

JONES DE QUEIROZ DUARTE

**APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DE DIFERENÇAS NOS  
DADOS DE ENTRADA DE ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre, Área de concentração: Aplicações (Computação em Potência).

Orientadores: Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.  
Prof. Julio César Stacchini de Souza, D.Sc.

Niterói, RJ – Brasil  
2007

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

D812 Duarte, Jones de Queiroz.

Aplicativo Computacional para Avaliação de Diferenças nos  
Dados de Entrada de Estudos de Fluxo de Potência / Jones de  
Queiroz Duarte. – Niterói, RJ : [s.n.], 2007.  
133 f.

Orientadores: Marcus Theodor Schilling, Julio César Stacchini de  
Souza.

Dissertação (Mestrado em Computação) - Universidade Federal  
Fluminense, 2007.

1. Sistemas de potência. 2. Fluxo de potência. I. Título.

CDD 621.3191


JONES DE QUEIROZ DUARTE

**APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DE DIFERENÇAS NOS  
DADOS DE ENTRADA DE ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Computação, Área de concentração: Aplicações (Computação em Potência).


Aprovada em 13 de novembro de 2007.

BANCA EXAMINADORA




---

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc. – Orientador  
Universidade Federal Fluminense



---

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc.  
Universidade Federal Fluminense



---

Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza, Ph. D.  
Universidade Federal de Itajubá

## **AGRADECIMENTOS**

Aos professores Marcus Theodor Schilling e Julio César Stacchini de Souza, pela orientação, apoio científico, constante interesse pelo trabalho realizado, amizade, confiança, estímulo e tempo a mim dedicados.

Aos engenheiros Luiz Carlos Menezes Direito (Light) e Wilson Cleber de Oliveira (Light), pelo incentivo, apoio e colaboração, indispensáveis para a realização desta Dissertação.

Ao engenheiro Waschington Fernandes Alves (Eletrobrás), pela troca de informações sobre aspectos práticos relativos ao tema do presente trabalho.

Aos meus amigos e familiares, pelo apoio, paciência e incentivo durante toda a realização do Mestrado.

Ao CNPq, Capes e a FAPERJ/Pronex, que apoiaram parcialmente a elaboração desta Dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada ao Instituto de Computação da Universidade Federal Fluminense – UFF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Ciências (M. Sc.).

## **APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DE DIFERENÇAS NOS DADOS DE ENTRADA DE ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA**

Jones de Queiroz Duarte

Novembro, 2007

Orientadores:

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

Prof. Julio César Stacchini de Souza, D. Sc.

O estudo de fluxo de potência, também conhecido como fluxo de carga, é um dos mais importantes na análise de sistemas de potência. De fato, sua correta implementação serve como base para a garantia da qualidade, confiabilidade, sustentabilidade e da segurança operacional dos sistemas elétricos de potência. Contudo, nem sempre seus resultados podem ser considerados como válidos, em consequência das várias fontes de imprecisões as quais os métodos de cálculo de fluxo estão sujeitos. Neste contexto, levar em consideração a existência destas fontes no problema de fluxo de potência assume vital importância, dado que, com a ciência das incertezas e aproximações envolvidas, pode ser avaliado o grau de adequação das análises de fluxo.

Uma das principais origens dos desvios que podem influenciar negativamente as análises de fluxo está na implementação de métodos simplificados para a resolução do problema. Porém, antes mesmo de realizada a análise de fluxo, o estudo pode estar comprometido em virtude de distorções nos dados que compõem o sistema de potência. Tais discrepâncias podem ter origem na topologia, nos parâmetros ou em ajustes operacionais da rede.

Nesta Dissertação são estudadas formas de identificação de discrepâncias provenientes de dados de entrada de programas de fluxo de potência. É estabelecida também a análise das imprecisões impostas pela utilização do método aproximado conhecido como modelo CC no cálculo de fluxo. Para este método, utilizado principalmente quando o baixo requisito computacional e a velocidade de resolução são variáveis essenciais, é avaliada a sua adequação para o cálculo de fluxo de potência ativa do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN).

**Palavras-chave:** *Análise de sistemas de potência, origens de discrepâncias, fluxo de potência, modelo CC.*

Summary of the Dissertation presented to the Institute of Computation of the Fluminense Federal University – UFF to fulfill the necessary requirements to obtain the Degree of Master in Sciences (M. Sc.).

## **PROGRAM FOR EVALUATION OF DIFFERENCES IN INPUT DATA OF LOAD FLOW STUDIES**

Jones de Queiroz Duarte

November, 2007

Advisors:

Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

Prof. Julio César Stacchini de Souza, D. Sc.

Power flow study, also known as load flow, is one of the most important in the power system analysis. In fact, its correct implementation serves as a base for the guarantee of quality, reliability, sustainability and operational security of electric power systems. However, its results may not always be regarded as valid, as a result of various sources of inaccuracies which the power flow methods are subject. In this context, taking into account the existence of these sources on the power flow problem takes on vital importance since, with the knowledge of the uncertainties and approximations involved, can be assessed the degree of adequacy of the power flow analysis.

One of the main causes of the deviations that can negatively influence the power flow analysis is in the use of simplified methods for the problem resolution. But even before performed the analysis of flow, the study may be at risk because of distortions in the data that make up the power system. Such discrepancies may originate in the topology, in the parameters or in the operational adjustments of the network.

In this Dissertation are reviewed ways of identifying discrepancies from data entry of power flow programs. It also established the analysis of the inaccuracies imposed in the flow calculation by the use of the approximate method known as DC Power Flow. For this method, used mainly when the low computational requirement and the speed of resolution are key variables, it is assessed its suitability for the active power flow analysis of the Brazilian National Interconnected System (SIN).

**Key-words:**     *Power system analysis, origins of discrepancies, power flow, DC power flow.*

## ÍNDICE

<b><i>I. INTRODUÇÃO</i></b>	<b><i>1</i></b>
I.1. Considerações Preliminares	1
I.2. Motivação	2
I.3. Objetivo da Dissertação	3
I.4. Estrutura da Dissertação	3
I.5. Principais Contribuições	4
<b><i>II. IMPRECISÕES NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA</i></b>	<b><i>5</i></b>
II.1. Introdução	5
II.2. Discrepâncias de Origem Topológica	7
II.3. Discrepâncias de Origem Paramétrica	12
II.4. Discrepâncias Oriundas de Ajustes Operacionais	14
II.5. Discrepâncias Provenientes de Diferentes Métodos de Análise	15
II.6. Sumário	16
<b><i>III. APLICATIVO COMPUTACIONAL COMPARADOR DE DISCREPÂNCIAS</i></b>	<b><i>17</i></b>
III.1. Introdução	17
III.2. O Programa Comparador	18
III.2.1. Estratégia de Comparação	19
III.2.2. Funcionalidades e Resultados	23
III.2.2.1. Dados de Barra CA	24
III.2.2.2. Dados de Circuito CA	29
III.2.2.3. Dados de Geração	34
III.2.2.4. Dados de Transformação	36
III.2.2.5. Dados de Carregamento	38
III.2.2.6. Dados de Shunt de Circuito	39
III.2.2.7. Dados de Shunt de Barra	40
III.2.2.8. Dados de Intercâmbio de Potência Ativa Entre Áreas	41
III.2.2.9. Dados de Controle Remoto de Tensão	42
III.2.2.10. Dados de Grupo Base de Tensão	43
III.2.2.11. Dados de Grupo Limite de Tensão	44
III.3. Sumário	46
<b><i>IV. DISCREPÂNCIAS ORIUNDAS DE ALGORITMOS DISTINTOS</i></b>	<b><i>47</i></b>
IV.1. Introdução	47
IV.2. Análises Experimentais do Modelo CC	48
IV.2.1. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 765 kV	51
IV.2.2. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 525 kV	52
IV.2.3. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 440 kV	54
IV.2.4. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 345 kV	55
IV.3. Efeito da Proximidade Elétrica da Barra de Referência no Modelo CC	56
IV.4. Emprego do Modelo CC para Análise do Sistema Interligado Nacional Brasileiro	63

IV.4.1. Informações Topológicas e Paramétricas do SIN	64
IV.4.2. Abertura Angular das Linhas do SIN	65
IV.4.3. Influência da Proximidade com a Barra de Referência na Precisão do Modelo CC	66
IV.4.4. Fluxos Calculados pelo Modelo CC com Sentidos Conflitantes no SIN	74
IV.4.5. Análise do Grau de Precisão do Modelo CC Quando Aplicado ao SIN	76
IV.4.5.1. Análise do SIN – Carga Leve Através do Modelo CC Sem Perdas	76
IV.4.5.2. Análise do SIN – Carga Leve Através do Modelo CC Com Perdas	79
IV.4.5.3. Análise do SIN – Carga Média Através do Modelo CC Sem Perdas	82
IV.4.5.4. Análise do SIN – Carga Média Através do Modelo CC Com Perdas	84
IV.4.5.5. Análise do SIN – Carga Pesada Através do Modelo CC Sem Perdas	86
IV.4.5.6. Análise do SIN – Carga Pesada Através do Modelo CC Com Perdas	88
IV.5. Sumário	90
<b>V. CONCLUSÕES E COMPLEMENTAÇÕES FUTURAS</b>	<b>92</b>
V.1. Conclusões	92
V.2. Trabalhos Futuros	93
<b>APÊNDICE A. ASPECTOS BÁSICOS DA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA</b>	<b>94</b>
A.1. Introdução	94
A.2. Formulações Básicas	94
A.3. Método de Newton	96
A.3.1. Resolução de Sistemas Algébricos pelo Método de Newton	96
A.3.2. Fluxo de Potência pelo Método de Newton	101
A.4. Fluxo de Potência Linearizado	109
A.4.1. O Modelo CC Com Perdas	113
<b>APÊNDICE B. PROGRAMA COMPARADOR DE DISCREPÂNCIAS</b>	<b>116</b>
B.1. Aspectos Básicos	116
B.2. Estratégia de Leitura e Manipulação dos Dados	117
B.3. Funcionalidades e Interface do Programa Comparador	121
B.4. Instruções de Uso	123
B.4.1. Instalador do Programa Comparador	123
B.4.2. Abertura dos Arquivos e Implementação das Comparações	125
<b>APÊNDICE C. DADOS DOS SISTEMAS – TESTE</b>	<b>126</b>
C.1. Sistema de 9 Barras (STB-9)	126
C.2. Sistema de 15 Barras (STB-16 modificado)	127
C.3. Sistema de 16 Barras (STB-16)	128
C.4. Sistema de 24 Barras (IEEE-24)	129
C.5. Sistema de 33 Barras (STB-33)	130
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>132</b>



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura II.1</b>	– Etapas do Processo de Cálculo de Fluxo de Potência	7
<b>Figura II.2</b>	– Sistemas com Diferentes Topologias	7
<b>Figura II.3</b>	– Sistema A	8
<b>Figura II.4</b>	– Sistema B	8
<b>Figura II.5</b>	– Sistema C	8
<b>Figura II.6</b>	– Grafo Conexo Orientado do Sistema A	8
<b>Figura II.7</b>	– Grafo Conexo Orientado do Sistema B	9
<b>Figura II.8</b>	– Grafo Conexo Orientado do Sistema C	9
<b>Figura II.9</b>	– Matriz de Incidência de Ramos em Relação a Barras do Sistema A	10
<b>Figura II.10</b>	– Matriz de Incidência de Ramos em Relação a Barras do Sistema B	10
<b>Figura II.11</b>	– Matriz de Incidência de Ramos em Relação a Barras do Sistema C	10
<b>Figura II.12</b>	– Sistemas C e D com Respetivas Matrizes de Incidência	11
<b>Figura II.13</b>	– Superposição das Matrizes de Incidência	12
<b>Figura II.14</b>	– Sistema A com Grafo Correspondente	13
<b>Figura II.15</b>	– Sistema E	14
<b>Figura III.1</b>	– Área de Atuação do Comparador	18
<b>Figura III.2</b>	– Armazenamento das Informações de Congruência das Barras	21
<b>Figura III.3</b>	– Planilhas dos Dados de Barra CA	24
<b>Figura III.4</b>	– Planilha “nomes dif.”	26
<b>Figura III.5</b>	– Planilha “dados dif.”	26
<b>Figura III.6</b>	– Planilhas dos Dados de Circuito CA	29
<b>Figura III.7</b>	– Planilha “nomes dif.” dos Dados de Circuito CA	32
<b>Figura III.8</b>	– Planilha “dados dif.” dos Dados de Circuito CA	32
<b>Figura IV.1</b>	– Sistema Original de 24 Barras (IEEE 24)	49
<b>Figura IV.2</b>	– Sistema Original de 16 Barras (STB – 16)	49
<b>Figura IV.3</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (765 kV)	51
<b>Figura IV.4</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (765 kV)	52
<b>Figura IV.5</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (525 kV)	53
<b>Figura IV.6</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (525 kV)	53
<b>Figura IV.7</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (440 kV)	54
<b>Figura IV.8</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (440 kV)	54
<b>Figura IV.9</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (345 kV)	55
<b>Figura IV.10</b>	– Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (345 kV)	55
<b>Figura IV.11</b>	– Sistema de 9 Barras (STB – 9)	57
<b>Figura IV.12</b>	– Sistema de 9 Barras – Classificação dos Níveis de Interligação	57
<b>Figura IV.13</b>	– Erro Médio Percentual do Fluxo de P nos Distintos Níveis de Interligação	58
<b>Figura IV.14</b>	– Erro Médio do Fluxo de P (MW) nos Distintos Níveis de Interligação	58
<b>Figura IV.15</b>	– Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (Sistema de 16 Barras)	59
<b>Figura IV.16</b>	– Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (Sistema de 16 Barras)	60

