pennsylvania, 1964.
- [270] WESTINGHOUSE, "Electrical Utility Engineering Reference Book: Distribution Systems", Westinghouse Electric Corporation, Relay Instrument Division, Newark, 1976.
- [271] WESTINGHOUSE, "Applied Protective Relaying", Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, 1959.
- [272] WHITE, D. J. "Markov Decision Process", John Wiley & Sons, New York, 1993.
- [273] WIKIPEDIA, "Northeast Blackout of 1965", [http://en.wikipedia.org/wiki/Northeast\\_Blackout\\_of\\_1965](http://en.wikipedia.org/wiki/Northeast_Blackout_of_1965), Acessado em 20/12/2009, 2009.
- [274] WIKIPEDIA, "Outage Management System", [http://en.wikipedia.org/wiki/Outage\\_management\\_system](http://en.wikipedia.org/wiki/Outage_management_system), Acessado em 20/12/2009, 2009.
- [275] WIKIPEDIA, "Barings Bank", [http://en.wikipedia.org/wiki/Barings\\_Bank](http://en.wikipedia.org/wiki/Barings_Bank), Acessado em 20/12/2009, 2009.

- [276] WINKLER, R. L., "Uncertainty in Probabilistic Risk Assessment," Reliability Engineering and System Safety, Vol. 54, Elsevier, New York, 1996.
- [277] WIREMAN, T., "Total Productive Maintenance", Industrial Press, New York, 2004.
- [278] WIREMAN, T., "Developing Performance Indicators for Managing Maintenance", Industrial Press, Inc., New York, 1998.
- [279] XENOS, H. G., "Gerenciando a Manutenção Produtiva: O Caminho para Eliminar Falhas nos Equipamentos e Aumentar a Produtividade", Editora EDG, Belo Horizonte, 1998.
- [280] YANG, F., "A Comprehensive Approach for Bulk Power System Reliability Assessment", PhD Thesis, Georgia Institute of Technology, Georgia, 2007.
- [281] YAO, Z., STEED, A., DWERNYCHUCK, G., CAVE, D., "A Model for All the Seasons: Integrating Dynamic Security Assessment with Real-Time Energy Management", IEEE Power & Energy, Volume 8, Number 1, January/February, 2010.
- [282] ZHANG, W., "Reliability Evaluation of Bulk Power System using Analytical and Equivalent Approaches", PhD Thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon, 1998.
- [283] ZEIGLER, B. P., "Object-Oriented Simulation with Hierarchical, Modular Models: Intelligent Agents and Endomorphic Systems", Academic Press, Inc., New York, 1990.
- [284] ZEIGLER, B. P., "Theory of Modelling and Simulation", John Wiley & Sons, New York, 1990.
- [285] ZEIGLER, B. P., PRAEHOFER, H., KIM, T. G., "Theory of Modeling and Simulation – Integrating Discrete Event and Continuous Complex Dynamic Systems", Academic Press, Amsterdam, 2000.

# Índice Onomástico

## A

Agrawal, V. D., 570  
Aho, A. V., 71, 83, 240, 254, 555  
Aísa, P. A. B., 68, 566  
Albuquerque, J. M. C., 66, 569  
Allan, R. N., 64, 69, 72, 182, 328, 557  
Almeida, A. T., 66, 69  
Almeida, G. M., 73  
Alves, W. F., 73, 555  
Ambrosovich, V. D., 63, 555  
Anderson, B. D. O., 69  
Anderson, P. M., 63, 64, 555, 564  
Anghel, K. A., 69  
Anghel, M., 69, 556  
Anisimova, N. D., 63, 556  
Antsaklis, P. J., 69, 71, 72, 564  
Arabia, J. H., 570  
Araya, M. C. G., 560  
Arentz, D. S., 66, 72, 288, 556  
Assis, R., 66, 556  
Astrom, K. J., 69, 556  
August, J., 70, 114, 556  
Aven, T., 69, 116, 556  
Avilés, R., 69, 556

## B

Bailey, D., 63, 556  
Bannister, K. E., 65, 556  
Barlow, R. E., 64, 442, 556  
Barros, J. R. P., 65, 556  
Barzan, A., 556  
Basilevsky, A., 58, 246, 257, 556  
Behar, A. A., 72, 556  
Bekman, O. R., 71, 556  
Berger, J. O., 71, 557  
Bernstein, P. L., 66, 557  
Bharucha-Reid, A. T., 70, 557  
Bhattacharya, K., 64, 557  
Bickford, J. P., 566  
Billinton, R., 63, 64, 65, 69, 72, 174, 182, 328, 557, 558, 567  
Blackwell, D., 70, 557  
Blanke, M., 447, 451, 557  
Bloom, N. B., 70, 114, 557  
Boesch, F. T., 65, 557  
Bohlin, T., 447, 557  
Bolfarine, H., 71, 557  
Bollen, M. L. H. J., 65, 557  
Borgatti, S. P., 300, 309, 318, 557  
Braatz, R. D., 558  
Brown, H. E., 62

Brown, R. E., 62, 65, 72, 73, 325, 350, 557  
Buchanan, L., 66, 557  
Bunge, M., 71, 558

## C

Cacciabue, P. C., 558  
Camargo, C. C. B., 63, 558  
Campelo de Souza, F. M., 66, 558  
Campos, M. M., 72, 447, 558  
Capra, R. L., 62, 558  
Carignano, C., 560  
Carreras, B. A., 558, 559, 565  
Cassula, A. M., 64, 410, 558  
Castillo, E., 71, 558  
Castro, C. A., 73, 555  
Castrucci, P. L., 63, 449, 450, 564  
Cave, D., 571

## Ch

Chao, H., 557  
Chen, J., 70, 558  
Chiang, L. H., 447, 558  
Cholewa, W., 563

## C

Ciausiu, F., 558  
Clarke, A. B., 69, 558  
Cohn, D. L., 69, 564  
Cojazzi, G., 68, 558  
Colosimo, E. A., 69, 560  
Corwin, J. L., 560  
Courtouke, C., 567  
Coutto Filho, M. B., 567  
Cruz, J. J., 65  
Cruz, M., 67, 68, 174, 558  
Cunha, S. H. F., 564

## D

Daalder, J. E., 557  
Deo, N., 71, 83, 566  
Disney, R. L., 69, 558  
Dobson, I., 70, 558, 559, 565  
Dorf, R. C., 69, 559  
Dorfman, R., 70, 559  
Dresher, M., 70, 559  
Dueñas-Osorio, L. O., 71, 305, 315, 559  
Duffey, R. B., 67, 559  
Dwernychuck, G., 571

## E

Edgar, T. F., 567  
El-Abiad, A. H., 63, 569  
ELETROBRÁS, 63, 559, 569  
Elgerd, O. I., 69, 559  
ELIPSE, 449, 559  
Elzas, M. S., 71, 559  
Endrenyi, J., 63, 69, 72, 559  
Eremia, M., 67, 80, 558  
Esperança, 382  
Everett, M. G., 300, 309, 318, 557  
Eykhoff, P., 70, 559  
Ezhkov, V. V., 556

## F

Fallon, C., 557  
Fantuzzi, C., 567  
Fensterseifer, J. E., 560  
Fernandes, T. S. P., 329, 559  
Ferraz, R. U. F., 569  
Fiani, R., 70, 560  
Fink, L. H., 63, 560  
Fiodorov, D. A., 556  
Fokin, Y. A., 556  
Fontoura Filho, R. N., 73  
Fontoura, R. N., 560, 564  
Fouad, A. A., 555  
Freitas, C. M., 68, 560  
Freitas, M. A., 69  
Friedland, B., 69, 560  
Furtado, A. L., 71, 241, 254, 560  
Fussel, J. B., 556

## G

Galesne, A., 67, 560  
Gangel, M. W., 62, 558  
Garcia, C., 71, 560  
Gellerson, M., 564  
Gertler, J. J., 447, 560  
Gilbert, R., 64, 560  
Girshick, M. A., 557  
Goldman, S. E., 71, 83, 560  
Gomes, L. F. A. M., 72, 560, 567  
Gomes, P., 64  
Gordon, G., 71, 560  
Gorp, J. V., 66, 560  
Greenwood, A., 63, 560  
Grosh, D. L., 69, 70, 560  
Gutiérrez, J. M., 558

## H

Hadi, A. S., 558  
Hansen, R. C., 65, 440, 561  
Harary, F., 71, 92, 200, 207, 218, 225, 233, 241, 245,  
253, 256, 561  
Hartfiel, D. J., 73, 561  
Heap, H. F., 70, 565  
Hedetniemi, S. T., 71, 83, 560  
Henley, E. J., 69, 561

Hennessey, R. A. S., 62, 561  
Hincheliffe, G. R., 569  
Holmgren, A., 67, 68, 561  
Hopcroft, J. E., 71, 240, 254, 555  
Hore, R. A., 63, 561  
Howard, R. A., 70, 92, 95, 100, 101, 103, 561  
Hubbard, D. W., 66, 561

## I

IEC, 56, 78, 418, 419, 421, 422, 561  
IEEE, 555  
Iranzo, M. M., 72, 556  
Isermann, R., 561

## J

Jajodia, S., 72, 565  
Jane, C.C., 72, 562  
Jardine, A. K. S., 70, 114, 562  
Jenkins, L., 69, 562  
Jensen, F. V., 69, 71, 91, 109  
Jensen, U., 116, 556, 562  
Jones, J. V., 65, 427, 562  
Jones, R. B., 68