<b>Figura IV.17</b> – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (Sistema de 24 Barras)	61
<b>Figura IV.18</b> – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (Sistema de 24 Barras)	61
<b>Figura IV.19</b> – Sistema de 33 Barras (STB – 33)	62
<b>Figura IV.20</b> – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (Sistema de 33 Barras)	62
<b>Figura IV.21</b> – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (Sistema de 33 Barras)	63
<b>Figura IV.22</b> – Número de Linhas por Intervalos de Abertura Angular do SIN – Carga Pesada	66
<b>Figura IV.23</b> – Número de Circuitos por Níveis de Interligação no SIN de julho de 2008	67
<b>Figura IV.24</b> – Segundo e Terceiro Níveis de Interligação do SIN – Carga Pesada	67
<b>Figura IV.25</b> – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada)	68
<b>Figura IV.26</b> – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada)	69
<b>Figura IV.27</b> – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada)	69
<b>Figura IV.28</b> – Segundo e Terceiro Níveis de Interligação do SIN – Carga Pesada – Fluxos Calculados pelo Modelo CC com Perdas	70
<b>Figura IV.29</b> – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC com Perdas	70
<b>Figura IV.30</b> – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas	71
<b>Figura IV.31</b> – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas	71
<b>Figura IV.32</b> – Erro Médio Percentual no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Sem Perdas)	72
<b>Figura IV.33</b> – Erro Médio Percentual no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Com Perdas)	72
<b>Figura IV.34</b> – Erro Médio (MW) no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Sem Perdas)	73
<b>Figura IV.35</b> – Erro Médio (MW) no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Com Perdas)	73
<b>Figura IV.36</b> – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Média e Leve) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Sem Perdas	74
<b>Figura IV.37</b> – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Média e Leve) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas	74
<b>Figura IV.38</b> – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Leve – Modelo CC Sem Perdas Versus Método de Newton	76
<b>Figura IV.39</b> – Ocorrência de Erros Maiores que 10 % por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Sem Perdas	77
<b>Figura IV.40</b> – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Leve Submetidos ao Modelo CC Sem Perdas	78
<b>Figura IV.41</b> – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Leve Submetidos ao Modelo CC Sem Perdas	78
<b>Figura IV.42</b> – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Leve – Modelo CC Com Perdas Versus Método de Newton	80
<b>Figura IV.43</b> – Ocorrências de Erros Maiores que 10 % por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Com Perdas	80
<b>Figura IV.44</b> – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Leve Submetidos ao Modelo CC Com Perdas	81

<b>Figura IV.45</b> – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Leve Submetidos ao Modelo CC Com Perdas	81
<b>Figura IV.46</b> – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Média – Modelo CC Sem Perdas Versus Método de Newton	82
<b>Figura IV.47</b> – Ocorrências de Erros Maiores que 10 % por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Média Submetido ao Modelo CC Sem Perdas	83
<b>Figura IV.48</b> – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Média Submetidos ao Modelo CC Sem Perdas	83
<b>Figura IV.49</b> – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Média Submetidos ao Modelo CC Sem Perdas	84
<b>Figura IV.50</b> – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Média – Modelo CC Com Perdas Versus Método de Newton	84
<b>Figura IV.51</b> – Ocorrências de Erros Maiores que 10 % por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Média Submetido ao Modelo CC Com Perdas	85
<b>Figura IV.52</b> – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Média Submetidos ao Modelo CC Com Perdas	85
<b>Figura IV.53</b> – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Média Submetidos ao Modelo CC Com Perdas	86
<b>Figura IV.54</b> – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Pesada – Modelo CC Sem Perdas Versus Método de Newton	86
<b>Figura IV.55</b> – Ocorrências de Erros Maiores que 10 % por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Sem Perdas	87
<b>Figura IV.56</b> – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Pesada Submetidos ao Modelo CC Sem Perdas	87
<b>Figura IV.57</b> – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Pesada Submetidos ao Modelo CC Sem Perdas	88
<b>Figura IV.58</b> – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Pesada – Modelo CC Com Perdas Versus Método de Newton	88
<b>Figura IV.59</b> – Ocorrências de Erros Maiores que 10 % por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Com Perdas	89
<b>Figura IV.60</b> – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Pesada Submetidos ao Modelo CC Com Perdas	89
<b>Figura IV.61</b> – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN com Carga Pesada Submetidos ao Modelo CC Com Perdas	90
 <b>Figura A.1</b> – Representação Gráfica do Método de Newton	 97
<b>Figura A.2</b> – Dimensão da Matriz Jacobiana	107
 <b>Figura B.1</b> – Fluxo de Informações VB – Fortran (Visão Simplificada)	 116
<b>Figura B.2</b> – Interface do Programa Comparador	121
<b>Figura B.3</b> – Barra de Ícones e Respectivas Funções	122
<b>Figura B.4</b> – Menus do Programa	122
<b>Figura B.5</b> – Indicador de Discrepâncias	123
<b>Figura B.6</b> – Instalador do Programa – Tela de Apresentação	124
<b>Figura B.7</b> – Tela de Definição do Diretório e Início de Instalação	124

## LISTA DE TABELAS

Tabela II.1 – Variação do Ponto de Operação	14
Tabela II.2 – Dados de Barra do Sistema E	15
Tabela II.3 – Resultados da Análise de Fluxo de Potência	15
Tabela III.1 – Ordenação dos Dados de Barra	19
Tabela III.2 – Comparação dos Dados de Barra	21
Tabela III.3 – Dados de Circuito CA Antes e Após a Ordenação	22
Tabela III.4 – Etapas de Ordenação dos Dados de Circuito	23
Tabela III.5 – Barras dos Arquivos 1 e 2 que Possuem Mesmo Número Mas Nomes Distintos	27
Tabela III.6 – Barras que Pertencem Somente ao Arquivo 1	27
Tabela III.7 – Barras que Pertencem Somente ao Arquivo 2	27
Tabela III.8 – Dados de Barra Iguais nos Dois Arquivos	28
Tabela III.9 – Diferenças Entre Dados de Barra das Barras Existentes em Ambos Arquivos	28
Tabela III.10– Circuitos que Possuem Dados Iguais nos Sistemas de 16 e 15 Barras	33
Tabela III.11– Diferenças Entre os Dados das Linhas Comuns aos Sistemas de 16 e 15 Barras	33
Tabela III.12– Circuitos Exclusivos do Sistema de 16 Barras	34
Tabela III.13– Circuitos Exclusivos do Sistema de 15 Barras	34
Tabela III.14– Dados de Geração do Sistema de 16 Barras	35
Tabela III.15– Dados de Geração do Sistema de 15 Barras	35
Tabela III.16– Dados de Geração Comuns aos Dois Sistemas	35
Tabela III.17– Dados de Geração Exclusivos do Sistema de 15 Barras, Apesar de as Barras Serem Comuns a Ambos os Arquivos	35
Tabela III.18– Dados de Geração das Barras Exclusivas do Sistema de 16 Barras	36
Tabela III.19– Dados de Transformação do Sistema de 16 Barras	37
Tabela III.20– Dados de Transformação do Sistema de 15 Barras	37
Tabela III.21– Informações de Transformadores com Dados Iguais nos Dois Arquivos	37
Tabela III.22– Discrepâncias Entre Dados de Trafo de Circuitos Existentes em Ambos Arquivos	37
Tabela III.23– Dados de Transformação dos Circuitos Exclusivos do Sistema de 16 Barras	37
Tabela III.24– Dados de Carga Iguais nos Sistemas de 16 e 15 Barras	38
Tabela III.25– Diferenças Entre os Dados de Carga das Barras Existentes em Ambos Arquivos	38
Tabela III.26– Dados de Carga das Barras Exclusivas do Arquivo 1	38
Tabela III.27– Dados de Carga das Barras Exclusivas do Arquivo 2	39
Tabela III.28– Shunts de Circuito do Sistema de 15 Barras	39
Tabela III.29– Dados de Shunt de Barra do Arquivo nº 1	40
Tabela III.30– Dados de Shunt de Barra do Arquivo nº 2	40
Tabela III.31– Dados de Shunt de Barra Comuns aos Sistemas de 16 e 15 Barras	41
Tabela III.32– Diferenças Existentes Entre os Dados de Shunt de Barra das Barras Existentes em Ambos os Arquivos	41
Tabela III.33– Dados de Shunt de Barra das Barras Exclusivas do Arquivo nº 1	41
Tabela III.34– Dados de Shunt de Barra das Barras Exclusivas do Arquivo nº 2	41
Tabela III.35– Dados de Área (Sistemas de 16 e 15 Barras)	42

Tabela III.36– Dados de Controle Remoto de Tensão do Arquivo nº 2	42
Tabela III.37– Diferenças nos Dados de Controle Remoto de Tensão das Barras Existentes em Ambos os Arquivos	43
Tabela III.38– Grupos Base de Tensão com Dados Iguais nos Arquivos 1 e 2	43
Tabela III.39– Diferenças Existentes Entre os Grupos Base de Tensão dos Arquivos 1 e 2	43
Tabela III.40– Quantidade de Barras em Cada Grupo Base de Tensão	44
Tabela III.41– Barras que Possuem Diferentes Grupos Base de Tensão	44
Tabela III.42– Grupos Limite de Tensão com Dados Iguais nos Arquivos 1 e 2	45
Tabela III.43– Diferenças Existentes Entre os Grupos Limite de Tensão dos Arquivos 1 e 2	45
Tabela III.44– Quantidade de Barras em Cada Grupo Limite de Tensão	45
Tabela III.45– Barras que Possuem Grupos Limite de Tensão Com Diferenças	45
Tabela IV.1 – Níveis de Interligação do Sistema de 16 Barras	59
Tabela IV.2 – Níveis de Interligação do Sistema de 24 Barras	60
Tabela IV.3 – Informações Topológicas do SIN	64
Tabela IV.4 – Resistências e Reatâncias das Linhas do SIN de Julho de 2008	65
Tabela IV.5 – Identificação dos Fluxos Opostos de P no SIN	75
Tabela IV.6 – Circuitos com Erros de Fluxo Acima de 100 % na Faixa de 20 a 100 MW	79
Tabela IV.7 – Circuitos com Erros de P Acima de 100 % na Faixa de 20 a 100 MW	82
Tabela B.1 – Dados de Barra CA (Código de Execução DBAR)	117
Tabela B.2 – Dados de Linha (Código de Execução DLIN)	119
Tabela B.3 – Dados de Área (Código de Execução DARE)	120
Tabela B.4 – Dados de Grupos de Base de Tensão (Código de Execução DGBT)	120
Tabela B.5 – Dados de Grupos de Limite de Tensão (Código de Execução DGLT)	120
Tabela B.6 – Dados de Dispositivo Shunt de Circuito CA (Código de Execução DSHL)	120

# *Capítulo I*

## **I. INTRODUÇÃO**

### **I. 1. Considerações Preliminares**

O conhecimento das condições operacionais de um sistema elétrico de potência é fundamental para que se possa exercer seu controle e planejamento adequados. Tais informações são invariavelmente obtidas a partir da implementação computacional dos métodos de análise de fluxo de potência. Porém, este tipo de estudo pode ter sua precisão alterada pela influência de diversos fatores, tais como o método de cálculo escolhido, as formas de modelagens dos elementos da rede, o grau de precisão dos dados que descrevem tais elementos, dentre outros. Dado o intrínseco grau de importância das análises de fluxo de potência, o conhecimento adequado das fontes de imprecisões e seus efeitos no processo de cálculo torna-se fundamental para o funcionamento adequado dos sistemas elétricos de potência.

O desconhecimento do nível de imprecisão a qual uma análise de fluxo está sujeita pode ser muito mais danoso que o próprio erro envolvido no processo de cálculo, podendo chegar a invalidar o estudo. Neste contexto, não somente a ciência das fontes de imprecisões e de suas consequências é importante, mas também o amplo conhecimento do grau de exatidão demandado pela atividade fim a que se destina o cálculo de fluxo de potência. Este princípio, quando bem aplicado, garante maior eficácia na aplicação dos recursos disponíveis para a elaboração dos estudos necessários.

Uma das principais fontes de imprecisões está relacionada à exatidão do modelo de cálculo de fluxo de potência a ser empregado. Entretanto, dado o amplo avanço da informática, com o desenvolvimento de equipamentos cada vez mais eficazes para o processamento de dados, torna-se cada vez mais corriqueira a utilização de métodos para a análise de fluxo mais precisos

e confiáveis, ainda que demandem por maior capacidade computacional. Esta tendência, ainda que dominante, pode não ser observada em determinadas situações, principalmente naquelas em que se necessita de grande velocidade computacional para a execução de um elevado número de simulações de fluxo de potência em um período de tempo muito exíguo, como em simulações em tempo real de operação do sistema.

Antes mesmo do processo de análise de fluxo propriamente dito, com seus diferentes níveis de imprecisões implícitos, há o risco de contaminação dos dados de entrada com desvios que indubitavelmente resultarão em erros indesejáveis. Esta contaminação pode ter origem no preenchimento de forma inadequada dos dados de entrada, ou na utilização equivocada de um arquivo de dados não correspondente ao que se pretendia simular.

## **I. 2. Motivação**

É sabido que o cotejo de resultados oriundos de experimentos é o cerne de vários processos de investigação científica, incluindo os associados à análise de sistemas elétricos de potência.

Enquanto a comparação de *grandezas escalares* é uma operação usualmente trivial, o mesmo não se dá quando a comparação desejada envolve grandezas de natureza *vetorial*. No primeiro caso, a simples diferença de magnitudes define uma métrica natural, útil para comparação de resultados, cuja diagnose pode resumir-se a qualificativos do tipo “*maior*”, “*menor*” ou “*igual*”.

No caso da comparação de grandezas vetoriais, diferentes tipos de métricas podem ser propostas, dependentes dos objetivos visados. O problema se torna ainda mais abrangente quando os componentes do vetor contêm grandezas de naturezas diversas, tais como magnitudes de tensões, ângulos de tensões, fluxos em ramos, perdas, injeções, etc. Tipicamente, a comparação de resultados advindos de soluções de processamentos distintos de aplicativos computacionais, enquadra-se nesta categoria de cotejo.

Em particular, a comparação de resultados de cálculos de fluxos de potência em redes elétricas é um problema que bem exemplifica a comparação de grandezas vetoriais. Em sistemas reais, de grande porte, este problema assume grande relevância porque não é simples identificar as origens das discrepâncias entre os resultados.

Tais discrepâncias podem originar-se tanto de pequenas diferenças topológicas, quanto de desigualdades entre parâmetros de elementos da rede, ajustes de controles e até mesmo de diferenças de metodologias de solução, modelagem, precisão ou tolerâncias. Como os sistemas

são normalmente de grandes dimensões, é difícil determinar, por simples inspeção visual, se há diferenças, se as magnitudes ou as naturezas das mesmas são significativas e quais as origens destas diferenças. Em resumo, não é trivial verificar se dois resultados de soluções do problema de fluxo de potência podem ser considerados “iguais” ou mesmo “compatíveis”. Nesse contexto, caracteriza-se como de grande utilidade prática, o desenvolvimento de um aplicativo computacional capaz de identificar algumas possíveis fontes geradoras de incongruências entre resultados de fluxos de potência.

Por outro lado, o desenvolvimento de métricas que avaliem as “distâncias” entre soluções também constitui um importante passo auxiliar para o futuro desenvolvimento de metodologia automática e otimizante de ajuste de ponto de operação, em condições pré-distúrbio, essencial para a reprodução dinâmica da evolução pós-distúrbio do sistema [1].

Os dois aspectos supracitados justificam o desenvolvimento da presente Dissertação.

### **I. 3. Objetivo da Dissertação**

A presente Dissertação tem como objetivo efetuar a discussão sobre algumas das fontes de imprecisões as quais os métodos de cálculo de fluxo de potência estão sujeitos. Com este intuito, serão analisadas de forma criteriosa as discrepâncias de origens topológicas, paramétricas e de ponto de operação de arquivos de dados de entrada de problemas de fluxo de potência. Também será alvo de discussão e análise nesta Dissertação o grau de imprecisão intrínseco ao modelo linearizado (também conhecido como modelo CC), com e sem a consideração das perdas em sua metodologia de cálculo. Outro objetivo precípua do presente trabalho consiste na avaliação da adequação do modelo CC para o cálculo de fluxo de potência do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN).

### **I. 4. Estrutura da Dissertação**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos e é complementado por três anexos. Neste primeiro capítulo é introduzido o tema e a estrutura geral da Dissertação.

O Capítulo II aborda as origens das imprecisões no cálculo de fluxo de potência relacionadas, principalmente, às discrepâncias de origens topológicas, paramétricas e de ajustes operacionais.

O Capítulo III exhibe as estratégias computacionais para análise das informações topológicas, paramétricas e operacionais de arquivos de entrada de dados de programas para o



cálculo de fluxo de potência. Estas estratégias são ilustradas a partir da apresentação de um aplicativo computacional desenvolvido especialmente para este tipo de análise.

O Capítulo IV faz um estudo das discrepâncias oriundas da escolha do método de análise de fluxo de potência. Este capítulo está focado na utilização do modelo CC (com e sem perdas) quando comparado ao método de Newton.

No Capítulo V são apresentadas as conclusões e sugestões para futuros trabalhos.

O Apêndice A apresenta a formulação básica do fluxo de potência não linear, com a abordagem dos preceitos básicos relacionados ao método de Newton. Este apêndice também inclui os aspectos teóricos do modelo CC, destacando, dentre outros pontos, as simplificações consideradas na formulação do problema de fluxo de potência (linearização das equações de fluxo).

O Apêndice B exhibe aspectos relacionados aos dados de entrada e interface gráfica do aplicativo computacional desenvolvido para a análise das discrepâncias oriundas das informações topológicas, paramétricas e de ponto de operação de sistemas de fluxo de potência.

O Apêndice C contém os dados de entrada para a análise de fluxo de potência de alguns dos sistemas utilizados na presente Dissertação.

## **I. 5. Principais Contribuições**

O presente trabalho traz como uma de suas contribuições o desenvolvimento de uma metodologia capaz de auxiliar na tarefa de análise das informações topológicas, paramétricas e de ponto de operação constituintes dos dados de entrada de programas de análise de fluxo de potência. Outra contribuição deste trabalho consiste na comprovação da aplicabilidade (com algumas restrições devido a seu grau de imprecisão) do modelo CC ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro. Através da discussão dos resultados apresentados no presente estudo e de suas implicações, são fornecidos subsídios que permitem um melhor entendimento das limitações intrínsecas ao modelo linearizado.

# Capítulo II

## II. IMPRECISÕES NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA

### II. 1. Introdução

Para a implementação do planejamento e operação de um sistema elétrico, a análise de fluxo de carga (ou fluxo de potência) constitui-se em uma ferramenta computacional de importância capital. Através do cálculo de fluxo de potência podem ser determinadas as tensões nas barras do sistema e as distribuições de fluxo na rede, além das demais grandezas correlatas, a partir da representação adequada do sistema [2].

Os dados que representam um sistema podem ser divididos em três partes distintas: *topológica*, *paramétrica* e de *ponto de operação*. As informações paramétricas de uma rede estão relacionadas diretamente às impedâncias das linhas de transmissão e dos transformadores do sistema. Os dados topológicos (ramos e nós) de uma rede indicam como ela está interconectada, ou seja, definem a configuração do sistema. Já as informações de ponto de operação do sistema estão relacionadas ao nível de geração, ao valor de carregamento, às relações de transformação, tensões nas barras e intercâmbio entre áreas [3].

As informações topológicas, paramétricas e de ponto de operação são capazes de descrever completamente o sistema de potência para um determinado cenário. Estes dados, pertinentes a um caso inicial (sistema inicial), podem ser manipulados a fim de simular diversos cenários em estudos de planejamento e operação. As modificações praticadas nos dados do sistema inicial para representar situações hipotéticas ou reais, implicam no surgimento de um ou mais casos subsequentes, oriundos do caso inicial.

A possibilidade e a necessidade de geração de diversos cenários ou casos para um sistema de potência demandam um rigoroso gerenciamento dessas informações. Para tanto, os diferentes

casos devem ser identificados e armazenados em classes e/ou grupos, segundo um método de classificação adequado para o tipo de estudo, de modo a facilitar o estabelecimento da distinção entre eles. Porém, nem sempre essa operação é realizada de maneira adequada, seja pelo elevado volume de modificações em cada caso ou pelo grande número de casos gerados, ou ainda pela falta de critério no armazenamento de tais informações. A dificuldade na identificação dos casos para estabelecimento das análises de fluxo de potência leva invariavelmente a um grande dispêndio de tempo tentando-se organizá-los ou, o que é ainda muito pior, resulta na realização de análises que conduzem a conclusões equivocadas. Estas análises de fluxo têm, portanto, a origem de suas inconsistências nas informações topológicas, paramétricas e/ou de ponto de operação discrepantes.

A análise de fluxo de potência também pode ser afetada pelo método de análise em si. Métodos como o de Newton – Raphson, desacoplado rápido e dinâmica sintética [4] levam invariavelmente a resultados muito mais precisos que o modelo CC, por exemplo. Entretanto, métodos aproximados, como o modelo CC, são amplamente utilizados para a análise de fluxo, principalmente em virtude do tempo de processamento e requisito computacional menores, como no controle em tempo real e na otimização de sistemas. Estes métodos aproximados introduzem erros na análise decorrentes das simplificações adotadas em suas formulações.

A Figura II.1 apresenta esquematicamente as três etapas principais que compõem o processo de cálculo de fluxo de potência. Como pode ser observado, a primeira etapa consiste na definição do sistema a partir dos dados topológicos, paramétricos e de ponto de operação. A segunda etapa consiste no processo de cálculo de fluxo propriamente dito. Esta fase é definida pelo método de cálculo de fluxo de potência escolhido, bem como os controles e opções de modelagem adotados. A terceira e última etapa corresponde a definição dos resultados (fluxo de potência e corrente nos circuitos, módulo e ângulo das tensões nas barras, perdas nos circuitos, etc) a partir do processo computacional. As duas primeiras etapas influenciam diretamente nos resultados obtidos. De fato, qualquer alteração no sistema (dados de entrada), ou no método de cálculo (algoritmo de resolução) ou na modelagem e controles adotados implica em alterações na saída do problema.

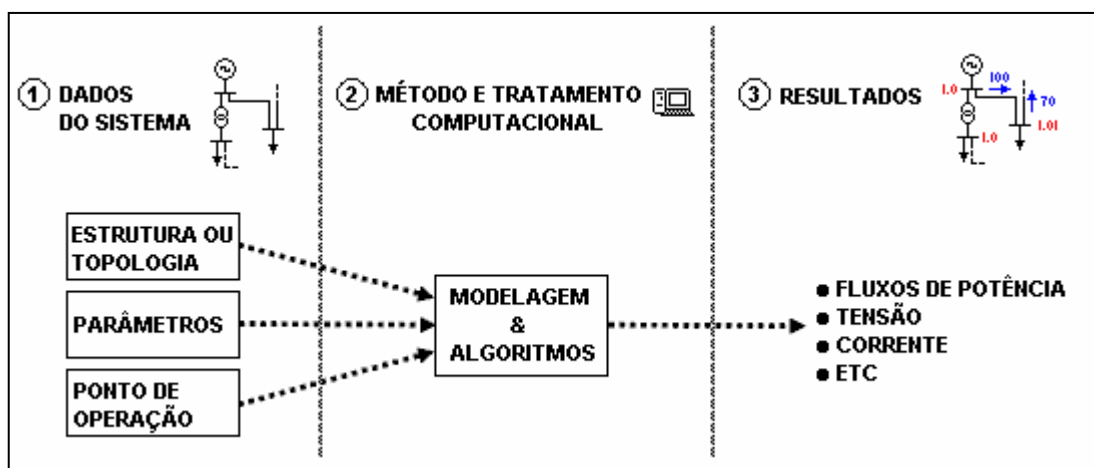


Figura II.1 – Etapas do Processo de Cálculo de Fluxo de Potência

## II. 2. Discrepâncias de Origem Topológica

A topologia da rede está relacionada à forma como as diversas barras de um sistema se encontram dispostas e interconectadas (estrutura de nós e ramos). Como discutido anteriormente, a topologia de um sistema pode apresentar pequenas variações de um caso para outro, podendo resultar em análises de fluxo equivocadas. Este tipo de equívoco tem, portanto, sua origem nos erros topológicos.

A Figura II.2 apresenta quatro sistemas muito semelhantes, mas todos com diferentes topologias. A partir de uma rápida inspeção visual nestes sistemas, podem ser facilmente levantadas as diferenças topológicas existentes entre eles (em relação ao 1º sistema, a 2ª e 4ª redes da Figura II.2 possuem uma linha a mais, enquanto que o 3º sistema apresenta uma geração não existente na 1ª rede). Porém, a detecção dos erros topológicos em sistemas reais, onde o porte é considerável, dificilmente pode ser efetuada sem o emprego de um tratamento computacional adequado.

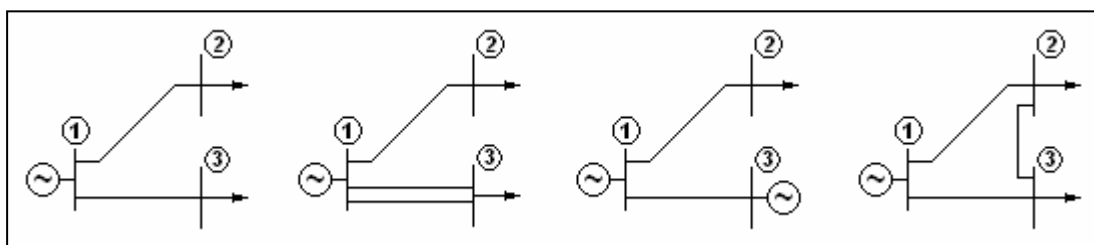


Figura II.2 – Sistemas com Diferentes Topologias

Seria uma maneira eficiente para a detecção das diferenças topológicas a representação dos sistemas a serem confrontados a partir de suas matrizes de incidência? A partir desse

tratamento, um programa computacional poderia estabelecer a comparação das topologias com base no exame das matrizes geradas? Para ilustrar a possível utilização das matrizes de incidência para detecção dos erros topológicos, consideremos os sistemas representados nas Figuras II.3, II.4 e II.5.



Figura II.3 – Sistema A

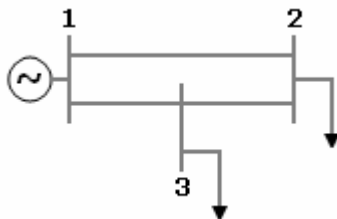


Figura II.4 – Sistema B

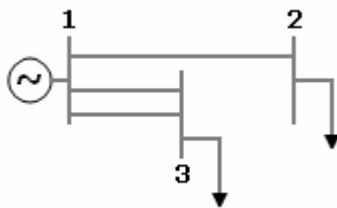


Figura II.5 – Sistema C

Como pode ser observado, as diferenças topológicas são evidentes entre os sistemas representados nas figuras acima. Entretanto, esses sistemas foram escolhidos por serem formados por poucos elementos, e, portanto, de fácil utilização e compreensão.

Para a obtenção da matriz de incidência, inicialmente devem ser construídos os grafos que representam os diferentes casos (sistemas). Um grafo mostra a interconexão dos elementos de uma rede [3], [5]. As Figuras II.6, II.7 e II.8 representam os grafos conexos e orientados concernentes aos sistemas A, B e C, respectivamente. O termo “conexo” indica que não há nó sem interconexão.

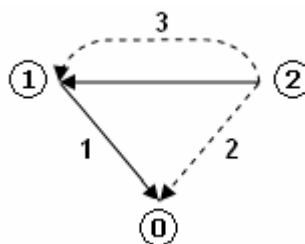


Figura II.6 – Grafo Conexos Orientados do Sistema A

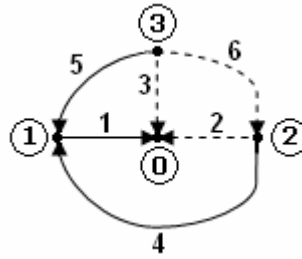


Figura II.7 – Grafo Conexo Orientado do Sistema B

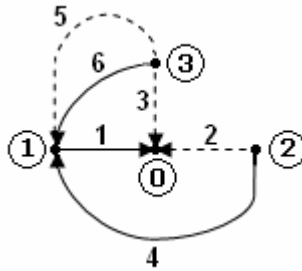


Figura II.8 – Grafo Conexo Orientado do Sistema C

Para a construção dos grafos representados nas figuras acima foram adotadas as seguintes convenções:

- os ramos foram numerados em ordem crescente a partir dos nós de menores ordens para os de maiores;
- todos os ramos foram orientados arbitrariamente no sentido do nó de menor ordem.

Um ponto a ser observado nos grafos dos sistemas A, B e C é a existência do nó “zero”. Este nó simboliza a terra e os ramos que se interconectam a ele representam as admitâncias shunt dos circuitos.

Para a construção da matriz  $A$  de incidência de ramos em relação a barras, inicialmente deve-se escolher um nó como sendo a referência do sistema. Para os sistemas A, B e C, escolhamos como referência o nó “zero”. Sendo a dimensão da matriz  $A$  denotada por  $r \times (n - 1)$ , onde  $r$  corresponde ao número de ramos e  $n$  ao de nós da rede, as dimensões para as matrizes de incidência de ramos em relação a barras para os sistemas A, B e C serão, respectivamente,  $4 \times 2$ ,  $6 \times 3$  e  $6 \times 3$ . Considerando-se apenas a dimensão das matrizes de incidência, pode ser percebido computacionalmente que há discrepância da topologia do sistema A em relação à dos demais.