## K

Kagan, N., 55, 65, 562  
Kahn, E. P., 64, 560  
Kaplan, R. S., 66, 562  
Kelly, A., 65, 562  
Khaitan, S., 64, 562  
Khincha, H. P., 69, 562  
Khoshnevis, B., 71, 562  
Kim, C. J., 72, 562, 571  
Kim, T. G., 71  
King, J. L., 67, 174, 562  
Kinnaert, M., 447, 557  
Kirk, D. E., 69, 563  
Kirschen, D. S., 565  
Kjelle, N. U., 68, 563  
Knight, U. G., 326, 563  
Knox, N. W., 68, 563  
Koivuranta, K., 64, 563  
Korbitz, J., 447, 563  
Koscielny, J. M., 563  
Kowalczyk, Z., 563  
Kron, G., 288, 563

## L

LaFraia, J. R. B., 65, 563  
Lamb, R., 560  
Leite da Silva, A. M., 64, 69, 193, 410, 520, 558, 563, 567  
Lewis, E. E., 70, 563  
Li, W., 28, 69, 70, 72, 557, 563  
Lima, D. C., 69  
Lima, J. M., 566, 567  
Limnios, N., 68, 179, 563  
Lindgren, B. W., 71, 563  
Loureiro, M. L., 567  
Lourenço, E. M., 567

Lu, J., 72, 563  
Lunze, J., 447, 557  
Lynch, V. E., 558, 559, 565  
Lyon, S. V., 62, 558  
Lyonnet, P., 70, 563

## M

Machado, J. M. H., 560  
Mansoii, L. A. F., 558  
Marangon Lima, J. W., 68, 69, 405, 410, 566  
Mason, C. R., 62, 563  
Mather, D., 66, 333, 564  
Mayo, R., 68, 564  
Mccalley, J. D., 67, 557, 564  
Meliopoulos, S., 65, 564  
Mellichamp, D. A., 567  
Mello, J. C. O., 73, 564, 567  
Melo, A. C. G., 64, 73, 174, 564, 566  
Melsa, J. L., 69, 564  
Menezes, E. Jr., 65, 569  
Milli, L., 68, 564  
Montgomery, E., 71, 564  
Monticelli, A. J., 63, 79, 564  
Moody, J. O., 69, 71, 72, 564  
Moore, J. B., 69, 564  
Moraes, C. C., 63, 449, 450, 564  
Morozowski, M., 83, 564  
Mota, W. S., 65, 564  
Motter, A. E., 556  
Moubray, J., 70, 114, 564  
Mullineux, N., 566  
Munasinghe, M., 70, 564

## N

Nakajima, S., 440, 565  
Nedic, D. P., 72, 565  
Neto, F. C., 556, 567  
Neto, P. L. O. C., 556, 567  
Newman, M. E. J., 191, 244, 246, 257, 300, 301, 303,  
305, 309, 311, 312, 315, 318, 476, 477, 558, 559, 565  
Nielsen, D.S., 68, 565  
Nievergelt, J., 71, 83, 566  
Nkei, B., 558  
Noel, S., 72, 565  
Norris, J. R., 70, 92, 95, 102, 103, 104, 129, 565  
Norton, D. P., 66, 562  
Nowlan, F. S., 565  
Nureg., 68, 565

## O

Obah, O. B., 72, 562  
Odom, J., 557  
Ogata, K., 69, 565  
Ohsas, 565  
Olguin, G., 65, 565  
Oliveira, G. C., 564  
ONS, 330  
Oren, T. I., 559  
Osada, T., 66, 440, 570

## P

Palady, P., 68, 565  
Patton, R. J., 567  
Pearl, J., 71, 565  
Pereira, M. V. F., 64, 73, 560, 563, 564  
Peterson, J. L., 69, 71, 72, 91, 105, 106, 107, 108, 196,  
231, 565  
Phadke, A. G., 68, 564, 565  
Phadke, A.G., 68, 564, 565  
Pinto, S. O., 569  
Porto, M. F. S., 560  
Potência, 382  
POWERWORLD, 73, 566  
Praehofer, H., 571

## Q

Qiu, Q., 68, 564, 566

## R

Raafat, H., 68, 83, 566  
Rai, S., 35, 71, 345, 346, 489, 511, 569  
Ramiro, J. M. S., 68, 566  
Raven, F. H., 69, 566  
Reed, J. R., 63, 566  
Rei, A. M., 64, 73, 174, 566, 567  
Rein, E. M., 71, 83, 566  
Restum, G. C., 70, 566  
Robba, E. J., 55, 65, 562  
Romero, S. P., 564  
Ross, S. M., 70, 566  
Russel, E. L., 558

## S

Saaty, T. L., 70, 566  
Sage, A. P., 103, 241, 253, 566  
Saito, K., 72, 447, 558  
Salvaderi, L., 557  
Samuelson, P. A., 559  
Sandoval, M. C., 557  
Santos, M. G., 65, 567  
Saul, J. W., 67, 559  
Savulescu, S. C., 63, 71, 200, 218, 288, 566  
Schewe, P. F., 62, 567  
Schilling, M. Th., 64, 65, 68, 69, 174, 193, 405, 410, 520,  
563, 566, 567  
Schmidt, H. P., 55, 65, 562  
Schneeweiss, W. G., 416, 420, 567  
Seborg, D. E., 69, 567  
Securato, J. R., 66, 67, 104, 567  
Seitz, T., 557  
Selivanov, A. I., 69, 567  
Serra, E. T., 69, 567  
Shahidehpour, M., 67, 567  
Silva, A. M. L., 64, 69, 567  
Silva, E. L., 65, 69, 368  
Silveira, M. A. N., 567  
Simani, S., 447, 567  
Singh, C., 564  
Singpurwalla, N. D., 556

Siqueira, I. P., 64, 65, 66, 68, 69, 70, 71, 82, 91, 103, 114, 116, 118, 119, 126, 129, 133, 134, 135, 136, 137, 139, 141, 142, 144, 145, 174, 264, 330, 433, 438, 468, 568, 569

Skrzypek, J., 71, 569

Smith, A. M., 70, 114, 569

Soares, N. H. M., 566

Soh, S., 71, 569

Solodovnikov, V. V., 70, 569

Solow, R. M., 559

Souza, B. A., 66

Souza, J.C.S., 567, 568, 569

Spizzichino, F., 71, 569

Stag, G. W., 569

Staroswiecki, M., 447, 557

Steed, A., 571

Sullivan, R. L., 52, 69, 405, 410, 570

## T

Takahashi, Y., 66, 440, 570

Taylor, D., 564

Thorp, J. S., 558

Tou, J. T., 69, 570

Truxal, J. G., 69, 570

Tsang, A. H. C., 70, 114, 562

Turner, F. P. P., 69, 563

## U

Ullman, J. D., 71, 83, 240, 254, 555

Ulrich, E. G., 71, 570

US DOE., 64, 570

## V

Venikov, V. A. V., 63, 556, 570

## W

Wang, K., 447

Wang, Y., 67, 567, 570

Warrington, A. R. V. C., 62, 64, 570

WESTINGHOUSE, 62, 64, 570

White, D. J., 70, 104, 570

Wierzbicki, K. R., 559

WIKIPEDIA, 63, 67, 68, 570

Winkler, R. L., 66, 68, 571

Wireman, T., 65, 440, 571

Wright, E., 63, 556

## X

Xenos, H. G., 70, 571

## Y

Yang, F., 65, 571

Yao, Z., 66, 447, 571

Yuan, J., 72, 562

## Z

Zeigler, B. P., 71, 559, 571

Zhang, W., 66, 288, 571

Zhukov, L. A., 556

# Índice Remissivo

## A

ABNT, 23, 56, 59, 555  
AC, 23, 27, 143, 145  
Acidental, 148, 169, 181  
Acidente, 61, 68, 75, 77, 78, 88, 174, 175, 176, 179, 189, 446, 459, 461, 474, 560, 568  
Aferição, 76  
Agregado, 65, 102, 112, 537  
Alarme, 450, 452, 453  
Aleatório, 37, 61, 66, 72, 87, 91, 94, 107, 109, 118, 130, 138, 139, 141, 176, 191  
Ambiente, 53, 64, 66, 72, 89, 134, 145, 179, 182, 435, 436, 438, 440, 474, 482, 490, 526, 527  
Amostrai, 133, 138, 140, 141, 330, 331  
Amplitude, 51  
Análise, 36, 39, 54, 56, 57, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 76, 79, 82, 83, 84, 87, 89, 90, 100, 104, 114, 125, 126, 128, 129, 133, 136, 142, 173, 179, 181, 189, 205, 223, 233, 238, 239, 240, 246, 248, 250, 252, 253, 260, 269, 271, 288, 291, 307, 316, 325, 326, 328, 329, 364, 388, 395, 416, 442, 446, 447, 448, 451, 457, 458, 474, 477, 519, 525, 530, 539, 555, 556, 558, 559, 560, 565, 567  
ANEEL, 23, 65, 283, 337, 346, 351, 369, 370, 555, 556  
ANSI, 23  
Apropriado, 533, 539  
ARP, 23, 116, 117, 130, 525  
Árvore, 34, 64, 69, 78, 84, 176, 179, 182, 183, 184, 185, 187, 188, 189, 416, 460, 461, 466, 467  
ASAI, 23, 24, 28, 350, 352, 355, 356, 483  
Assintótico, 96, 97, 100, 111  
Atuação, 27, 35, 36, 54, 80, 81, 123, 125, 128, 130, 143, 144, 145, 156, 157, 158, 177, 181, 182, 214, 229, 230, 232, 263, 264, 265, 266, 269, 290, 330, 347, 350, 368, 369, 382, 383, 419, 421, 424, 443, 447, 453, 454, 457, 469  
Availability, 13, 23, 24, 350, 352, 354, 355  
Avaliação, 1, 3, 11, 39, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 84, 88, 91, 103, 109, 112, 119, 129, 130, 131, 146, 147, 168, 169, 173, 174, 175, 176, 177, 182, 189, 282, 285, 288, 321, 322, 325, 326, 327, 328, 329, 331, 333, 337, 338, 345, 346, 350, 351, 352, 354, 355, 356, 366, 368, 369, 371, 372, 377, 387, 388, 394, 397, 403, 405, 410, 418, 429, 432, 433, 435, 437, 438, 443, 446, 447, 453, 459, 468, 471, 473, 477, 491, 497, 527, 555, 558, 566, 568

## B

Benefício, 53, 88, 174

Blackout, 13, 63, 65, 67, 68, 70, 72, 432, 558, 560, 565, 570  
BRP, 23, 116, 117, 127, 130, 525

## C

C, 58, 66, 81, 424, 491, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 569, 570  
C<sub>a</sub>, 380  
CA, 23, 63  
Cadeia, 63, 76, 89, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 100, 108, 207, 225, 566  
CAIDI, 23, 24, 28, 62, 64, 350, 351, 354, 355, 484  
CAIDIS, 23, 24, 28, 350, 351, 352, 353, 355, 484  
Capacidade, 33, 47, 56, 61, 71, 91, 105, 107, 108, 111, 116, 128, 148, 149, 173, 179, 181, 198, 212, 229, 241, 242, 253, 308, 392, 427, 438, 459, 471, 474, 519, 525, 526, 532, 533, 536, 538  
Característica, 62, 67, 76, 91, 99, 100, 101, 108, 111, 113, 122, 129, 133, 204, 222, 260, 288, 301, 302, 311, 320, 476  
Carga, 23, 25, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 51, 53, 54, 62, 63, 67, 69, 70, 72, 73, 75, 76, 79, 81, 82, 87, 133, 141, 142, 146, 147, 148, 149, 165, 166, 167, 168, 176, 182, 193, 197, 198, 199, 202, 213, 214, 215, 217, 242, 259, 268, 302, 304, 312, 313, 318, 321, 327, 328, 329, 330, 333, 337, 338, 344, 348, 353, 360, 361, 364, 373, 375, 376, 378, 379, 380, 382, 383, 384, 385, 386, 388, 389, 395, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 412, 413, 420, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 443, 444, 445, 446, 456, 473, 475, 484, 487, 488, 489, 520, 564  
Causa, 47, 51, 54, 62, 67, 69, 76, 84, 134, 150, 153, 154, 162, 163, 164, 195, 207, 242, 245, 246, 258, 325, 326, 329, 335, 336, 347, 348, 357, 368, 369, 377, 384, 386, 394, 401, 403, 437, 438, 439, 447, 450, 451, 453, 475, 525, 535, 567  
CC, 23, 63, 70  
CCA, 23, 68  
Centro, 23, 56, 63, 79, 330, 447, 559, 567  
CEPEL, 23, 56, 63, 73, 558, 567  
C<sub>i</sub>, 28, 77, 78, 417  
CIGRÉ, 23, 569  
CIM, 23, 56  
Circuito, 63, 73, 82, 122, 123, 128, 151, 173, 181, 183, 189, 195, 232, 288, 326, 327, 329, 330, 460, 461, 475, 565  
Cliente, 51, 54, 55, 61, 76, 88, 89, 125, 142, 174  
CODI, 23, 63, 559  
Código, 57, 460, 461, 481, 491, 497, 498, 500  
Componente, 28, 34, 39, 52, 54, 57, 59, 63, 65, 66, 70, 71, 72, 76, 78, 79, 81, 82, 84, 87, 88, 89, 90, 91, 103,

113, 114, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 127, 128, 129, 130, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 147, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 192, 194, 195, 196, 198, 201, 206, 207, 212, 213, 214, 215, 217, 218, 219, 224, 225, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 252, 253, 254, 256, 257, 258, 263, 264, 265, 266, 268, 273, 274, 275, 281, 285, 286, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 299, 304, 307, 314, 317, 321, 325, 326, 328, 331, 333, 334, 335, 336, 340, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 353, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 389, 390, 391, 392, 395, 396, 397, 398, 399, 405, 407, 409, 410, 411, 412, 414, 415, 416, 417, 419, 427, 434, 435, 447, 449, 450, 451, 454, 455, 456, 459, 460, 467, 468, 469, 475, 476, 482, 483, 484, 521, 540, 567, 568

Comportamento, 61, 63, 65, 70, 71, 87, 88, 89, 91, 92, 96, 105, 111, 113, 114, 133, 143, 147, 169, 173, 174, 176, 177, 179, 192, 230, 273, 288, 321, 474

Conclusão, 39, 55, 57, 89, 90, 140, 163, 165, 247, 248, 259, 457, 471, 473

Condicional, 34, 35, 110, 111, 265, 267, 285, 417, 419, 489, 535, 536

Confiabilidade, 11, 28, 47, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 69, 70, 72, 73, 75, 81, 82, 89, 114, 125, 129, 133, 134, 143, 144, 146, 147, 155, 156, 157, 168, 173, 181, 182, 185, 189, 263, 264, 265, 288, 325, 326, 327, 328, 330, 364, 417, 418, 424, 433, 462, 470, 471, 473, 482, 484, 491, 492, 496, 521, 526, 527, 535, 556, 558, 559, 560, 563, 566, 567, 568

Confiança, 63, 134, 136, 137, 139, 141, 144, 145

Conseqüência, 53, 54, 61, 62, 68, 72, 75, 77, 78, 82, 83, 84, 88, 125, 179, 182, 183, 207, 213, 225, 255, 263, 368, 377, 394, 420, 422, 423, 432, 451, 474, 526, 527, 533, 537, 540

Consumidor, 23, 28, 29, 31, 32, 36, 51, 53, 54, 55, 62, 63, 64, 70, 75, 76, 82, 88, 125, 141, 142, 325, 335, 336, 337, 338, 345, 346, 347, 348, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 357, 362, 364, 365, 384, 388, 410, 432, 447, 483, 484, 490, 526

Contexto, 526, 536

Contingência, 52, 64, 65, 66, 73, 79, 80, 81, 128, 176, 177, 193, 194, 198, 215, 232, 240, 241, 246, 253, 268, 275, 276, 285, 321, 330, 353, 357, 362, 389, 393, 432, 447, 448, 449, 451, 454, 457, 468, 475, 497, 519

Continuidade, 11, 51, 55, 82, 125, 143, 325, 333, 357, 364, 366, 446, 477, 568

Contínuo, 23, 29, 61, 62, 71, 91, 101, 112, 122, 195, 347, 348, 449, 533, 537

Correlação, 52, 53, 54, 69, 72, 77, 88, 376, 393

Corretiva, 75, 76, 81, 115, 118, 119, 120, 126, 130, 137, 140, 154, 344, 533, 535, 536

Critério, 55, 64, 65, 68, 69, 87, 94, 149, 174, 177, 180, 186, 189, 288, 461, 524, 527, 566, 567

Custo, 33, 53, 54, 75, 87, 88, 119, 129, 174, 180, 329, 410, 415, 420, 424, 526

## D

Dado, 39, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 64, 65, 71, 73, 80, 82, 84, 89, 90, 92, 95, 102, 107, 109, 126, 130, 133, 134, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 144, 145, 146, 147, 149, 150, 153, 155, 158, 160, 162, 164, 165, 168, 169, 173, 175, 185, 189, 191, 194, 207, 214, 232, 240, 253, 276, 287, 297, 321, 322, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 333, 335, 337, 338, 339, 341, 342, 343, 346, 348, 349, 352, 353, 356, 357, 359, 360, 361, 362, 363, 366, 370, 374, 376, 377, 379, 381, 384, 385, 386, 387, 391, 392, 393, 394, 397, 398, 400, 401, 402, 403, 404, 406, 407, 408, 409, 411, 412, 413, 414, 415, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 428, 429, 431, 432, 434, 435, 436, 437, 439, 441, 443, 445, 448, 449, 450, 451, 452, 454, 455, 456, 457, 459, 468, 469, 470, 471, 473, 474, 481, 482, 483, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 519, 520, 521, 522, 523, 524

Dano, 34, 35, 68, 72, 78, 123, 125, 173, 176, 179, 181, 183, 189, 416, 419, 420, 422, 423, 424, 446, 459, 461, 469, 471

Decisão, 47, 54, 56, 66, 67, 69, 70, 71, 72, 82, 88, 89, 104, 174, 175, 189, 321, 326, 423, 438, 446, 447, 474, 556, 557, 558, 560, 567, 568

Decisor, 52, 104, 142

Defeito, 36, 62, 63, 81, 87, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 130, 134, 136, 137, 138, 139, 141, 143, 144, 145, 151, 158, 173, 180, 181, 183, 186, 189, 192, 195, 230, 232, 233, 235, 264, 265, 269, 270, 271, 289, 290, 369, 375, 419, 421, 422, 424, 425, 429, 430, 451, 453, 454, 455, 456, 457, 468, 469, 475, 489, 527, 533, 569

Definição, 59, 76, 77, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 123, 124, 125, 126, 127, 129, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 149, 150, 151, 153, 155, 156, 158, 159, 160, 162, 164, 166, 182, 183, 186, 192, 193, 200, 201, 202, 204, 205, 206, 209, 212, 214, 218, 219, 220, 222, 223, 224, 226, 227, 229, 231, 233, 234, 235, 237, 238, 241, 243, 244, 246, 249, 251, 253, 254, 256, 258, 261, 262, 264, 265, 267, 270, 271, 273, 275, 276, 279, 281, 282, 283, 285, 288, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 300, 301, 303, 304, 305, 307, 309, 310, 312, 313, 315, 317, 318, 319, 330, 331, 334, 335, 336, 338, 340, 341, 342, 344, 345, 347, 348, 350, 351, 352, 354, 355, 358, 360, 363, 364, 366, 367, 368, 369, 372, 373, 376, 379, 380, 384, 386, 389, 393, 395, 396, 401, 403, 405, 408, 410, 413, 416, 417, 421, 423, 424, 426, 431, 433, 434, 435, 437, 438, 440, 442, 444, 449, 450, 451, 453, 454, 455, 456, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541