Após de definidas as dimensões das matrizes de incidência  $A$ , o próximo passo consiste no efetivo preenchimento de cada uma dessas matrizes. Os componentes  $a_{ij}$  da matriz  $A$  são

dados pela análise de incidência dos ramos e suas respectivas orientações em relação aos nós. Por convenção, sendo o ramo  $i$  incidente em relação ao nó  $j$ , com orientação a partir deste nó, teremos  $a_{ij} = 1$ . Se o ramo  $i$  for incidente em relação ao nó  $j$ , com orientação em direção a este nó, resulta em  $a_{ij} = -1$ . Quando o elemento  $i$  não for incidente em relação ao nó  $j$ , o componente  $a_{ij}$  da matriz de incidência  $A$  será nulo. Seguindo essas premissas, foram obtidas as matrizes de incidência  $A$  de ramos em relação a barras, representantes dos sistemas A, B e C, apresentadas nas figuras II.9, II.10 e II.11.

barras ramos		①	②
1		1	0
2		0	1
3		-1	1
4		-1	1

Figura II.9 – Matriz de Incidência de Ramos em Relação a Barras do Sistema A

barras ramos		①	②	③
1		1	0	0
2		0	1	0
3		0	0	1
4		-1	1	0
5		-1	0	1
6		0	-1	1

Figura II.10 – Matriz de Incidência de Ramos em Relação a Barras do Sistema B

barras ramos		①	②	③
1		1	0	0
2		0	1	0
3		0	0	1
4		-1	1	0
5		-1	0	1
6		-1	0	1

Figura II.11 – Matriz de Incidência de Ramos em Relação a Barras do Sistema C

De posse das matrizes de incidência referentes aos sistemas hipotéticos A, B e C, poderia ser facilmente efetuada uma análise topológica a partir de um programa computacional que pudesse realizar a superposição das matrizes para a identificação das diferenças existentes.

Como pode ser observado, a utilização das matrizes de incidência necessita para sua formação que os circuitos sejam tomados de forma ordenada, a partir da identificação numérica das barras que os definem. Assim sendo, é necessário que seja feita uma ordenação prévia dos circuitos, a partir das barras “de” e “para”. É necessário também que os ramos dos grafos sejam representados a partir da notação das barras “de” e “para”, para que possa ser feita uma correta correlação entre os sistemas. Tais necessidades ficam evidentes na comparação dos sistemas da Figura II.12.

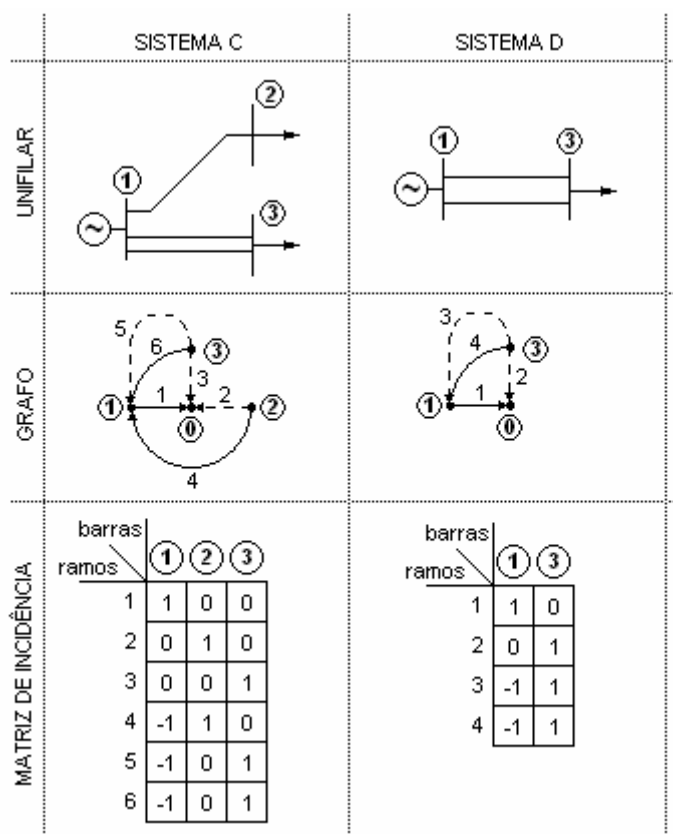


Figura II.12 – Sistemas C e D com Respectivas Matrizes de Incidência

Percebamos que a simples superposição das matrizes de incidência dos sistemas C e D não irá evidenciar as diferenças existentes entre os mesmos, ou seja, a inexistência da barra 2 e da linha 1-2 no sistema D. Através da superposição das matrizes da Figura II.12, apenas a primeira linha das matrizes coincidiria, indicando erroneamente que a única informação comum aos sistemas é a existência das barras 1 e 3 e da admitância shunt da barra nº 1. Porém,



adotando-se a notação representada na Figura II.13, identificando-se os ramos a partir das barras “de” e “para”, consegue-se estabelecer a exata correlação entre as matrizes de incidência.

MATRIZ DE INCIDÊNCIA

		SISTEMA C			SISTEMA D			SUPERPOSIÇÃO DAS MATRIZES			
		barras			barras			barras			
		ramos			ramos			ramos			
		1	2	3	1	3	1	2	3		
0-1		1	0	0	1	0	1	0	0		
0-2		0	1	0	0	1	0	1	0		
0-3		0	0	1	0	1	0	0	1		
1-2		-1	1	0	-1	1	-1	1	0		
1-3		-1	0	1	-1	1	-1	0	1		
1-3		-1	0	1	-1	1	-1	0	1		

Figura II.13 – Superposição das Matrizes de Incidência

Através do exemplo anterior percebe-se que, além da necessidade de ordenação dos circuitos a partir das barras “de” e “para”, deve-se fazer uma leitura seqüencial dos dados das matrizes de incidência para que possa ser feita a superposição. Dessa forma, conclui-se que a utilização das matrizes de incidência, quando corretamente implementada, auxiliam na identificação das discrepâncias de origem topológica.

### II. 3. Discrepâncias de Origem Paramétrica

Associados ou não aos erros topológicos, podem ser encontrados os erros paramétricos. Os parâmetros dos sistemas estão associados às informações de resistência e reatância dos circuitos. De forma análoga ao que ocorre com a topologia dos sistemas, a identificação de erros paramétricos em casos (ou sistemas) distintos não é uma tarefa simples quando não se utiliza uma ferramenta computacional adequada para esse fim.

Uma estratégia computacional que pode ser adotada para identificação das discrepâncias paramétricas é a comparação dos casos a partir das matrizes  $Y_{barra}$  representantes de cada sistema. A matriz  $Y_{barra}$  pode ser obtida diretamente a partir da matriz de incidência  $A$  de ramos em relação a barras [6], [7]. Para tanto, se utiliza a seguinte expressão:

$$Y_{barra} = A^T Y A \quad (2.1)$$

Na Eq. (2.1) o termo  $Y$  corresponde à matriz de admitância do circuito primitivo (circuito formado por um conjunto de elementos desconectados [8]). No processo de formação das matrizes  $Z$  e  $Y$  do circuito primitivo, um elemento da diagonal das matrizes  $Z$  ou  $Y$  será a auto-impedância  $z_{km}$  ou a auto-admitância  $y_{km}$ , de um ramo com barras terminais  $k$  e  $m$ . Um elemento fora da diagonal será a impedância mútua entre ramos  $z_{km,pq}$  ou a admitância mútua  $y_{km,pq}$ . A partir da inversão da matriz  $Z$  pode ser obtida a matriz  $Y$ . Quando não houver nenhum acoplamento entre ramos, as matrizes  $Z$  e  $Y$  serão diagonais e as auto-admitâncias serão iguais aos inversos das auto-impedâncias correspondentes.

Para exemplificar a formação da matriz  $Y_{barra}$ , consideremos o sistema A, representado novamente com seu grafo correspondente na figura a seguir:

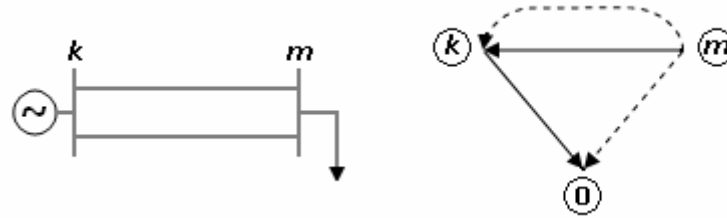


Figura II.14 – Sistema A com Grafo Correspondente

Considerando-se que não haja admitância mútua no sistema A, é obtida, a partir da equação (2.1), a matriz  $Y_{barra}$ , tal como indicado a seguir:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_{12}^{sh} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{21}^{sh} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & y_{12} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_{12} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & 1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{12} + y_{12} + y_{12}^{sh} & -y_{12} - y_{12} \\ -y_{12} - y_{12} & y_{12} + y_{12} + y_{21}^{sh} \end{bmatrix}$$

Como pode ser observado, qualquer modificação nos valores de resistência ou reatância de um circuito qualquer do sistema irá provocar alteração na matriz  $Y_{barra}$ . Dessa forma, a comparação computacional das matrizes  $Y_{barra}$  para casos distintos assegura a identificação de possíveis discrepâncias, evitando assim a ocorrência de erros paramétricos nas análises de fluxo de potência.

## II. 4. Discrepâncias Oriundas de Ajustes Operacionais

Para que a análise de fluxo de potência não conduza a resultados equivocados, é necessário que se tenha também a representação adequada do ponto de operação da rede. Qualquer que seja a informação discrepante de ponto de operação (nível de carregamento e de geração, relação dos trafos, tensões nas barras e intercâmbio entre áreas) entre casos (sistemas) distintos podem conduzir a erros na análise de fluxo.

Consideremos como exemplo o sistema de apenas duas barras e um única linha representado na Figura II.15 (sistema E). Através da variação do ponto de operação de tal rede hipotética, obtêm-se resultados de fluxo de potência distintos, tal como apresentado na Tabela II.1.

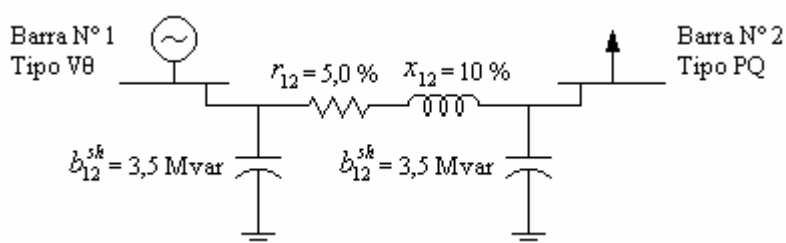


Figura II.15 – Sistema E

Tabela II.1 – Variação do Ponto de Operação

Ponto de operação	Barra	$P$ (MVA)	$Q$ (Mvar)	$V$ (pu)	$\theta$ (graus)	Resultado da análise (Método de Newton)	
						$P_{12}$ (MVA)	$Q_{12}$ (Mvar)
1	1	-	-	1,0	0	22,3	3,7
	2	-22	10	-	-		
2	1	-	-	1,0	0	23,5	46,5
	2	-22	<b>50</b>	-	-		
3	1	-	-	<b>0,97</b>	0	22,3	4,1
	2	-22	10	-	-		
4	1	-	-	1,0	0	51,4	6,0
	2	<b>-50</b>	10	-	-		

Como pode ser observado na Tabela II.1, alterações nas variáveis correspondentes aos ajustes operacionais tais como a potência gerada e o nível de tensão em uma barra afeta diretamente o resultado encontrado.

## II. 5. Discrepâncias Provenientes de Diferentes Métodos de Análise

Dependendo do método de solução escolhido, os resultados da análise de fluxo de potência podem ser portadores de erros indesejáveis. Métodos mais precisos como o de Newton, desacoplado rápido e dinâmica sintética podem ser preteridos por métodos de solução simplificados, tal como o modelo CC [9]. Isso se deve principalmente devido ao menor tempo computacional consumido nos métodos aproximados. Porém, nem sempre os resultados encontrados em tais métodos podem ser considerados como válidos, dado o grau de distorção a que podem ser submetidos. A velocidade de resolução e o grau de precisão de um método de fluxo de potência figuram entre as principais características utilizadas como parâmetros de avaliação de sua eficiência e adequação. Porém, podem ser citadas outras, tais como o requisito de memória computacional, o grau de convergência e a facilidade de programação [10]. Nestes três últimos itens, o modelo CC leva vantagem em relação ao de Newton.

Consideremos novamente o sistema E, representado na Figura II.15. Atribuindo para ele os valores apresentados na Tabela II.2, obteríamos os valores dispostos na Tabela II.3, resultantes das análises de fluxo de potência pelo método de Newton e pelo modelo CC.

Tabela II.2 – Dados de Barra do Sistema E

Barra	$P$ (MVA)	$Q$ (Mvar)	$V$ (pu)	$\theta$ (graus)
1	-	-	1,0	0
2	-22	10	-	-

Tabela II.3 – Resultados da Análise de Fluxo de Potência

	Método de Newton	Modelo CC	Modelo CC com perdas
$P_{12}$ (MW)	22,3	22,0	22,1
$Q_{12}$ (Mvar)	3,7	-	-

Como pode ser observado a partir dos resultados apresentados na Tabela II.2, os métodos empregados conduziram a soluções distintas. Considerando-se o método de Newton como “exato” e utilizando-o como padrão, o erro no cálculo do fluxo de potência ativa pode ser determinado pela expressão:

$$P_{\text{erro}}(\%) = \frac{P_{\text{Newton}} - P_{\text{ModeloCC}}}{P_{\text{Newton}}} \times 100 \quad (2.2)$$

Pela Eq. (2.2), a diferença percentual entre o resultado de fluxo de potência ativa encontrado pelo método de Newton e o calculado a partir do modelo CC é de 1,3 %, enquanto que a diferença do resultado encontrado pelo método de Newton e pelo modelo CC com perdas é de 0,9 %. Ainda que diminutos neste exemplo, os erros provenientes da utilização de métodos aproximados, como o modelo CC, podem ser consideráveis para alguns sistemas.

## **II. 6. Sumário**

Conforme exposto no presente capítulo, quando os resultados de análises de fluxo de potência são comparados, discrepâncias podem ser evidenciadas. Estas discrepâncias podem ter origem em topologias, parâmetros, pontos de operação ou metodologias distintas de solução. Dado que essas discrepâncias podem afetar sobremaneira a análise de fluxo, torna-se necessário identificá-las devidamente. Como demonstrado, os métodos possíveis de serem utilizados na tarefa de identificação podem ser considerados relativamente simples, desde que se possua pelo menos um sistema que possa ser utilizado como base de comparação. Este sistema deve apresentar, necessariamente, dados confiáveis. Outro aspecto abordado tem referência aos erros oriundos dos métodos de análise de fluxo de potência em si. A escolha do método, tal como as discrepâncias que podem existir nos sistemas, podem levar a resultados incorretos nas análises de fluxo.