Demanda, 23, 29, 34, 47, 51, 61, 82, 88, 141, 142, 143, 166, 329, 333, 371, 372, 373, 377, 378, 379, 380, 395, 396, 400, 405, 410, 426, 427, 431, 433, 435, 446, 448

Densidade, 219, 234, 243, 255, 305, 314, 315

Descontinuidade, 55, 346, 351, 354

Desconto, 37, 104, 369

Desempenho, 1, 3, 11, 39, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 59, 61, 62, 63, 65, 66, 67, 70, 71, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 81, 82, 83, 84, 88, 89, 90, 91, 103, 109, 112, 113, 114, 117, 119, 129, 130, 133, 138, 142, 143, 146, 147, 152, 155, 157, 159, 161, 163, 165, 167, 168, 169, 173, 174,

175, 177, 179, 182, 185, 191, 282, 285, 321, 325, 326, 327, 329, 331, 333, 350, 368, 442, 446, 447, 453, 455, 456, 457, 461, 471, 473, 474, 476, 477, 481, 497, 519, 527, 559, 567, 568, 569

Desligamento, 11, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 36, 47, 51, 52, 54, 62, 63, 65, 67, 68, 70, 72, 76, 80, 81, 82, 119, 122, 123, 124, 125, 127, 134, 135, 136, 137, 139, 140, 143, 144, 145, 148, 149, 150, 151, 153, 154, 159, 160, 162, 163, 164, 169, 173, 176, 177, 180, 182, 183, 189, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 209, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 228, 229, 234, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 265, 266, 267, 268, 269, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 278, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 295, 298, 299, 302, 304, 305, 307, 308, 311, 312, 313, 314, 316, 317, 318, 320, 325, 326, 329, 330, 331, 333, 335, 336, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 346, 347, 348, 349, 350, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 364, 366, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 408, 409, 410, 414, 415, 425, 427, 428, 429, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 444, 445, 446, 447, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 474, 484, 485, 486, 489, 521, 565

Di, 437

DIC, 23, 345, 346, 362

DIPC, 23, 29, 366, 367, 484

Discreto, 71, 91, 101, 122, 449, 564

Disponibilidade, 11, 69, 75, 82, 119, 120, 122, 128, 136, 202, 220, 285, 333, 336, 344, 347, 350, 369, 404, 436, 437, 438, 440, 441, 446, 484, 527, 563

Dispositivo, 527, 529

Distância, 156, 173, 199, 532

Distribuição, 23, 54, 56, 62, 63, 64, 66, 67, 73, 75, 79, 103, 105, 107, 109, 114, 142, 148, 167, 173, 288, 328, 346, 347, 350, 351, 352, 354, 355, 360, 364, 365, 366, 383, 384, 386, 388, 392, 393, 398, 399, 404, 407, 408, 413, 431, 433, 469, 470, 471, 476, 520, 556, 559

Distribuidor, 51, 62, 325

Diversidade, 51, 56, 68, 72, 73, 76, 91, 179, 474

DMIC, 23, 29, 347, 348, 484

DMIPC, 23, 29, 366, 367, 484

DNS, 23, 29, 410, 415

Documentação, 65, 475, 555

DOE, 23, 64, 570

Duração, 23, 25, 28, 29, 32, 33, 35, 36, 55, 62, 64, 77, 90, 133, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 146, 147, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 168, 282, 283, 289, 291, 292, 293, 294, 295, 298, 325, 330, 331, 333, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 380, 385, 389, 390, 396, 397, 402, 405, 408, 410, 413, 414, 437, 446, 475, 482, 484, 485, 487, 489, 490, 492, 493, 495, 496, 521

DYLAM, 23, 68, 558

## E

EDNS, 23, 82

EENG, 23, 29, 30

EENS, 23, 30, 82, 379, 485

EER, 23, 30, 433, 486

Efeito, 72, 77, 78, 82, 87, 114, 128, 129, 134, 136, 137, 139, 140, 145, 182, 282, 288, 289, 433, 474, 475, 525, 526, 528, 529, 530

Efetividade, 65, 68, 569

Eficácia, 569

Eficiência, 569

Elétrico, 1, 3, 11, 23, 25, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 83, 84, 87, 88, 89, 91, 101, 113, 114, 119, 123, 129, 135, 137, 141, 142, 143, 144, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 154, 155, 156, 157, 159, 160, 161, 163, 165, 166, 167, 168, 169, 173, 175, 176, 177, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 189, 191, 193, 194, 195, 197, 198, 199, 200, 201, 204, 205, 208, 210, 211, 212, 214, 215, 216, 218, 219, 222, 223, 224, 225, 227, 228, 231, 232, 233, 234, 235, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 270, 271, 272, 273, 275, 276, 278, 281, 282, 283, 285, 286, 288, 293, 297, 299, 304, 307, 314, 316, 321, 322, 325, 326, 327, 329, 330, 333, 335, 337, 338, 339, 341, 343, 346, 347, 348, 349, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 359, 361, 362, 363, 365, 366, 367, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 376, 377, 379, 380, 381, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 397, 398, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 408, 410, 412, 414, 416, 418, 421, 422, 425, 426, 427, 429, 430, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 439, 441, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 455, 456, 457, 459, 469, 471, 473, 474, 475, 476, 477, 482, 483, 497, 519, 555, 556, 558, 559, 560, 562, 564, 565, 566, 567, 568, 569

ELETOBRAS, 63, 66, 568

Eletrônico, 122

Emergência, 81

Empresarial, 54, 66, 87, 88, 89, 321

EMS, 23, 66, 447, 457

Energia, 3, 11, 23, 24, 29, 30, 35, 36, 47, 51, 54, 55, 61, 62, 63, 64, 66, 67, 68, 72, 75, 76, 78, 82, 84, 87, 89, 114, 141, 143, 173, 174, 175, 181, 183, 282, 325, 329, 333, 346, 347, 351, 354, 357, 369, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 415, 427, 431, 432, 435, 446, 459, 474, 475, 485, 486, 489, 555, 556, 559, 562, 564, 567, 568, 569

ENS, 23, 30, 410, 415

EPC, 23, 30, 405

EPE, 23, 328, 559

EPG, 23, 30, 410, 486

EPNG, 23, 30, 31, 390

EPNS, 23, 31, 380, 486

EPS, 23, 435, 486

Equipamento, 11, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 52, 53, 54, 55, 57, 61, 62, 63, 65, 67, 69, 70, 71, 72, 73, 76, 80, 82, 83, 84, 87, 88, 89, 112, 113, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 144, 145, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 168, 169, 173, 174, 176, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187,

188, 189, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 250, 253, 254, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 273, 274, 275, 276, 277, 279, 280, 281, 282, 284, 285, 286, 288, 289, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 307, 308, 309, 310, 312, 313, 314, 315, 317, 318, 319, 322, 329, 333, 336, 337, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 350, 353, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 364, 369, 370, 371, 372, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 391, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 449, 450, 451, 453, 454, 455, 456, 457, 460, 463, 464, 465, 466, 468, 469, 470, 471, 473, 474, 475, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 494, 497, 525, 527, 532, 533, 535, 538, 539, 561, 567, 569, 571

Equivalente, 23, 29, 31, 32, 36, 63, 64, 66, 72, 73, 81, 100, 101, 102, 128, 130, 177, 189, 191, 246, 257, 285, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 321, 322, 336, 337, 338, 339, 367, 375, 382, 389, 392, 398, 410, 415, 427, 432, 482, 483, 484, 485, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 495, 519, 521, 528, 537

ERR, 23, 31, 434, 486

Erro, 54, 67, 81, 123, 124, 175, 176, 181, 435, 491, 492, 493, 494, 496

Espaço, 27, 56, 93, 94, 101, 111, 122, 147, 168

Esperado, 11, 23, 30, 52, 77, 78, 92, 103, 104, 142, 326, 329, 330, 339, 347, 383, 399, 410, 415, 420, 424, 425, 433, 434, 435, 469, 486, 532, 539, 540

Esperança, 23, 29, 30, 31, 33, 82, 333, 372, 373, 374, 375, 376, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 403, 404, 405, 406, 407, 409, 410, 412, 413, 415, 435, 446, 469, 485, 486, 488

Estado, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 47, 54, 57, 62, 63, 64, 67, 72, 79, 80, 81, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 134, 135, 136, 137, 139, 141, 142, 143, 145, 150, 153, 155, 158, 160, 162, 164, 168, 230, 231, 265, 420, 448, 449, 450, 451, 452, 454, 459, 468, 482, 490, 491, 492, 493, 495, 496, 497, 521, 529, 533, 537, 539

Estatística, 56, 57, 66, 67, 69, 70, 71, 82, 84, 87, 88, 90, 103, 133, 138, 139, 141, 142, 168, 174, 185, 189, 330, 331, 405, 467, 468, 556, 557, 567

Estimador, 70, 449

Estimativa, 52, 70, 83, 103, 352, 356, 369, 370, 405, 410, 423, 525

Estocástico, 39, 57, 59, 61, 69, 70, 71, 72, 73, 78, 87, 89, 90, 91, 94, 95, 97, 99, 100, 107, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 121, 122, 128, 130, 168, 169, 191, 192, 196, 213, 216, 230, 273, 285, 329, 405

ETA, 23, 68

Evento, 28, 31, 34, 36, 37, 53, 54, 55, 61, 62, 64, 66, 67, 68, 72, 75, 76, 77, 78, 81, 82, 84, 87, 90, 92, 112, 114,

118, 120, 122, 124, 127, 128, 133, 134, 135, 136, 137, 139, 142, 173, 174, 175, 176, 177, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 188, 189, 191, 239, 240, 252, 267, 278, 282, 285, 329, 331, 335, 350, 368, 372, 377, 388, 394, 405, 408, 410, 414, 416, 417, 420, 424, 425, 426, 460, 461, 467, 475, 529, 535, 539, 564

Evidente, 529, 531

Exemplo, 39, 59, 77, 78, 93, 97, 98, 99, 105, 106, 107, 109, 110, 148, 149, 150, 152, 153, 154, 155, 157, 158, 159, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 179, 180, 184, 185, 186, 187, 192, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 210, 211, 213, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 227, 228, 230, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 242, 243, 244, 245, 247, 248, 250, 251, 252, 254, 255, 256, 258, 259, 260, 262, 263, 265, 266, 267, 268, 269, 271, 272, 273, 276, 277, 280, 281, 282, 283, 286, 297, 300, 302, 303, 304, 305, 307, 308, 309, 311, 312, 313, 314, 316, 317, 319, 320, 321, 335, 337, 338, 339, 341, 342, 346, 348, 349, 352, 353, 356, 357, 359, 361, 362, 363, 365, 366, 367, 370, 374, 376, 377, 379, 381, 383, 385, 387, 391, 392, 393, 394, 397, 398, 400, 402, 403, 406, 407, 408, 409, 411, 412, 414, 415, 418, 421, 422, 425, 428, 429, 431, 432, 434, 435, 437, 439, 441, 443, 444, 451, 453, 454, 455, 456, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 468, 469, 470, 490, 491, 519, 520, 522

Exponencial, 107, 109

## F

FACTS, 23, 329

Falha, 11, 28, 34, 35, 37, 47, 51, 52, 54, 62, 64, 65, 67, 68, 69, 70, 72, 73, 75, 76, 77, 78, 81, 82, 83, 84, 87, 88, 90, 91, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 122, 123, 124, 125, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 144, 145, 150, 151, 152, 155, 157, 163, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 191, 193, 195, 196, 197, 198, 229, 230, 232, 233, 240, 242, 245, 246, 263, 264, 265, 266, 267, 269, 271, 275, 288, 289, 290, 325, 331, 333, 334, 335, 340, 342, 345, 346, 358, 360, 372, 373, 375, 377, 380, 382, 383, 390, 394, 396, 398, 412, 416, 417, 418, 419, 420, 422, 423, 424, 425, 428, 429, 430, 432, 440, 443, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 460, 461, 463, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 473, 475, 477, 482, 484, 485, 486, 489, 492, 493, 495, 496, 497, 521, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 558, 560, 567, 571

FEC, 23, 31, 337, 338, 410

$F_{ij}$ , 32, 341, 487

FIPC, 24, 32, 366, 367, 487

FMEA, 24, 68, 530, 561

FMECA, 24, 68, 530

Forçado, 11, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 54, 63, 64, 81, 111, 113, 114, 115, 119, 120, 121, 123, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 140, 143, 145, 146, 147, 149, 150, 151, 152, 153, 162, 163, 164, 168, 176, 177, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 216, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261,

262, 263, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 293, 294, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 328, 329, 330, 331, 334, 335, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 349, 358, 359, 360, 362, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 375, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 384, 385, 386, 389, 391, 393, 394, 396, 397, 398, 400, 401, 403, 423, 426, 427, 428, 429, 430, 434, 436, 438, 439, 440, 442, 443, 444, 445, 448, 451, 453, 454, 468, 473, 475, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 492, 493, 494, 495, 497, 521  
 Fornecida, 73, 186, 357, 405, 410, 411, 431, 451, 456, 520  
 FPO, 24, 82, 329  
 Fração, 11, 81, 82, 103, 144, 145, 286, 290, 330, 346, 352, 355, 369, 380, 396, 435, 437, 438, 532  
 Frequência, 23, 24, 31, 32, 64, 75, 77, 78, 81, 88, 90, 101, 102, 133, 134, 135, 136, 145, 147, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 168, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 298, 325, 329, 330, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 349, 351, 355, 366, 367, 368, 369, 370, 373, 376, 377, 393, 394, 416, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 427, 428, 429, 430, 439, 440, 442, 443, 444, 445, 446, 468, 482, 487, 489, 490, 492, 493, 494, 495, 496  
 FT, 24, 336, 370  
 FTA, 24, 68  
 Função, 24, 29, 36, 51, 56, 62, 68, 75, 76, 96, 103, 104, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 123, 124, 133, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 151, 154, 156, 158, 160, 163, 165, 166, 173, 179, 180, 200, 207, 241, 253, 264, 285, 299, 329, 344, 347, 369, 416, 417, 435, 437, 439, 447, 460, 462, 525, 526, 527, 529, 530, 531, 532, 535, 536, 538, 540

## G

G, 81, 555, 557, 558, 560, 563, 564, 565, 566, 567, 569, 570, 571  
 Garantia, 474  
 GCOI, 569  
 Geração, 23, 25, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 51, 53, 54, 56, 64, 66, 67, 69, 73, 75, 80, 84, 89, 113, 133, 135, 137, 141, 142, 146, 147, 148, 149, 165, 166, 167, 168, 173, 176, 193, 194, 213, 215, 242, 247, 250, 259, 271, 284, 288, 299, 305, 314, 326, 328, 329, 330, 333, 338, 339, 342, 344, 354, 355, 356, 357, 360, 361, 362, 364, 365, 371, 379, 389, 392, 393, 394, 395, 396, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 440, 442, 446, 448, 459, 473, 475, 484, 486, 487, 488, 489, 519, 558, 567, 568, 569  
 Gerador, 32, 33, 51, 62, 68, 114, 142, 149, 166, 168, 173, 179, 194, 195, 198, 199, 202, 215, 217, 233, 242, 247, 248, 259, 260, 284, 312, 325, 338, 339, 350, 354, 355, 356, 357, 372, 388, 389, 390, 393, 395, 396, 397, 398, 404, 410, 411, 412, 413, 419, 422, 425, 445, 455, 456, 457, 475, 487, 490, 519, 520, 524  
 Gerência, 536, 538  
 GSPN, 24, 108, 191, 192, 230, 273

## H

HAZOP, 24, 68, 561  
 Hipótese, 475  
 Humano, 66, 67, 68, 78, 81, 113, 175, 176, 179, 181, 183, 288, 526  
 HVDC, 24

## I

Idade, 532, 535, 538, 539  
 Identidade, 53, 97, 98, 99, 112, 372, 384, 388, 400, 453  
 IEC, 24, 56, 68, 462, 561  
 IEEE, 24, 56, 64, 68, 462, 555, 557, 558, 559, 561, 563, 564, 565, 567, 568, 569, 571  
 Impacto, 11, 51, 52, 53, 55, 61, 63, 64, 67, 76, 82, 87, 89, 120, 124, 133, 136, 150, 179, 182, 204, 206, 222, 240, 241, 247, 248, 252, 253, 258, 260, 261, 264, 269, 270, 288, 289, 290, 299, 321, 325, 326, 330, 333, 339, 341, 357, 359, 361, 362, 379, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 396, 401, 402, 403, 404, 408, 413, 423, 432, 435, 470, 471, 526  
 Inatividade, 182  
 Independente, 25, 63, 77, 103, 116, 129, 133, 151, 152, 154, 156, 160, 161, 186, 257, 264, 298, 405, 408, 410, 414, 417, 447, 476, 538, 539  
 Indevido, 54, 67, 111, 123, 124, 127, 128, 144, 150, 157, 158, 229, 230, 231, 264, 266, 285, 289, 330, 347, 368, 369, 447, 453, 455, 457  
 Indicador, 11, 24, 33, 39, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 59, 62, 63, 65, 66, 72, 75, 76, 77, 82, 88, 89, 119, 129, 138, 139, 141, 143, 147, 152, 155, 157, 159, 161, 163, 165, 167, 169, 174, 175, 201, 205, 219, 234, 238, 250, 262, 300, 301, 302, 303, 304, 309, 310, 312, 313, 314, 318, 319, 321, 322, 325, 326, 329, 331, 333, 336, 338, 339, 346, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 364, 366, 367, 371, 377, 379, 383, 384, 394, 395, 396, 400, 401, 405, 410, 415, 423, 424, 426, 427, 430, 431, 432, 433, 434, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 445, 446, 473, 481, 488, 497, 519, 556, 562, 567, 568, 569  
 Índice, 35, 39, 53, 55, 62, 64, 72, 88, 89, 174, 207, 225, 297, 307, 308, 317, 337, 338, 346, 347, 350, 351, 352, 354, 355, 356, 389, 423, 424, 431, 441, 471, 559, 567, 577  
 Indisponibilidade, 25, 28, 29, 31, 32, 77, 87, 114, 115, 119, 120, 121, 122, 131, 133, 138, 140, 142, 162, 164, 192, 206, 212, 224, 230, 274, 275, 282, 286, 291, 292, 312, 331, 335, 336, 342, 343, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 359, 360, 362, 363, 364, 367, 368, 369, 374, 375, 391, 396, 405, 408, 410, 413, 434, 437, 442, 444, 483, 484, 485, 486, 487, 532  
 Influência, 53, 67, 70, 79, 83, 84, 88, 113, 174, 177, 187, 229, 288, 443  
 INMETRO, 24, 59, 149, 561  
 Inspeção, 115, 116, 118, 126, 130, 525, 529, 532, 533, 536  
 Instalação, 11, 51, 53, 54, 55, 57, 59, 61, 68, 75, 77, 78, 83, 87, 122, 142, 173, 175, 176, 179, 181, 182, 183, 184, 189, 333, 365, 369, 420, 424, 459, 460, 461, 467, 469, 470, 471, 473, 474, 481, 490, 491