O próximo Capítulo abordará com maiores detalhes as estratégias para detecção das discrepâncias topológicas, paramétricas e de ponto de operação de sistemas de potência. Tal abordagem se dará a partir da descrição de um programa computacional desenvolvido para esse fim.

# *Capítulo III*

## **III. APLICATIVO COMPUTACIONAL COMPARADOR DE DISCREPÂNCIAS**

### **III. 1. Introdução**

Caracterizado pela operação em condições normais do sistema elétrico, o regime estático tem sua análise fundamentada no cálculo de fluxo de potência, também conhecido como fluxo de carga. A partir da modelagem estática de um sistema de potência (onde são desprezados os efeitos transitórios), o cálculo de fluxo de potência permite que sejam conhecidas as tensões (módulo e ângulo) de todos os nós (barras) da rede e, conseqüentemente, os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos (linhas), as perdas do sistema, além de outras grandezas de interesse. Tais informações procedentes do cálculo de fluxo de potência são vitais para o planejamento e operação dos sistemas elétricos, servindo como bases para garantia da qualidade, confiabilidade, economicidade e da segurança dos sistemas elétricos.

Na prática, devido à modelagem do problema de fluxo de potência resultar em equações não lineares e em virtude do grande número de variáveis geralmente envolvidas, o fluxo de carga é comumente resolvido a partir de programas computacionais voltados para esse fim. Para tanto, a entrada de dados de tais programas deve conter os elementos fundamentais de representação de um sistema elétrico: as informações topológicas, paramétricas e de ponto de operação do sistema.

Considerando-se que os sistemas elétricos de potência são geralmente compostos de um elevado número de linhas e barras, torna-se extremamente complexa, sem a ajuda de uma ferramenta computacional adequada, a identificação e análise de possíveis discrepâncias existentes em dados componentes de arquivos de entrada de programas de fluxo de potência. Tais discrepâncias podem ter origem, geralmente, no preenchimento de forma inadequada dos arquivos, em alterações propositais a fim de representar mudanças de configuração no sistema ou na utilização de bancos de dados distintos. Independentemente da origem, o conhecimento de

tais discrepâncias é de fundamental importância para que se possa ter maior domínio dos sistemas a serem analisados. O capítulo anterior introduziu este tema, abordando também os demais aspectos que influenciam na precisão dos resultados das análises de fluxo de potência. Já o presente capítulo destina-se a apresentação de uma ferramenta computacional capaz de confrontar e identificar com detalhes as diferenças existentes entre arquivos de entrada de dados de problemas de fluxo de potência. O escopo deste programa, e por conseguinte do presente capítulo, abrange a primeira etapa da análise de fluxo representada na Figura II.1, reproduzida novamente a seguir:

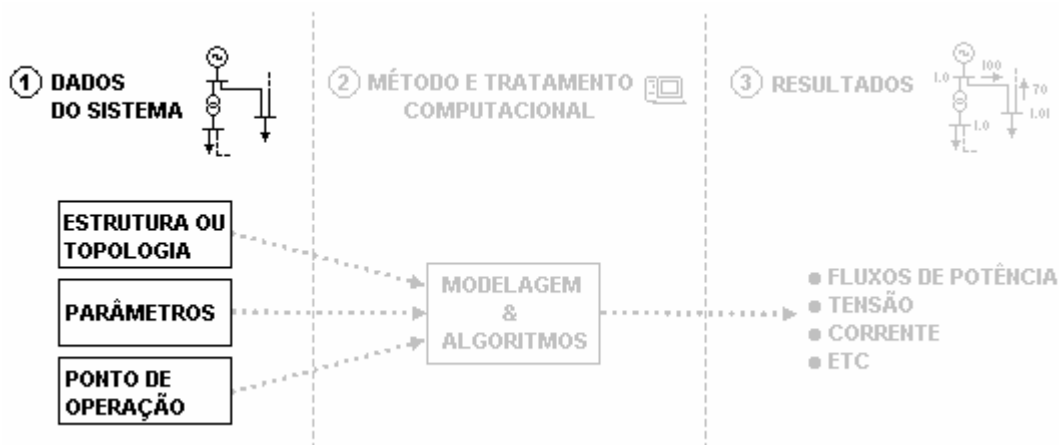


Figura III.1 – Área de Atuação do Comparador

### III. 2. O Programa Comparador

Os dados topológicos, paramétricos e de ponto de operação de um sistema elétrico são imprescindíveis para que se possa ser efetuada a análise de fluxo de potência. De fato, estes dados constituem a informação de entrada para o problema de fluxo de carga e, portanto, representam a principal fonte de ciência das condições operacionais da rede (níveis de geração e de carregamento, topologia e restrições).

A importância relativa aos dados constituintes dos arquivos de entrada dos programas para cálculo de fluxo de potência, aliada aos milhares de informações geralmente envolvidas em um único arquivo, resultam em uma demanda natural por aplicativos computacionais que permitam um melhor entendimento dos dados dos sistemas a serem analisados. Decorrente de tal necessidade, foi elaborada uma ferramenta computacional para classificação e comparação de sistemas de potência a partir dos arquivos de entrada de dados (arquivos de texto do tipo ASCII puro, sem formatação). O aplicativo desenvolvido, além de separar, relacionar e evidenciar as diversas grandezas envolvidas, realiza a comparação das mesmas entre sistemas provenientes de

diferentes arquivos de entrada de dados. Esta característica, a qual corresponde a principal função do aplicativo, é responsável pela detecção das discrepâncias topológicas, paramétricas e de ponto de operação existentes entre os sistemas. Desta forma, o tratamento computacional dado pelo aplicativo é capaz de gerar resultados que propiciam ao usuário a identificação do grau de disparidade entre os sistemas observados.

### III. 2. 1. Estratégia de Comparação

O aplicativo desenvolvido (Programa Comparador) baseia-se principalmente nas seguintes etapas:

- leitura dos dados dos sistemas;
- ordenação dos dados dos sistemas;
- leitura sequencial e comparação dos dados.

A etapa de leitura dos dados é feita a partir da abertura dos arquivos (tipo ASCII puro) representantes de dois sistemas de potência. O formato adotado para estes arquivos e outras informações pertinentes à implementação computacional do Programa Comparador estão presentes no Apêndice B.

Após a leitura dos dados dos sistemas, o programa ordena internamente as informações das redes a partir da ordem dos algarismos de identificação das barras. Dessa forma, os dados de barra CA, os de circuito CA (linhas e transformadores), bem como os de shunt de circuito CA são submetidos ao eficiente método de ordenação “quicksort” [11] (o formato dos dados de barra, circuito e de shunt são discriminados no Apêndice B). A Tabela III.1 exibe uma parte dos dados de barra CA de um sistema de nove barras antes e após o procedimento de ordenação.

Tabela III.1 – Ordenação dos Dados de Barra

Sistema 1 antes da ordenação							Sistema 1 após a ordenação						
Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	...	Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	...
9	0	K	BAR-9 CAR5	A	1,003	...	1	2	J	BAR-1 GER1	A	1,03	...
7	0	K	BAR-7 CAR3	B	1,007	...	2	1	J	BAR-2 GER2	A	1,035	...
5	0	K	BAR-5 CAR1	B	1,012	...	3	0	K	BAR-3	A	1,029	...
8	0	K	BAR-8 CAR4	A	1,019	...	4	0	K	BAR-4	A	1,027	...
6	0	K	BAR-6 CAR2	B	1,022	...	5	0	K	BAR-5 CAR1	B	1,012	...
4	0	K	BAR-4	A	1,027	...	6	0	K	BAR-6 CAR2	B	1,022	...
3	0	K	BAR-3	A	1,029	...	7	0	K	BAR-7 CAR3	B	1,007	...
1	2	J	BAR-1 GER1	A	1,03	...	8	0	K	BAR-8 CAR4	A	1,019	...
2	1	J	BAR-2 GER2	A	1,035	...	9	0	K	BAR-9 CAR5	A	1,003	...



Depois de efetuada a ordenação dos dados de barra dos dois arquivos de entrada (a partir do número de identificação das barras), é efetuada então pelo programa uma leitura sequencial e comparação dos dados. Esta comparação baseia-se no algoritmo transcrito a seguir:

```

k ← 1
faça de i = 1 até i = número de barras do sistema 1
    faça enquanto (barra_arq1(i) > barra_arq2(k)) e (k < número de barras do sistema 2)
        k ← k + 1
    fim do enquanto
    se (barra_arq1(i) ≠ barra_arq2(k)) então
        A barra “barra_arq1(i)” do sistema 1 não existe no sistema 2.
    senão
        se (nome_barra_arq1(i) = nome_barra_arq2(k)) então
            A barra “barra_arq1(i)” existe em ambos os sistemas.
        senão
            A barra “barra_arq1(i)” do sistema 1 não existe no sistema 2.
        fim do se
        k ← k + 1
    fim do se
    se (k > número de barras do sistema 2) então
        sair do loop
    fim do se
loop
i ← i + 1
faça de k = i até k = número de barras do sistema 1
    A barra “barra_arq1(k)” do sistema 1 não existe no sistema 2.
loop

```

O procedimento acima toma como base de referência o sistema 1 (ou arquivo 1). Para que sejam identificadas as barras que estão presentes somente no segundo arquivo, semelhante algoritmo deve ser implementado, tomando-se como base de referência o sistema 2 (ou arquivo 2). Este tratamento permite que sejam conhecidas as barras comuns a ambos os arquivos (mesmo número e nome de identificação), as barras exclusivas do primeiro arquivo (número de identificação encontrado somente no arquivo 1 ou barras encontradas em ambos arquivos mas com nomes distintos) e as barras exclusivas do segundo arquivo (número de identificação existente somente no segundo arquivo ou barras com mesmo número mas nomes diferentes).

Consideremos, a fim de exemplificar o funcionamento do algoritmo de comparação descrito, os sistemas 1 e 2 (9 e 5 barras respectivamente), cujos fragmentos de dados de barra se encontram apresentados na Tabela III.2. Após aplicação da rotina descrita no algoritmo, seriam obtidas as seguintes informações: as barras 1, 3, 4, 7, e 8 são exclusivas do arquivo 1, sendo que a barra 3, apesar de figurar em ambos os arquivos, possui nomes distintos nos mesmos. Assim sendo, somente as barras 2, 5, 6 e 9 seriam detectadas como comuns a ambos arquivos.

Tabela III.2 – Comparação dos Dados de Barra

Sistema 1 ordenado							Sistema 2 ordenado						
Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	...	Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	...
1	2	J	BAR-1 GER1	A	1,03	...	2	1	J	BAR-2 GER2	A	1,000	...
2	1	J	BAR-2 GER2	A	1,035	...	3	0	K	W3	A	1,029	...
3	0	K	BAR-3	A	1,029	...	5	0	K	BAR-5 CAR1	B	1,012	...
4	0	K	BAR-4	A	1,027	...	6	0	K	BAR-6 CAR2	B	1,022	...
5	0	K	BAR-5 CAR1	B	1,012	...	9	0	C	BAR-9 CAR5	A	1,003	...
6	0	K	BAR-6 CAR2	B	1,022	...							
7	0	K	BAR-7 CAR3	B	1,007	...							
8	0	K	BAR-8 CAR4	A	1,019	...							
9	0	K	BAR-9 CAR5	A	1,003	...							

Na rotina mostrada anteriormente, também são armazenadas as linhas onde os eventos ocorrem, tal como é exibido esquematicamente na Figura III.2. A referida “linha” corresponde à posição ocupada em uma matriz pela sequência de dados associada a uma barra. Por exemplo, na Tabela III.2, a barra 9 do arquivo 2 ocupa a linha 5 enquanto que a mesma barra ocupa a linha 9 do arquivo 1.

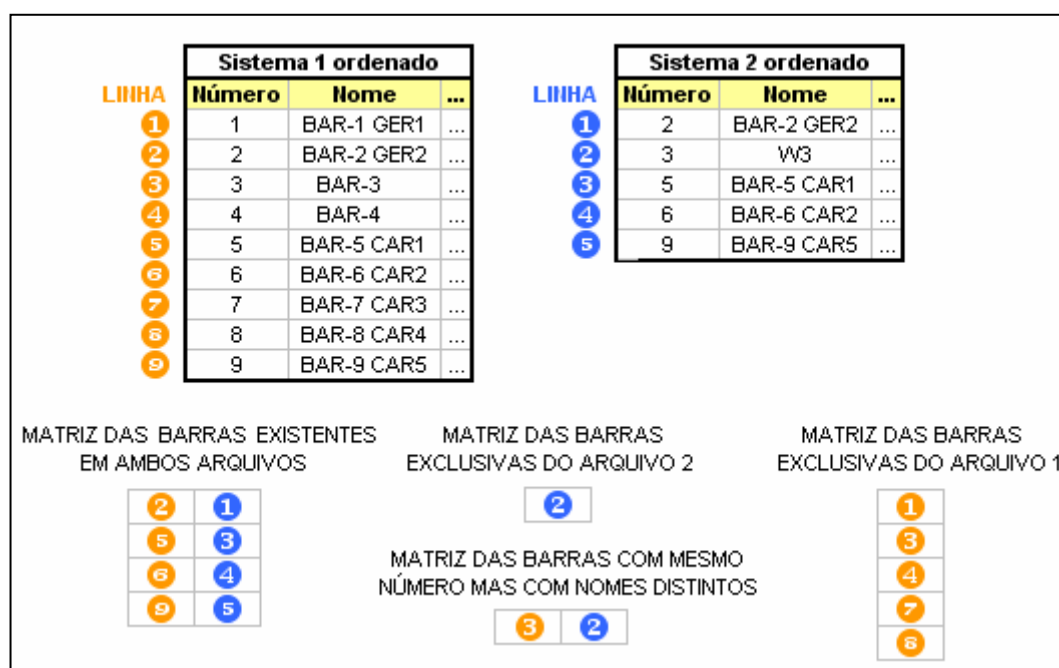


Figura III.2 – Armazenamento das Informações de Congruência das Barras

A partir do tratamento inicial dispensado aos dados, cria-se a base para todas as subseqüentes comparações a serem realizadas entre os arquivos representantes dos sistemas. Por exemplo, para se comparar os dados de tensão das barras existentes em ambos os arquivos, consulta-se a “matriz das barras existentes em ambos arquivos” e, com posse da posição onde os dados de tensão estão armazenados (linha da matriz dos dados de barra do arquivo 1 e linha da

matriz do arquivo 2) efetua-se diretamente a comparação. Seguindo este procedimento, para a situação apresentada na Tabela III.2, o programa retorna que a barra de número 2 tem dados de tensão discrepantes nos arquivos 1 e 2.