Interrompida, 34, 75, 78, 141, 142, 176, 372, 373, 375, 376, 377, 379, 380, 381, 383, 384, 385, 386, 387, 389, 396, 400, 401, 402, 403, 415, 420, 426, 427, 434, 485  
Interrupção, 23, 24, 28, 29, 31, 32, 33, 36, 54, 55, 62, 63, 65, 75, 76, 77, 78, 115, 125, 142, 175, 176, 183, 282, 283, 285, 325, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 343, 344, 345, 347, 348, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 357, 360, 361, 362, 366, 374, 375, 376, 378, 382, 384, 386, 391, 393, 399, 400, 401, 403, 405, 408, 409, 410, 411, 413, 414, 415, 426, 427, 428, 429, 430, 434, 435, 442, 443, 446, 461, 475, 482, 484, 485, 486, 487, 488, 490, 491, 492, 493, 495, 521  
Intervalo, 78, 104, 116, 117, 137, 346, 351, 352, 354, 356, 532, 533, 536, 538, 539  
IR, 24, 33, 430  
IS, 24, 33, 204, 431, 432, 488  
ISO, 24, 67, 68, 562

## K

Kolmogorov, 102, 103  
KPI, 24, 66

## L

L, 33, 70, 93, 107, 108, 128, 414, 556, 557, 558, 560, 562, 564, 565, 566, 567, 570, 571  
Levantamento, 63, 65, 70, 130  
Limite, 33, 51, 79, 81, 87, 96, 97, 102, 114, 149, 189, 209, 226, 282, 283, 284, 285, 366, 368, 408, 413, 438, 461, 482, 491, 492, 493, 495, 520, 521, 538, 539  
LOGE, 24, 33, 410, 412, 413, 488  
Lógica, 72, 79, 117, 176, 185, 187, 188, 263, 308, 317, 416, 417, 467, 482  
LOGP, 24, 33, 410, 411, 412, 415, 488  
LOLC, 24, 33, 410  
LOLE, 24, 33, 82, 405, 407, 488  
LOLP, 24, 33, 82, 405, 406, 410, 488  
Lucro, 54, 78, 88, 410, 415, 561

## M

Mantenabilidade, 138, 139, 532, 563  
Manutenção, 34, 36, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 64, 65, 66, 68, 69, 70, 76, 82, 84, 87, 88, 89, 90, 91, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 122, 124, 126, 127, 128, 130, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 144, 145, 147, 148, 153, 154, 165, 169, 174, 189, 194, 213, 214, 215, 217, 218, 232, 327, 329, 333, 334, 340, 344, 358, 369, 435, 436, 438, 440, 441, 442, 446, 447, 455, 468, 473, 474, 475, 525, 526, 527, 532, 533, 535, 536, 538, 539, 556, 561, 568, 569, 570, 571  
Máquina, 63, 122, 152, 156, 161, 288, 460, 525, 556  
Markov, 33, 34, 69, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 103, 107, 108, 109, 116, 120, 121, 127, 128, 134, 136, 137, 139, 140, 143, 145, 150, 153, 155, 158, 160, 162, 164, 189, 468, 557, 561, 565, 566, 570  
MatLab®, 11, 13, 39, 56, 57, 58, 73, 148, 151, 154, 156, 158, 160, 163, 165, 166, 176, 177, 191, 197, 201, 202, 204, 208, 210, 211, 217, 219, 222, 225, 227, 228, 234, 237, 241, 242, 245, 247, 248, 250, 253, 254, 256, 258, 259, 262, 265, 267, 271, 277, 278, 280, 283, 286, 294, 295, 297, 298, 300, 302, 304, 305, 307, 308, 309, 311,

313, 314, 316, 317, 319, 320, 322, 333, 335, 337, 338, 339, 341, 342, 343, 345, 346, 347, 348, 349, 352, 353, 356, 357, 359, 361, 362, 363, 366, 371, 374, 376, 377, 379, 381, 384, 385, 386, 387, 391, 392, 393, 394, 397, 398, 400, 402, 404, 406, 407, 408, 409, 411, 412, 414, 415, 418, 419, 421, 422, 423, 425, 427, 429, 431, 432, 434, 436, 437, 439, 441, 443, 445, 446, 450, 454, 457, 473, 474, 476, 481, 482, 490, 491, 497, 498, 519, 521, 522, 523, 524  
Matriz, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 56, 58, 72, 83, 94, 95, 96, 98, 99, 100, 111, 147, 149, 150, 151, 153, 154, 156, 158, 160, 162, 163, 164, 165, 166, 168, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 215, 216, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 301, 302, 304, 307, 308, 310, 311, 314, 316, 317, 318, 320, 322, 330, 331, 335, 337, 339, 340, 341, 342, 352, 353, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 372, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 418, 428, 431, 442, 443, 444, 445, 448, 449, 451, 453, 454, 456, 465, 466, 467, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 492, 494, 496, 497, 521, 564  
Máximo, 23, 29, 105, 107, 108, 143, 196, 239, 241, 252, 253, 278, 347, 348, 366, 406, 411, 426, 427, 435, 436, 441, 484, 540  
Média, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 36, 75, 77, 90, 102, 133, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 150, 155, 158, 160, 162, 164, 291, 292, 325, 330, 331, 337, 338, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 357, 366, 373, 374, 377, 378, 379, 380, 381, 386, 387, 389, 390, 391, 394, 395, 396, 397, 401, 403, 420, 426, 427, 434, 438, 469, 483, 484, 485, 486, 487, 490, 536, 539, 540  
Memória, 91, 559  
Mergeável, 100, 101, 112, 119, 537  
Método, 11, 47, 51, 52, 53, 55, 56, 59, 61, 63, 64, 65, 66, 69, 70, 71, 73, 76, 79, 80, 82, 88, 89, 90, 144, 174, 175, 177, 179, 184, 189, 193, 214, 232, 240, 325, 326, 331, 388, 401, 451, 453, 461, 473, 474, 476, 481, 525, 536  
Metodologia, 39, 47, 52, 54, 57, 61, 62, 63, 66, 67, 68, 72, 73, 75, 79, 83, 84, 88, 89, 148, 174, 175, 325, 326, 327, 459, 471, 473, 474, 477, 519, 556, 569  
Mínimo, 106, 117, 118, 282, 532  
Missão, 88, 119, 125, 174, 181  
MME, 24  
Modelagem, 11, 39, 55, 56, 57, 59, 61, 67, 69, 70, 71, 72, 73, 82, 83, 84, 87, 88, 89, 90, 93, 105, 107, 112, 116, 126, 138, 144, 145, 147, 149, 152, 154, 156, 157, 158, 161, 163, 165, 168, 173, 176, 177, 181, 185, 187, 188, 189, 199, 212, 218, 326, 467, 473, 474, 475, 560, 568  
Modelar, 57, 61, 78, 84, 87, 88, 90, 91, 97, 111, 114, 119, 122, 126, 130, 134, 135, 137, 140, 143, 149, 151, 153, 154, 155, 156, 159, 160, 162, 169, 174, 176, 191, 193, 194, 195, 200, 205, 214, 216, 218, 223, 229, 231,

232, 233, 238, 242, 251, 254, 262, 265, 271, 275, 368, 389, 475

Modelo, 11, 39, 47, 54, 55, 56, 57, 59, 61, 63, 66, 69, 70, 71, 72, 73, 78, 79, 82, 84, 87, 88, 89, 90, 91, 93, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 106, 107, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 126, 127, 128, 129, 130, 133, 134, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 167, 168, 169, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 182, 189, 191, 192, 194, 195, 199, 200, 201, 202, 204, 212, 213, 214, 216, 218, 219, 221, 222, 229, 230, 232, 233, 234, 237, 239, 242, 248, 250, 252, 254, 260, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 271, 272, 273, 276, 277, 278, 280, 282, 285, 288, 289, 291, 293, 296, 297, 298, 299, 305, 307, 314, 316, 318, 321, 322, 326, 327, 329, 331, 333, 335, 336, 337, 338, 339, 341, 343, 346, 347, 348, 349, 352, 353, 357, 358, 359, 361, 362, 363, 366, 370, 371, 372, 374, 375, 378, 381, 382, 385, 387, 388, 391, 392, 395, 397, 398, 399, 400, 402, 404, 405, 406, 407, 408, 410, 411, 412, 414, 418, 421, 422, 424, 425, 429, 431, 432, 433, 434, 436, 437, 439, 440, 441, 443, 445, 446, 447, 448, 449, 457, 458, 459, 464, 468, 471, 474, 475, 476, 477, 491, 519, 535, 559

Modo, 83, 115, 122, 124, 125, 151, 152, 157, 163, 181, 182, 184, 188, 195, 196, 242, 307, 317, 461, 473, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 535, 537, 538, 540

MORT, 24, 68, 563

Mortalidade, 535

MRP, 24, 116, 117, 118, 127, 130, 536

MTBF, 24, 34, 135, 536, 539

MTBM, 24, 34, 136

MTTC, 24

MTTD, 24

MTTE, 24, 34, 141

MTTF, 24

MTTM, 24, 34, 136, 139, 536, 539

MTTR, 24, 34, 135, 138, 139, 141, 536, 539

Mudança, 536

Múltipla, 526, 529

## N

NBR, 24, 56, 59, 555

NEMA, 24, 462

NERC, 24, 63, 65

NH0, 24, 328, 329

NH1, 24, 328, 329

NH2, 24, 328, 558

NH3, 24, 328

Nível, 11, 24, 51, 52, 53, 55, 61, 63, 65, 67, 78, 79, 81, 83, 89, 115, 117, 134, 136, 137, 139, 141, 144, 145, 176, 181, 182, 184, 185, 188, 201, 207, 219, 225, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 252, 256, 278, 301, 303, 304, 305, 310, 312, 313, 314, 319, 321, 325, 328, 329, 330, 376, 393, 410, 415, 418, 419, 421, 427, 432, 433, 447, 449, 461, 467, 468, 471, 525, 532, 536, 538

Notação, 57, 58, 95, 97, 147, 177

## O

Objetivo, 52, 54, 55, 57, 75, 76, 77, 89, 91, 101, 113, 114, 120, 124, 125, 174, 189, 191, 287, 325, 329, 331, 365, 405, 410, 433, 527

Observável, 71, 128, 539

Oculto, 531, 532

OEE, 25, 34, 440, 441, 488

OIS, 25

OMS, 25, 63

ONS, 25, 67, 135, 137, 143, 145, 326, 365, 366, 369, 427, 432, 433, 565

Operação, 47, 52, 54, 55, 58, 63, 64, 65, 69, 79, 80, 83, 87, 88, 89, 90, 91, 111, 113, 114, 115, 119, 120, 122, 124, 125, 126, 127, 130, 131, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 147, 151, 157, 158, 173, 174, 175, 176, 192, 199, 213, 214, 216, 218, 225, 230, 239, 241, 252, 253, 264, 274, 275, 285, 296, 326, 327, 328, 329, 330, 333, 428, 437, 447, 448, 449, 451, 453, 455, 471, 473, 474, 481, 490, 497, 526, 532, 535, 567, 568

Operacional, 11, 47, 52, 53, 54, 67, 70, 73, 75, 79, 81, 82, 87, 89, 90, 103, 116, 119, 120, 129, 133, 135, 137, 139, 140, 141, 143, 163, 165, 174, 175, 176, 192, 197, 212, 216, 326, 327, 334, 340, 344, 345, 358, 388, 404, 448, 449, 450, 454, 460, 461, 468, 497, 526, 529, 531, 536, 539, 566

Operador, 25, 27, 47, 51, 54, 58, 67, 75, 76, 84, 123, 133, 135, 137, 143, 144, 175, 207, 213, 225, 283, 294, 295, 325, 327, 329, 342, 345, 349, 363, 367, 369, 371, 372, 376, 383, 388, 389, 393, 400, 419, 423, 427, 432, 439, 441, 447, 450, 451, 454, 536, 539, 565

Otimização, 56, 69, 70, 87, 569

Ótimo, 24, 73, 82, 88, 326, 559

## P

P, 28, 34, 35, 92, 93, 105, 107, 108, 110, 148, 218, 219, 222, 225, 227, 229, 252, 286, 292, 295, 330, 457, 482, 485, 488, 489, 492, 493, 494, 521, 532, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 571

$P_1$ , 227, 488

$P_{14}$ , 222

$P_2$ , 228, 229, 488

$P_3$ , 228, 229, 488

$P_4$ , 488

$P_{43}$ , 222

Padrão, 88, 194, 214, 216, 232, 276, 331, 377, 394, 521

Parametrização, 39, 57, 69, 70, 81, 89, 90, 123, 124, 130, 133, 145, 187, 327

Parâmetro, 54, 59, 71, 88, 89, 91, 102, 103, 131, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 143, 144, 145, 147, 149, 168, 175, 185, 191, 195, 290, 291, 292, 293, 298, 299, 326, 333, 442, 443, 446, 463, 473, 532

Percentual, 77, 470

Perda, 23, 25, 30, 31, 32, 33, 35, 54, 59, 61, 67, 72, 75, 76, 78, 82, 174, 175, 181, 182, 183, 195, 199, 333, 364, 368, 383, 384, 388, 392, 395, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 419, 428, 430, 433, 434, 435, 436, 443, 444, 445, 446, 469, 488

Performance, 11, 13, 24, 66, 114, 115, 325, 326, 525, 536, 560, 568, 569, 571

Periódico, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 123, 124, 125, 126, 127, 129  
 Período, 34, 59, 62, 65, 88, 99, 102, 120, 128, 134, 135, 138, 140, 141, 143, 329, 330, 331, 334, 335, 337, 338, 340, 345, 346, 350, 351, 352, 354, 355, 358, 366, 369, 387, 388, 403, 404, 426, 435, 437, 526, 532, 533, 535, 536, 540  
 Permanência, 36, 102, 103, 104, 118, 120, 126, 137, 139, 141, 142, 144, 145, 160, 162, 164, 537  
 Permanente, 63, 68, 76, 78, 90, 102, 115, 125, 129, 415, 416, 459  
 PES, 25, 64, 564, 568  
 Peso, 206, 224, 239, 251, 263, 265, 272  
 Pessoal, 68, 72, 143, 145, 174, 474  
 Petri, 24, 25, 33, 34, 36, 37, 55, 69, 71, 72, 90, 91, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 121, 122, 128, 129, 130, 145, 147, 176, 177, 189, 191, 192, 196, 197, 198, 200, 213, 216, 217, 230, 231, 244, 255, 256, 273, 274, 275, 562, 564, 565  
 PF, 536  
 $P_i$ , 34, 35, 103, 416, 417, 420, 457  
 $P_{ij}$ , 35, 103, 221, 292, 293  
 PMU, 25  
 PN, 25, 92, 105  
 Poisson, 69  
 Política, 536, 538  
 Potência, 1, 3, 11, 23, 24, 30, 31, 47, 51, 52, 53, 54, 56, 57, 61, 62, 63, 64, 66, 68, 69, 71, 72, 73, 79, 82, 87, 89, 96, 141, 142, 143, 147, 148, 151, 154, 156, 160, 166, 169, 175, 179, 181, 182, 183, 193, 209, 210, 214, 226, 227, 275, 288, 305, 314, 325, 326, 327, 328, 329, 333, 337, 338, 339, 351, 354, 355, 373, 375, 376, 380, 381, 382, 383, 384, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 403, 404, 410, 431, 435, 446, 447, 449, 460, 461, 473, 474, 476, 477, 486, 520, 555, 556, 558, 559, 564, 568  
Potencial, 115, 116, 138, 139, 527, 532, 539  
 PPC, 25, 35, 405  
 PPG, 25, 35, 410  
 PRA, 25, 68  
 Preditiva, 73, 118, 154, 326, 532, 533, 536  
 Preventiva, 34, 36, 75, 76, 115, 116, 117, 118, 120, 126, 128, 130, 135, 136, 139, 140, 154, 213, 329, 334, 340, 344, 358, 532, 533, 536, 538, 539  
 Primário, 531  
 Prioridade, 527  
 Proativo, 533  
 Probabilidade, 25, 33, 34, 35, 37, 64, 66, 71, 75, 77, 82, 88, 90, 92, 94, 95, 96, 97, 100, 101, 103, 110, 111, 114, 115, 116, 129, 134, 135, 142, 143, 144, 155, 156, 157, 158, 173, 183, 264, 265, 266, 267, 285, 286, 287, 289, 333, 375, 388, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 419, 420, 421, 423, 424, 425, 428, 446, 456, 457, 468, 488, 489, 526, 535, 536, 538, 540  
 Problema, 52, 62, 71, 73, 81  
 Processo, 11, 47, 51, 53, 54, 57, 61, 64, 65, 67, 68, 69, 70, 72, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 81, 83, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 105, 112, 113, 114, 115, 119, 120, 122, 125, 126, 130, 133, 140, 141, 142, 143, 145, 169, 173, 174, 175, 176, 179, 194, 195, 214, 232, 239, 240, 241, 252, 253, 278, 295, 325, 326, 333, 344, 345, 433, 446, 447, 448, 451, 453, 455, 474, 476, 525, 527, 537, 539, 558, 568, 569  
 Produtivo, 76, 88, 89, 333, 440, 441, 570, 571  
 Produto, 27, 51, 55, 56, 58, 76, 87, 88, 114, 142, 173, 177, 207, 421, 423, 433, 434, 440, 526  
 Produtor, 55, 141, 142, 404, 410  
 Programa, 532, 533, 538, 539  
 Projeto, 536  
 Proteção, 11, 25, 27, 28, 32, 34, 35, 36, 37, 52, 53, 54, 55, 57, 59, 62, 64, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 73, 76, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 111, 112, 114, 116, 119, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 133, 134, 136, 137, 138, 139, 141, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 150, 152, 153, 155, 156, 157, 158, 159, 163, 168, 169, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 180, 181, 182, 183, 185, 186, 187, 188, 189, 191, 193, 194, 199, 200, 214, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 285, 288, 289, 290, 299, 319, 321, 322, 325, 326, 327, 329, 330, 335, 341, 342, 345, 346, 347, 350, 360, 368, 369, 370, 372, 373, 375, 378, 380, 382, 383, 385, 386, 387, 391, 396, 398, 401, 402, 403, 404, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 428, 429, 430, 443, 447, 448, 453, 454, 455, 456, 457, 459, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 473, 474, 482, 484, 485, 486, 487, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 521, 527, 529, 531, 568, 569  
 Protegido, 123, 124, 125, 126, 128, 144, 150, 153, 157, 180, 186, 234, 235, 265, 420, 425, 463, 474, 529  
 PV, 25, 35, 77, 368, 369, 370, 371, 489  
 PVI, 25, 35, 370, 489  
 PVRO, 25

## Q

Qualidade, 24, 35, 47, 51, 55, 56, 61, 64, 65, 66, 67, 75, 76, 88, 120, 134, 136, 137, 139, 140, 325, 333, 352, 354, 355, 357, 365, 366, 368, 369, 433, 436, 438, 439, 440, 441, 442, 446, 475, 489, 526, 527, 561, 562, 568

## R

Razão, 135, 192, 213, 531  
 RBSA, 25  
 RCM, 25, 70, 537, 556, 568, 569  
 $R_e$ , 566  
 Recusa, 32, 35, 54, 111, 122, 123, 125, 126, 127, 128, 130, 143, 145, 177, 182, 183, 188, 230, 264, 265, 266, 289, 419, 424, 425, 453, 467  
 Rede, 11, 23, 27, 30, 31, 33, 34, 36, 37, 39, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 59, 61, 62, 65, 66, 67, 69, 71, 72, 73, 76, 80, 81, 82, 84, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 119, 120, 121, 122, 128, 129, 130, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 153, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 182, 185, 189, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 204, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 222, 223, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 237, 238, 239, 241, 242, 243, 244, 246, 248, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 259, 261, 262, 263, 265, 266, 270,