O procedimento de ordenação dos dados de circuito CA e de shunt de circuito não é o mesmo que o adotado para a ordenação dos dados de barra. A ordenação dos dados de circuito e de shunt de circuito é realizada por partes. Primeiro se ordenam, através do método quicksort, todos os dados de linha, tendo como base o índice da “barra de” (etapa 1 da Tabela III.4). Após essa etapa, estes dados são ordenados novamente, agora a partir do número da “barra para”. Em seguida, a ordenação passa a ser feita com base no índice de identificação dos circuitos em paralelo. Para os shunts de circuito, o procedimento de ordenação é semelhante ao adotado para os dados de circuito CA. Deve-se notar que esse tipo de ordenação é hierárquica, ou seja, a ordenação dos dados a partir do número de identificação dos circuitos em paralelo não irá desordenar os dados já dispostos a partir do algoritmo de identificação das “barras para”. O mesmo ocorre com a ordenação dos circuitos a partir do algoritmo de identificação das “barras para” em relação às “barras de”. A Tabela III.3 exibe um fragmento de dados de circuito CA de um sistema de 9 barras e 11 linhas. A Tabela III.4 apresenta um esquemático da ordenação adotada para os dados de circuitos CA e shunt de circuito, utilizando como base as informações do sistema representado na Tabela III.3.

Tabela III.3 – Dados de Circuito CA Antes e Após Ordenação

Sistema 1 antes da ordenação					Sistema 1 depois da ordenação				
Da barra	Para barra	Circuito	Resistência (%)	...	Da barra	Para barra	Circuito	Resistência (%)	...
8	9	1	3,9	...	1	3	1	0	...
5	7	1	3,2	...	2	4	1	0	...
3	5	2	1,6	...	3	5	1	1,7	...
7	9	1	1,19	...	3	5	2	1,6	...
6	8	1	1,1	...	3	8	1	1	...
3	8	1	1	...	6	4	1	0,85	...
4	7	1	0,9	...	4	7	1	0,9	...
6	4	1	0,85	...	5	7	1	3,2	...
1	3	1	0	...	6	8	1	1,1	...
2	4	1	0	...	7	9	1	1,19	...
3	5	1	1,7	...	8	9	1	3,9	...


Tabela III.4 – Etapas de Ordenação dos Dados de Circuito

ETAPA 1				ETAPA 2			
Da barra	Para barra	Circuito	...	Da barra	Para barra	Circuito	...
8	9	1	...	1	3	1	...
5	7	1	...	2	4	1	...
3	5	2	...	3	5	2	...
7	9	1	...	3	8	1	...
6	8	1	...	3	5	1	...
3	8	1	...	4	7	1	...
4	7	1	...	5	7	1	...
6	4	1	...	6	8	1	...
1	3	1	...	6	4	1	...
2	4	1	...	7	9	1	...
3	5	1	...	8	9	1	...

ETAPA 3				APÓS A ORDENAÇÃO			
Da barra	Para barra	Circuito	...	Da barra	Para barra	Circuito	...
1	3	1	...	1	3	1	...
2	4	1	...	2	4	1	...
3	5	2	...	3	5	1	...
3	5	1	...	3	5	2	...
3	8	1	...	3	8	1	...
4	7	1	...	4	7	1	...
5	7	1	...	5	7	1	...
6	4	1	...	6	4	1	...
6	8	1	...	6	8	1	...
7	9	1	...	7	9	1	...
8	9	1	...	8	9	1	...


Intervalo a ser ordenado pelo método Quicksort

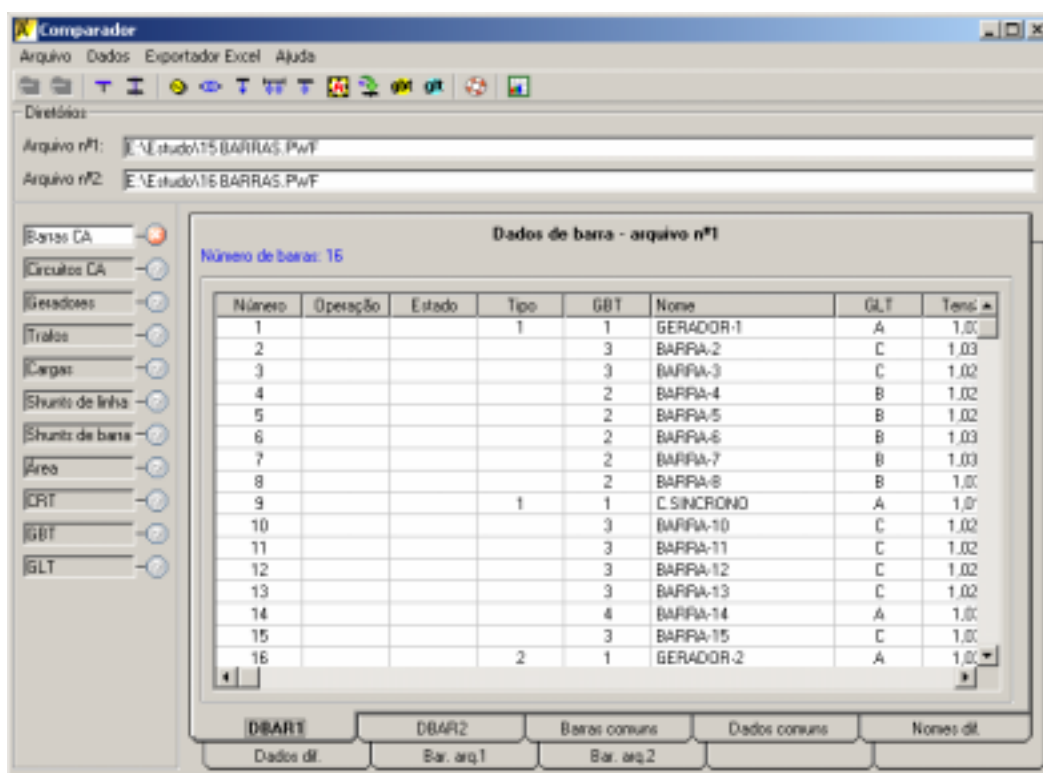
Após a ordenação é feito o procedimento de leitura sequencial dos dados para a identificação das informações exclusivas e comuns aos arquivos.

### III. 2. 2. Funcionalidades e Resultados

Como anteriormente mencionado, o Programa Comparador constitui-se de uma ferramenta computacional onde a interface gráfica foi desenvolvida especificamente para facilitar a sua utilização, bem como a visualização, organização e entendimento dos resultados. Dessa forma, o programa é baseado em diversas planilhas, as quais podem ser exportadas para o Microsoft Excel. Pretende-se então, nas próximas Seções (de III. 2. 2. 1. a III. 2. 2.11), abordar os aspectos relacionados a cada planilha do programa. Para tanto, serão utilizados dois sistemas testes (um de 16 e o outro de 15 barras), cujos dados topológicos, paramétricos e de ponto de operação encontram-se no Apêndice C. Nas análises subseqüentes, o arquivo de nº 1 será considerado como o referente ao sistema de 16 barras, enquanto que o arquivo de nº 2 ao sistema de 15 barras.

### III. 2. 2. 1. Dados de Barra CA

Os dados de barra constituem-se, juntamente com os dados de circuito CA, nas informações básicas de entrada para o problema de fluxo de potência. Os dados de barra considerados no padrão do arquivo de entrada do ANAREDE e adotado pelo Comparador são expostos no Apêndice B. A seguir, na Figura III.3, são representadas as planilhas correspondentes aos dados de barra CA existentes no programa Comparador, onde a planilha em destaque corresponde aos dados de barras do arquivo nº 1 (sistema de 16 barras).



Número	Operação	Estado	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tens
1			1	1	GERADOR-1	A	1,0
2				3	BARRA-2	C	1,03
3				3	BARRA-3	C	1,02
4				2	BARRA-4	B	1,02
5				2	BARRA-5	B	1,02
6				2	BARRA-6	B	1,03
7				2	BARRA-7	B	1,03
8				2	BARRA-8	B	1,0
9			1	1	C SINCRONO	A	1,0
10				3	BARRA-10	C	1,02
11				3	BARRA-11	C	1,02
12				3	BARRA-12	C	1,02
13				3	BARRA-13	C	1,02
14				4	BARRA-14	A	1,0
15				3	BARRA-15	C	1,0
16			2	1	GERADOR-2	A	1,0

Figura III.3 – Planilhas dos Dados de Barra CA

As oito planilhas de dados de barra CA existentes no Programa Comparador e exibidas na Figura III.3 são:

- DBAR1 – apresenta todos os dados de barra presentes no arquivo nº 1. Estes dados estão relacionados no Apêndice B.
- DBAR2 – analogamente à planilha DBAR1, apresenta os dados de barras do arquivo nº 2.
- Barras comuns – apresenta o número e o nome de todas as barras comuns a ambos arquivos. Na lógica adotada pelo programa Comparador, uma barra será considerada como existente em ambos arquivos quando possuir mesmo número e nome de identificação em cada um deles.

- Dados comuns – relaciona todos os dados de barra, tal como apresentados nas planilhas DBAR1 e DBAR2, das barras que possuem todos os dados de barra exatamente iguais.
- Nomes dif. – planilha que contém todos os dados de barra das barras que possuem mesmo número de identificação nos arquivos 1 e 2 mas que apresentam nomes distintos. Esta planilha é apresentada na Figura III.4, onde é retratada uma situação de comparação de dois sistemas de grande porte.
- Dados dif. – apresenta todos os dados de barra das barras comuns a ambos arquivos (conjunto representado na planilha “barras comuns”) que possuem dados divergentes entre os arquivos 1 e 2. A planilha “dados dif.” é ilustrada na Figura III.5.
- Bar. arq.1 – exibe todos os dados de barra das barras exclusivas do arquivo 1. São consideradas como exclusivas do sistema nº 1 as barras cujo respectivo número de identificação não foi encontrado no arquivo 2. Também são exclusivas do arquivo 1 as barras que apresentam mesmo número mas com nomes distintos.
- Bar. arq.2 – analogamente à planilha “bar. arq. 1”, exibe todos os dados de barra das barras exclusivas do arquivo 2. Também são consideradas como exclusivas do arquivo 2 as barras que apresentam mesmo número mas com nomes distintos nos dois arquivos de entrada de dados.

A planilha “nomes dif.” apresenta em uma mesma tabela os dados de barra dos arquivos 1 e 2. Para tanto, foi adotada a convenção de que a primeira linha corresponde aos dados do arquivo 1 e a segunda aos do arquivo 2, continuando nessa sequência alternada até o final da planilha. Para facilitar a visualização e entendimento dos dados, as linhas da planilha são coloridas alternadamente. Estas características podem ser observadas na Figura III.4 (cujos fragmentos de dados exibidos são provenientes de dois sistemas de grande porte que não são alvo de estudo neste presente trabalho).

**Barras dos arquivos 1 e 2 que possuem mesmo número mas nomes distintos**  
Número de barras: 89

Número	Operação	Estado	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	Âr
12			1	W	LCBARRET-3GR	8	1	-
12			1	W	LCBARRET-5GR	8	1,04	-
14			1	W	FUNIL-1-000	8	1	-
14			1	W	FUNIL-1-1GR	8	1	-
16			1	W	FURNAS-4GR	8	1	-
16			1	W	FURNAS-7GR	8	1,04	-
18			1	W	ITUMBIAR-3GR	8	1	1
18			1	W	ITUMBIAR-4GR	8	1	1
20			1	W	MARIMBON-4GR	8	1,03	-
20			1	W	MARIMBON-7GR	8	1,05	1
21			1	W	MANSO-1GR	8	0,97	2
21			1	W	MANSO-4GR	8	1,03	3
22			1	W	M.MOR.A-3GR	8	0,9	-
22			1	W	M.MOR.A-5GR	8	1,03	-
24			1	W	M.MOR.B-2GR	8	0,94	-
24			1	W	M.MOR.B-4GR	8	0,95	-
28			1	W	P.COLOMB-2GR	8	1,01	-
28			1	W	P.COLOMB-4GR	8	1,03	-
28			1	W	P.COLOMB-6GR	8	1	-

DBAR1 DBAR2 Barras comuns Dados comuns Nomes dif.  
Dados dif. Bar. arq.1 Bar. arq.2

Figura III.4 – Planilha “nomes dif.”

A planilha “dados dif.” também apresenta em uma mesma tabela todos os dados de barra pertinentes aos arquivos 1 e 2. Porém, de maneira diferente da que ocorre na planilha “nomes dif.”, os dados dos sistemas 1 e 2 referentes a uma barra são dispostos em uma mesma linha. Conforme pode ser observado na Figura III.5, os dados da planilha “dados dif.” que apresentam discrepâncias são assinalados com um fundo alaranjado. Mais uma vez, de maneira análoga a indicada para a Figura III.4, vale a instrução de que os fragmentos de dados exibidos na Figura III.5 não são alvo de estudo neste presente trabalho, servindo apenas como um aspecto ilustrativo de como os dados são organizados no Programa Comparador.

**Diferenças entre dados de barras existentes em ambos arquivos**  
Número de barras: 3489

GLT		Tensão		Ângulo		G. ativa		G. reativa	
Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
8	8	0,95	1	-22	-44	1080	1080	-157	261
8	8	1	1,03	-38	-62	90	133	60,99	48,81
8	8	0,93	0,95	-16	-26	0	0	0	0
8	8	1	1	-43	-70	0	0	0	0
8	8	0,95	0,95	-40	-67	25	25	11,8	1,072
8	8	0,98	0,98	28,2	30,5	600	600	-192	-63,5
8	8	0,957	1,015	-38	-64	0	0	69,97	-44,5
8	8	1,03	1,017	12,6	8,38	0	0	0	0
8	8	1,029	1,017	12,6	8,38	0	0	-7,75	-3,2
8	8	0,995	0,99	16,3	15,1	0	0	0	0
8	8	0,964	0,984	12,3	9,56	0	0	0	0
8	8	0,964	0,984	12,3	9,56	0	0	0	0
8	8	0,957	1,015	-38	-64	0	0	69,97	-44,5
8	8	1	1,016	-50	-77	0	0	41,25	-5,59
8	8	1,004	1,054	-46	-70	0	0	0	0
8	8	0,941	1,013	-20	-32	0	0	-313	-0,821
8	8	0,95	0,95	-25	-39	0	0	12,07	20,43
0	0	1,02	1,029	12,4	11,6	0	0	0	0

Dados dif. Bar. arq.1 Bar. arq.2 Barras comuns Dados comuns Nomes dif.  
DBAR1 DBAR2

Figura III.5 – Planilha “dados dif.”