271, 272, 273, 274, 275, 278, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 288, 289, 291, 292, 293, 298, 299, 302, 304, 305, 307, 308, 312, 314, 316, 317, 321, 325, 326, 329, 330, 331, 333, 335, 337, 338, 339, 340, 344, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 358, 364, 365, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 375, 377, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 386, 388, 389, 390, 394, 395, 396, 397, 401, 403, 404, 405, 408, 410, 412, 413, 416, 417, 423, 426, 427, 428, 430, 431, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 443, 444, 446, 448, 449, 450, 451, 455, 456, 459, 473, 474, 475, 476, 485, 486, 488, 497, 521, 556, 558, 564, 565, 566, 568

Reliability, 13, 24, 25, 63, 70, 143, 182, 537, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 568, 569, 570, 571

Reparo, 34, 37, 70, 115, 116, 117, 118, 119, 126, 127, 128, 129, 135, 138, 140, 438, 526, 536, 538, 539

Requisito, 47, 66, 67, 87, 90, 140, 186, 448, 531

Residual, 532

Restauração, 118, 532, 533, 536, 538

Restrição, 25, 87, 94, 108, 119, 129, 140, 199, 328

Retorno, 28, 81, 103, 104, 112, 115, 120, 124, 142, 535, 537

Risco, 1, 3, 11, 35, 36, 47, 52, 53, 54, 57, 59, 61, 66, 67, 68, 70, 72, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 84, 125, 131, 147, 168, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 180, 181, 182, 189, 321, 325, 326, 327, 329, 331, 333, 368, 376, 377, 378, 379, 384, 393, 394, 395, 405, 410, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 432, 433, 435, 446, 458, 459, 461, 462, 468, 469, 470, 471, 473, 474, 476, 477, 481, 487, 489, 497, 519, 557, 564, 566, 567, 568

## S

s(n), 94

SAIDI, 24, 25, 36, 62, 64, 325, 350, 351, 352, 354, 355, 490

SAIFI, 24, 25, 33, 36, 62, 64, 325, 337, 338, 339, 352, 355, 490

S<sub>c</sub>, 555

SCADA, 25, 63, 66, 330, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 454, 457, 458, 497, 556

S<sub>e</sub>, 77, 78, 109, 117, 136, 192, 198, 203, 213, 217, 230, 236, 274, 275, 285, 419, 451, 454, 475

Secundário, 531

Segurança, 11, 47, 65, 67, 69, 70, 73, 75, 79, 81, 125, 128, 143, 144, 145, 182, 447, 474, 526, 568

SEP, 25, 193, 199

Serviço, 47, 51, 52, 55, 56, 61, 64, 65, 66, 75, 76, 77, 78, 87, 88, 120, 182, 183, 215, 327, 350, 352, 354, 355, 357, 365, 366, 368, 369, 447, 525, 526, 532, 536, 539, 540

Símbolo, 59, 417

Simplificação, 121, 191, 246, 475

Simulação, 52, 54, 64, 69, 70, 71, 79, 82, 84, 90, 133, 174, 175, 191, 197, 198, 199, 212, 213, 217, 229, 244, 247, 248, 255, 259, 288, 321, 326, 328, 329, 330, 333, 343, 372, 374, 375, 378, 379, 382, 383, 391, 392, 395, 398, 399, 446, 471, 473, 474, 481, 491, 519, 520, 560, 564, 569

Simular, 82, 149, 229

Simultâneo, 103, 183, 188, 195, 198, 215, 217, 287, 288, 416, 467, 475

Sinal, 65, 105, 179, 180, 283, 368, 389, 461

Sistema, 1, 3, 11, 25, 27, 28, 32, 33, 34, 35, 36, 39, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 59, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 107, 109, 111, 112, 113, 114, 116, 119, 122, 123, 124, 125, 128, 129, 130, 131, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 159, 160, 161, 163, 165, 166, 167, 168, 169, 173, 174, 175, 176, 177, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 193, 194, 195, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 275, 276, 277, 280, 281, 282, 283, 285, 286, 288, 297, 298, 299, 300, 302, 304, 305, 307, 308, 309, 311, 313, 314, 316, 317, 319, 320, 321, 322, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 333, 335, 336, 337, 338, 339, 341, 342, 343, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 439, 441, 442, 443, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 457, 458, 459, 462, 463, 465, 466, 468, 469, 470, 471, 473, 474, 475, 476, 477, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 492, 493, 494, 496, 497, 519, 521, 522, 525, 526, 527, 529, 530, 531, 535, 536, 537, 539, 540, 555, 556, 558, 559, 561, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570

Sistemático, 54, 62, 63, 65, 98, 175, 326

SMORT, 25, 68, 563

Social, 47, 53, 54, 64, 66, 67, 68, 72, 88, 179, 183, 410, 473, 474, 557

Solar, 168

Solicitação, 143, 144, 145, 375

Solução, 66, 71, 88, 241, 253, 301, 302, 304, 311, 313, 320, 451

SPN, 25, 107, 109, 230

Subestação, 56, 66, 72, 73, 79, 83, 84, 181, 182, 183, 184, 185, 195, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 468, 469, 470, 471, 474

Substituição, 118, 532, 533, 536, 539

Sugestão, 57, 90, 473

SVC, 25

## T

t, 34, 35, 36, 92, 104, 106, 109, 142, 408, 414, 489

T, 36, 92, 93, 105, 107, 108, 109, 110, 151, 201, 219, 233, 234, 237, 264, 265, 269, 305, 314, 319, 330, 360, 361, 407, 412, 435, 456, 465, 466, 482, 491, 492, 493, 494, 521, 555, 556, 557, 559, 560, 564, 566, 567, 570, 571

Tarefa, 138, 139, 141, 532, 536, 538, 539

Taxa, 11, 28, 33, 36, 37, 62, 67, 81, 92, 93, 101, 102, 103, 104, 107, 108, 109, 118, 121, 127, 128, 134, 135, 136, 142, 144, 145, 150, 153, 189, 420, 423, 424, 440, 442, 443, 444, 445, 468, 470, 471, 490, 537, 540

Tempo, 11, 28, 29, 35, 36, 37, 39, 52, 56, 57, 59, 62, 66, 69, 70, 73, 75, 77, 78, 81, 91, 94, 96, 98, 99, 101, 102, 103, 104, 107, 109, 116, 117, 118, 121, 122, 125, 126, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 143, 144, 145, 149, 159, 160, 162, 163, 164, 165, 183, 213, 282, 283, 285, 291, 292, 327, 330, 331, 334, 340, 344, 345, 346, 347, 350, 351, 352, 354, 355, 356, 358, 360, 368, 380, 384, 388, 396, 400, 404, 405, 411, 427, 432, 437, 438, 446, 447, 448, 449, 451, 454, 456, 457, 458, 468, 473, 484, 489, 490, 491, 497, 519, 521, 527, 532, 536, 537, 539, 540, 560

Termografia, 539

Testar, 106, 139, 148

Teste, 69, 116, 126, 127, 128, 129, 532, 555, 560

$T_i$ , 36

TNT, 25

Topologia, 11, 29, 39, 52, 55, 57, 59, 67, 71, 72, 80, 84, 90, 101, 133, 173, 176, 177, 179, 180, 185, 189, 191, 194, 214, 215, 232, 246, 257, 263, 288, 293, 296, 297, 298, 321, 325, 326, 331, 333, 344, 428, 443, 447, 448, 459, 473, 474, 475, 477, 497, 521

TPM, 25, 440, 565

$T_r$ , 36

Transição, 28, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 134, 136, 150, 153, 192, 196, 200, 213, 230, 231, 273, 274, 275, 420, 468, 537, 539

Transitório, 63, 65, 72, 81, 88, 90, 182, 326, 329, 564

Transmissão, 24, 36, 54, 56, 63, 66, 67, 69, 72, 73, 75, 84, 89, 114, 116, 135, 137, 148, 149, 151, 156, 167, 173, 179, 180, 197, 198, 199, 217, 218, 245, 247, 259, 284, 288, 297, 299, 326, 327, 328, 347, 350, 354, 362, 364, 365, 366, 369, 371, 375, 378, 392, 398, 408, 425,

429, 430, 433, 438, 452, 459, 475, 476, 520, 556, 558, 559, 567, 568, 569

Transporte, 70, 113, 173, 476, 520

TSO, 25

## U

U, 37, 67, 241, 253, 490, 556, 563, 565, 569, 570

UCTE, 25, 67, 570

UFCG, 9, 11, 13, 25

Uniforme, 133

Usuário, 530, 531, 536, 540

Utilidade, 55, 57, 65, 69, 72, 78, 90, 195, 350, 379, 395

## V

V, 37, 110, 555, 556, 558, 559, 560, 562, 563, 564, 568, 569, 570

Valor, 138, 139, 141

Varição, 25, 53, 54, 55, 101, 168, 175, 288, 294, 326, 420, 423, 424, 442, 444, 470, 471, 473, 475

Vida, 47, 61, 69, 70, 87, 88, 469, 540, 560

$v_r(t)$ , 159, 169

Vulnerabilidade, 33, 36, 37, 72, 116, 133, 144, 145, 146, 147, 155, 157, 158, 159, 168, 177, 182, 191, 205, 250, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 283, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 294, 298, 299, 319, 320, 321, 322, 330, 331, 366, 369, 418, 426, 428, 456, 482, 490, 492, 493, 494, 496, 497, 521, 540

## W

WAMPS, 25, 199

## X

XML, 25, 331