Qualquer planilha presente no Programa Comparador pode ser enviada para o Microsoft Excel, bastando para isso que seja pressionada a última tecla da esquerda para a direita presente na barra de ícones do aplicativo (Figuras III.3 e B.4 do Apêndice B). Através deste procedimento, foram geradas todas as próximas tabelas do presente capítulo. Cabe aqui expor que, como a maioria das tabelas geradas possui um grande número de colunas, algumas destas foram ocultadas para uma exibição mais adequada.

Dentre os resultados obtidos para os dados de barra pelo Programa Comparador, os apresentados nas Tabelas III.5, III.6 e III.7 indicam claramente algumas das diferenças existentes entre os arquivos 1 e 2, correspondente aos sistemas de 16 e 15 barras, respectivamente.

Tabela III. 5 – Barras dos Arquivos 1 e 2 que Possuem Mesmo Número mas Nomes Distintos

Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	Ângulo	Carga ativa	Carga reat.
13	0	3	BARRA-13	C	1,026	-8,7	59	34
13	0	3	BARRA LESTE	C	1,03	-7,3	31	30

Tabela III. 6 – Barras que Pertencem Somente ao Arquivo 1

Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	Ângulo	G. ativa	G.reativa
1	1	1	GERADOR-1	A	1,03	2,21	350	-44,7
13	0	3	BARRA-13	C	1,026	-8,7	0	0

Tabela III. 7 – Barras que Pertencem Somente ao Arquivo 2

Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	Ângulo	G. ativa	G.reativa
13	0	3	BARRA LESTE	C	1,03	-7,3	0	0

Através dos resultados expostos nas três tabelas anteriores, chegamos a conclusão de que a barra de número 1 existe somente no primeiro arquivo, ou seja, ela existe somente no sistema de 16 barras. Outra conclusão é a de que a barra 13, apesar de existir em ambos arquivos, possui nomes distintos entre eles. Dessa forma, o Programa Comparador classifica a barra com nome distinto como não comuns aos arquivos. Na prática, após a indicação de que a barra possui nomes diferentes entre os sistemas, deve ser feita uma análise dos dados (principalmente dos topológicos que indicam as interligações da barra) para se decifrar se se trata de uma única barra comum ou duas barras que por coincidência possuem o mesmo número. Caso verificado que se trata da mesma barra, o arquivo representante de um dos sistemas deve ser alterado de forma que o nome da barra comum seja o mesmo em ambos os sistemas. No caso específico dos sistemas de 16 e 15 barras em questão, verificou-se que a barra 13 não possui dados semelhantes nos dois arquivos, o que confirmou que se trata de duas barras realmente distintas.



Percebamos que as diferenças detectadas nas Tabelas III.5, III.6 e III.7 correspondem à discrepâncias topológicas, dado que indicam que os dois sistemas possuem configurações desiguais.

A Tabela III.8 a seguir, também proveniente das planilhas dos dados de barra do Programa Comparador, informa as barras e respectivas informações dos nós que possuem dados de barras exatamente iguais nos dois arquivos.

Tabela III.8 – Dados de Barra Iguais nos Dois Arquivos

Número	Tipo	GBT	Nome	GLT	Tensão	Ângulo	G. ativa	G.reativa	Carga ativa	Carga reat.
4	0	2	BARRA-4	B	1,021	-7,3	0	0	106	70
6	0	2	BARRA-6	B	1,032	-2,8	0	0	17	12
8	0	2	BARRA-8	B	1,03	-7,8	0	0	39	24
10	0	3	BARRA-10	C	1,024	-9,6	0	0	42	30
16	2	1	GERADOR-2	A	1,03	0	209,1	-3,54	0	0

Dado que qualquer diferença existente entre os dados de barra fará com que o resultado não se enquadre no conjunto da Tabela III.8, é extremamente improvável que haja algum componente desse grupo quando se tratarem de sistemas completamente distintos. No caso dos sistemas de 16 e 15 barras em questão, conclui-se que foram oriundos de um mesmo sistema base, uma vez que possuem cinco nós com dados de barra completamente iguais.

Também foram identificadas barras comuns aos sistemas mas com dados discrepantes, tal como exibido na Tabela III.9. Nesta tabela, outras diferenças obtidas pelo Programa Comparador, as quais originalmente faziam parte desta lista, foram ocultadas pois serão detectadas também em outros relatórios mais específicos que serão expostos mais adiante no presente trabalho. Este é o caso dos dados de carga e de shunt de barra, os quais também apresentaram discrepâncias. Na Tabela III.9, optou-se por não ocultar as linhas referentes às barras 3, 5, 11 e 12, apesar de as colunas que as caracterizam como possuidoras de dados discrepantes terem sido ocultadas.

Tabela III.9 – Diferenças Entre Dados de Barra das Barras Existentes em Ambos Arquivos

Barra		Tipo		GBT		GLT	
Número	Nome	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
2	BARRA-2	0	0	3	3	C	D
3	BARRA-3	0	0	3	3	C	C
5	BARRA-5	0	0	2	2	B	B
7	BARRA-7	0	1	2	2	B	B
11	BARRA-11	0	0	3	3	C	C
12	BARRA-12	0	0	3	3	C	C
14	BARRA-14	0	0	4	2	A	A
15	BARRA-15	0	0	3	3	C	A

Como exposto na Tabela III.9, são oito as barras portadoras de discrepâncias. Excetuando-se por enquanto a análise das discrepâncias das barras 3, 5, 11 e 12, podemos afirmar que as barras 2 e 15 possuem dados de ponto de operação diferentes. Isto é indicado na Tabela III.9 na coluna “GLT”, a qual corresponde aos dados de grupo limite de tensão. A barra 14 também possui dados de ponto de operação discrepantes, evidenciado na Tabela III.9 na coluna “GBT”, a qual corresponde aos dados de grupo base de tensão. Já a discrepância concernente à barra 7 tem origem topológica, dado que no sistema de 16 barras o nó de número 7 é considerado como uma barra de carga e no de 15 barras ele é classificado como uma barra de geração, alterando assim a configuração dos sistemas.

### III. 2. 2. 2. Dados de Circuito CA

Os dados de circuito CA correspondem aos dados de linhas e transformadores do sistema. Conforme o padrão adotado, os dados de circuito CA são definidos por aqueles representados no Apêndice B. Na Figura III.6 são apresentadas as planilhas representantes dos dados de circuitos CA no Programa Comparador. Nesta figura, a planilha em destaque corresponde aos dados de circuito CA do arquivo 1 (sistema de 16 barras).

Da barra	Para barra	Circuito	Tipo de circuito	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Susceptância
1	2	1	TRAFO TAP Fx0	0	1,5	0
2	3	1	LINHA	0,45	4,96	94,8
2	3	2	LINHA	0,45	4,96	94,8
3	12	1	LINHA	0,24	2,64	45,06
3	14	1	TRAFO TAPx0B	0	0,33	0
3	15	1	LINHA	0,79	8,38	38,63
3	15	2	LINHA	0,79	8,38	38,63
4	5	1	LINHA	0,69	7,37	26,95
4	5	2	LINHA	0,69	7,37	26,95
4	15	1	TRAFO TAPx0B	0	6,67	0
5	6	1	LINHA	0,5	5,36	19,4
5	7	1	LINHA	0,5	6,37	23,28
6	16	1	TRAFO TAP Fx0	0	2,5	0
7	8	1	LINHA	0,47	5,03	18,38
9	9	1	TRAFO TAP Fx0	0	12,5	0
10	0	1	TRAFO TAPx0B	0	10	0
10	11	1	LINHA	0,34	3,72	93,8

Figura III.6 – Planilhas dos Dados de Circuito CA

Conforme pode ser verificado na Figura III.6, há a informação do tipo do circuito. Este tipo de dado é indicado em sete das oito planilhas dos dados de circuito CA (a planilha “circuitos comuns” não contém este campo). Porém, tal informação não existe explicitamente nos arquivos

de entrada de dados do ANAREDE. Para que esse tipo de classificação pudesse ser realizado pelo Comparador, foram adotadas as seguintes premissas:

- se a informação de tap for nula, o circuito é considerado uma *linha*;
- caso o valor de tap for não nulo e igual aos valores de tap mínimo e máximo, sendo o valor da defasagem nulo, o circuito é considerado como *trafo com tap fixo*;
- se o valor de tap for não nulo com os valores de tap máximo e de defasagem nulos, o circuito também é considerado como *trafo com tap fixo*;
- se o valor de tap for não nulo e igual aos valores de tap mínimo e máximo, sendo o valor da defasagem diferente de zero, o circuito é considerado como *trafo defasador com tap fixo*;
- se os valores de tap e de defasagem forem não nulos com o valor de tap máximo igual a zero, o circuito também é considerado como *trafo defasador com tap fixo*;
- caso as informações de tap mínimo e máximo forem diferentes entre si e não nulas, com o valor de tap diferente de zero, o circuito é considerado um *trafo com tap variável*, desde que o valor de defasagem seja nulo;
- caso as informações de tap mínimo e máximo forem diferentes entre si e não nulas, com o valor de tap diferente de zero, o circuito é considerado um *trafo defasador com tap variável*, desde que o valor de defasagem seja diferente de zero.

São oito as planilhas de dados de circuito CA. As mesmas se encontram descritas a seguir:

- DLIN1 – apresenta os seguintes dados de circuito CA presentes no arquivo nº 1: nº da “barra de”, nº da “barra para”, circuito, tipo do circuito, resistência, reatância, susceptância, capacidade normal e capacidade de emergência.
- DLIN2 – analogamente à planilha DLIN1, apresenta os dados de circuito CA do arquivo nº 2.
- Circuitos comuns – apresenta os números que definem as linhas (nº da “barra de” e da “barra para”), número do circuito em paralelo e os nomes das “barras de” e “barra para”, somente dos circuitos que apresentam estes identificadores iguais nos dois arquivos.

- Dados comuns – relaciona os mesmos tipos de dados de circuito CA que as planilhas DLIN1 e DLIN2, mas somente para os circuitos que apresentam todos estes dados exatamente iguais nos arquivos 1 e 2.
- Nomes dif. – planilha que contém os mesmos tipos de dados de circuito CA que as planilhas DLIN1 e DLIN2, mas somente para os circuitos definidos por barras com mesmo número mas com nomes distintos entre os arquivos.
- Dados dif. – exibe os mesmos tipos de dados de circuito CA que as planilhas DLIN1 e DLIN2, mas somente para os circuitos que existem em ambos arquivos e que contém diferenças entre os dados dos arquivos 1 e 2 apresentados.
- Circuito 1 – exibe os mesmos tipos de dados de circuito CA que as planilhas DLIN1 e DLIN2, para os circuitos exclusivos do arquivo 1. São considerados como circuitos exclusivos do arquivo 1 aqueles que estão presentes na planilha “nomes dif.” (oriundos do sistema 1) e os que não foram encontrados no arquivo 2 a partir do número de identificação das barras.
- Circuito 2 – análogo à planilha “circuito 1”, considerando-se como base de comparação o arquivo 2.

A Figura III.7 a seguir destina-se à exibição da planilha “nomes dif.” dos dados de circuito CA. Como pode ser observado, a mesma segue padrão semelhante a da planilha “nomes dif.” referente aos dados de barra. Uma diferença básica entre tais planilhas, em termos de programação, é a de que é necessária a existência de uma rotina de busca binária para relacionar os nomes das barras com as respectivas linhas por elas definidas, para que se obtenha o resultado tal como o apresentado na Figura III.7 (cujos dados são meramente ilustrativos e não dizem respeito a qualquer análise subsequente).

**Circuitos definidos por barras com mesmo número mas com nomes distintos**  
Número de circuitos: 89

Da barra	Nome da 'barra de'	Para barra	Nome da 'barra para'	Circuito	Tipo do circuito
134	LBARRETO-345	12	LCBARRET-3GR	1	TRAFO TAP FIXO
134	LBARRETO-345	12	LCBARRET-5GR	1	TRAFO TAP FIXO
182	FUNIL----138	14	FUNIL-1-000	1	TRAFO TAP FIXO
182	FUNIL----138	14	FUNIL-1-1GR	1	TRAFO TAP FIXO
136	FURNAS---345	16	FURNAS---4GR	1	TRAFO TAP FIXO
136	FURNAS---345	16	FURNAS---7GR	1	TRAFO TAP FIXO
210	ITUMBIARA500	18	ITUMBIAR-3GR	1	TRAFO TAP FIXO
210	ITUMBIARA500	18	ITUMBIAR-4GR	1	TRAFO TAP FIXO
100	MARIMBON-500	20	MARIMBON-4GR	1	TRAFO TAP FIXO
100	MARIMBON-500	20	MARIMBON-7GR	1	TRAFO TAP FIXO
4592	MANSO----230	21	MANSO----1GR	1	TRAFO TAP FIXO
4592	MANSO----230	21	MANSO----4GR	1	TRAFO TAP FIXO
131	M.MORAES-345	22	M.MOR.A-3GR	1	TRAFO TAP FIXO
131	M.MORAES-345	22	M.MOR.A-5GR	1	TRAFO TAP FIXO
187	M.MORAES-138	24	M.MOR.B-2GR	1	TRAFO TAP FIXO
187	M.MORAES-138	24	M.MOR.B-4GR	1	TRAFO TAP FIXO
190	PCOLOMBIA138	28	P.COLOMB-2GR	1	TRAFO TAP FIXO
190	PCOLOMBIA138	28	P.COLOMB-4GR	1	TRAFO TAP FIXO
220	PCOLIMBA-345	25	PCOLIMBA-3GR	1	TRAFO TAP FIXO

DLIN1 DLIN2 Circuitos comuns Dados comuns **Nomes dif.**

Dados dif. Circuito 1 Circuito 2

Figura III.7 – Planilha “Nomes Dif.” dos Dados de Circuito CA

A Figura III.8 mostra a planilha “dados dif.” dos dados de circuitos CA. Esta planilha tem como função indicar as possíveis discrepâncias existentes entre os dados dos circuitos comuns aos arquivos 1 e 2. Nesta planilha, os dados discrepantes são grifados em vermelho pelo Programa Comparador. Os dados componentes da Figura III.8 não possuem qualquer significado senão apenas ilustrativo.

**Diferenças entre os dados de circuito dos circuitos que existem em ambos os arquivos**  
Número de circuitos: 101

Número			Tipo do circuito		Resistência (%)	
Da barra	Para barra	Circuito	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
100	210	1	LINHA	LINHA	0,209	0,209
251	274	1	LINHA	LINHA	1,8511	1,8511
251	274	2	LINHA	LINHA	1,8511	1,8511
251	274	3	LINHA	LINHA	1,2801	1,2801
251	274	4	LINHA	LINHA	1,2801	1,2801
267	1603	1	LINHA	LINHA	0,0954	0,0954
267	1668	1	LINHA	LINHA	0,0954	0,0954
1637	279	1	LINHA	LINHA	1,0794	1,0794
613	512	1	TRAFO TAP FIXO	TRAFO TAP FIXO	0	0
790	760	1	LINHA	LINHA	2,414	2,414
760	2990	1	LINHA	LINHA	1,732	1,732
1239	1170	1	TRAFO TAP FIXO	TRAFO TAP FIXO	0	0
1538	1501	1	TRAFO TAP FIXO	TRAFO TAP FIXO	0	0
2990	2992	1	LINHA	LINHA	1,036	1,036
4663	4666	1	TRAFO TAP FIXO	TRAFO TAP VAR	0	0
4683	4686	1	TRAFO TAP VAR	TRAFO TAP FIXO	0	0
4963	4966	1	TRAFO TAP VAR	TRAFO TAP FIXO	0	0
4972	4976	1	TRAFO TAP VAR	TRAFO TAP FIXO	0	0

**Dados dif.** Circuito 1 Circuito 2

DLIN1 DLIN2 Circuitos comuns Dados comuns Nomes dif.

Figura III.8 – Planilha “Dados Dif.” dos Dados de Circuito CA

Em relação ao caso dos sistemas de 16 e 15 barras, foram obtidos os seguintes resultados a partir do Programa Comparador: o sistema de 16 barras possui 20 circuitos (entre linhas e transformadores), enquanto que o de 15 barras possui 19 circuitos; 17 circuitos são comuns a ambos os arquivos; não há circuitos definidos por barras com mesmo número mas nomes distintos entre os dois arquivos. Além dessas informações, foram obtidas também as representadas na Tabela III.10, referentes aos circuitos que possuem mesmos dados de circuito CA em ambos os arquivos.

Tabela III.10 – Circuitos que Possuem Dados Iguais nos Sistemas de 16 e 15 Barras

Da barra	Para barra	Circuito	Tipo do circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (%)
2	3	1	LINHA	0,45	4,96	84,8
2	3	2	LINHA	0,45	4,96	84,8
3	12	1	LINHA	0,24	2,64	45,05
3	14	1	TRAFO TAP VAR	0	8,33	0
3	15	1	LINHA	0,79	8,38	30,63
3	15	2	LINHA	0,79	8,38	30,63
4	5	1	LINHA	0,69	7,37	26,95
4	5	2	LINHA	0,69	7,37	26,95
4	15	1	TRAFO TAP VAR	0	6,67	0
5	6	1	LINHA	0,5	5,36	19,6
6	7	1	LINHA	0,6	6,37	23,28
6	16	1	TRAFO TAP FIXO	0	2,5	0
7	8	1	LINHA	0,47	5,03	18,38
8	9	1	TRAFO TAP FIXO	0	12,5	0
10	8	1	TRAFO TAP VAR	0	10	0
11	12	1	LINHA	0,39	4,34	74,2

Tal como relatado anteriormente, algumas das colunas presentes nas tabelas exportadas pelo Programa Comparador foram propositalmente ocultadas neste trabalho. Isso se deu devido à limitação de espaço para a exibição dos resultados e também porque a ocultação das mesmas não irá alterar o foco do que se pretende ilustrar. Esse procedimento foi adotado também na Tabela III.10.

Como apresentado na Tabela III.10, dezesseis circuitos possuem dados idênticos de circuito CA, o que indica claramente que os sistemas de 16 e 15 barras são provenientes de um mesmo sistema. A Tabela III.11 a seguir contém o único circuito considerado como comum a ambos os arquivos mas que contém dados de circuito CA discrepantes. Neste caso, apenas o valor da resistência percentual da linha apresentou discrepância entre os arquivos, configurando um desvio paramétrico.

Tabela III.11 – Diferenças Entre os Dados das Linhas Comuns aos Sistemas de 16 e 15 barras

Número			Tipo do circuito		Resistência (%)		Reatância (%)	
Da barra	Para barra	Circuito	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
10	11	1	LINHA	LINHA	0,34	0,25	3,72	3,72

As Tabelas III.12 e III.13 a seguir exibem, respectivamente, os circuitos exclusivos do arquivo 1, referente ao sistema de 16 barras, e do arquivo 2, o qual corresponde ao sistema de 15 barras.

Tabela III.12 – Circuitos Exclusivos do Sistema de 16 Barras

Da barra	Para barra	Circuito	Tipo do circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (%)
1	2	1	TRAFO TAP FIXO	0	1,5	0
12	13	1	LINHA	0,22	2,48	42,4
12	13	2	LINHA	0,22	2,48	42,4

Tabela III.13 – Circuitos Exclusivos do Sistema de 15 Barras

Da barra	Para barra	Circuito	Tipo do circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (%)
11	13	1	LINHA	0,22	2,48	42,4
11	13	2	LINHA	0,22	2,48	42,4

A existência dos circuitos exclusivos, tal como apresentado nas Tabelas III.12 e III.13, configura em discrepâncias topológicas entre os sistemas.

### III. 2. 2. 3. Dados de Geração

Os dados de geração no Programa Comparador são definidos pelas seguintes planilhas:

- Dados ger. 1 – apresenta todos os dados de geração presentes no arquivo nº 1 (número e nome da barra de geração, geração ativa, geração reativa especificada, geração reativa mínima, geração reativa máxima e tensão especificada).
- Dados ger. 2 – apresenta todos os dados de geração presentes no arquivo nº 2, de forma análoga aos exibidos na planilha “Dados ger. 1”.
- Dados comuns – exibe os dados de geração que são iguais nos dois arquivos. As colunas de dados existentes são as mesmas que as consideradas na planilha “Dados ger. 1”.
- Dados dif. – mostra as diferenças entre os dados de geração das barras de geração existentes em ambos arquivos. Esta planilha apresenta os seguintes dados: o número da barra, a magnitude da geração ativa (MW) para os arquivos 1 e 2, a geração reativa (especificada, mínima e máxima) para ambos arquivos e a tensão especificada para os arquivos 1 e 2.
- Gerador 1 – apresenta as os dados de geração das barras de geração exclusivas do arquivo 1, apesar de as barras serem comuns a ambos arquivos. As colunas de dados consideradas são as mesmas que as definidas para a planilha “Dados ger.1”.

- Gerador 2 – apresenta os dados de geração das barras de geração exclusivas do arquivo 2, apesar de as barras serem comuns a ambos arquivos. As colunas de dados consideradas são as mesmas que as definidas para a planilha “Dados ger.1”.
- Barras exclusivas 1 – mostra os dados de geração das barras exclusivas do arquivo nº 1. Esta planilha também considera as mesmas colunas que a “Dados ger. 1”.
- Barras exclusivas 2 – mostra os dados de geração das barras exclusivas do arquivo nº 2. Esta planilha compreende as mesmas colunas que a “Dados ger. 1”.

O Programa Comparador gerou para os sistemas de 16 e 15 barras os resultados indicados da Tabela III.14 a Tabela III.18. Dentre estes resultados, observamos a representação da barra de nº 16, a qual, conforme indicado na Tabela III.8, corresponde à barra de referência do sistema (tipo 2). Cabe ressaltar que o Programa Comparador trata a barra de referência, em relação aos dados de geração, como uma barra de geração.

Tabela III.14 – Dados de Geração do Sistema de 16 Barras

Barra de geração		Geração ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)			Tensão especificada (pu)
Número	Nome		Especificada	Mínima	Máxima	
1	GERADOR-1	350	-44,7	-180	180	1,03
9	C.SINCRONO	0	-14,7	-50	70	1,01
16	GERADOR-2	209,1	-3,54	-180	180	1,03

Tabela III.15 – Dados de Geração do Sistema de 15 Barras

Barra de geração		Geração ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)			Tensão especificada (pu)
Número	Nome		Especificada	Mínima	Máxima	
7	BARRA-7	350	-44,7	-180	180	1,031
9	C.SINCRONO	0	-14,7	-50	70	1,01
16	GERADOR-2	209,1	-3,54	-180	180	1,03

Tabela III.16 – Dados de Geração Comuns aos Dois Sistemas

Barra de geração		Geração ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)			Tensão especificada (pu)
Número	Nome		Especificada	Mínima	Máxima	
9	C.SINCRONO	0	-14,7	-50	70	1,01
16	GERADOR-2	209,1	-3,54	-180	180	1,03

Tabela III.17 – Dados de Geração Exclusivos do Sistema de 15 Barras, Apesar de as Barras Serem Comuns a Ambos os Arquivos

Barra de geração		Geração ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)			Tensão especificada (pu)
Número	Nome		Especificada	Mínima	Máxima	
7	BARRA-7	350	-44,7	-180	180	1,031



Tabela III.18 – Dados de Geração das Barras Exclusivas do Sistema de 16 Barras

Barra de geração		Geração ativa	Geração reativa (Mvar)			Tensão especificada
Número	Nome	(MW)	Especificada	Mínima	Máxima	(pu)
1	GERADOR-1	350	-44,7	-180	180	1,03

No caso específico dos dados de geração, não foram ocultadas colunas nas tabelas geradas pelo Programa Comparador. Registra-se também que acertadamente não foram encontrados pelo Programa Comparador dados de geração discrepantes entre barras de geração existentes em ambos os arquivos.

### III. 2. 2. 4. Dados de Transformação

Os dados de transformação são compostos, no Programa Comparador, pelas seguintes planilhas:

- Dados trafo 1 – apresenta todos os dados de transformação presentes no arquivo nº 1.
- Dados trafo 2 – apresenta todos os dados de transformação presentes no arquivo nº 2.
- Dados comuns – mostra as informações de transformadores com dados iguais nos dois arquivos.
- Dados dif. – exhibe as diferenças existentes entre dados de transformadores de circuitos existentes em ambos os arquivos. Esta planilha contém as seguintes colunas: número da “barra de”, número da “barra para”, número do circuito, valores de tap, tap mínimo e de tap máximo nos arquivos 1 e 2, tensão especificada nos dois arquivos, número da barra controlada em ambos os arquivos, reatância nos arquivos 1 e 2, bem como o número de steps e o valor de defasagem em graus também para ambos os arquivos.
- Circ. exclusivos 1 – mostra os dados de transformação dos circuitos exclusivos do arquivo 1.
- Circ. exclusivos 2 – mostra os dados de transformação dos circuitos exclusivos do arquivo 2.

Com exceção da planilha “Dados dif.”, todas as planilhas de dados de transformação exibem em cada uma delas as colunas: tipo do circuito, número da “barra de”, número da “barra

para”, número do circuito, tap, tap mínimo, tap máximo, tensão especificada da barra controlada, número da barra controlada, reatância, número de steps e defasagem.

A partir do Programa Comparador, foram exportados para o Microsoft Excel os dados expostos nas Tabelas de III.19 a III.23, referentes aos dados de transformação.

Tabela III.19 – Dados de Transformação do Sistema de 16 Barras

Tipo do circuito	Nº da barra 'da'	Nº da barra 'para'	Nº do circuito	Tap	Tap mínimo	Tap máximo	Nº da barra controlada	Reatância do circ. (%)
TRAFO TAP FIXO	1	2	1	1	0	0	-	1,5
TRAFO TAP VAR	3	14	1	0,966	0,9	1,1	14	8,33
TRAFO TAP VAR	4	15	1	1,015	0,9	1,1	15	6,67
TRAFO TAP FIXO	6	16	1	1	0	0	-	2,5
TRAFO TAP FIXO	8	9	1	1	0	0	-	12,5
TRAFO TAP VAR	10	8	1	0,967	0,9	1,1	8	10

Tabela III.20 – Dados de Transformação do Sistema de 15 Barras

Tipo do circuito	Nº da barra 'da'	Nº da barra 'para'	Nº do circuito	Tap	Tap mínimo	Tap máximo	Nº da barra controlada	Reatância do circ. (%)
TRAFO TAP VAR	3	14	1	0,966	0,9	1,1	14	8,33
TRAFO TAP VAR	4	15	1	1,015	0,9	1,1	15	6,67
TRAFO TAP FIXO	6	16	1	1,02	0	0	-	2,5
TRAFO TAP FIXO	8	9	1	1	0	0	-	12,5
TRAFO TAP VAR	10	8	1	0,967	0,9	1,1	8	10

Tabela III.21 – Informações de Transformadores com Dados Iguais nos Dois Arquivos.

Tipo do circuito	Nº da barra 'da'	Nº da barra 'para'	Nº do circuito	Tap	Tap mínimo	Tap máximo	Nº da barra controlada	Reatância do circ. (%)
TRAFO TAP VAR	3	14	1	0,966	0,9	1,1	14	8,33
TRAFO TAP VAR	4	15	1	1,015	0,9	1,1	15	6,67
TRAFO TAP FIXO	8	9	1	1	0	0	-	12,5
TRAFO TAP VAR	10	8	1	0,967	0,9	1,1	8	10

Tabela III.22 – Discrepâncias Entre Dados de Trafo de Circuitos Existentes em Ambos Arquivos

Número			Tap		Tap mínimo		Tap máximo	
Da barra	Para barra	Circuito	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
6	16	1	1	1,02	0	0	0	0

Tabela III.23 – Dados de Transformação dos Circuitos Exclusivos do Sistema de 16 Barras

Tipo do circuito	Nº da barra 'da'	Nº da barra 'para'	Nº do circuito	Tap	Tap mínimo	Tap máximo	Nº da barra controlada	Reatância do circ. (%)
TRAFO TAP FIXO	1	2	1	1	0	0	-	1,5

A diferença exposta na Tabela III.22 indica que há uma discrepância de ponto de operação entre os sistemas. Já o fato de haver um transformador exclusivo ao sistema de 16 barras, tal como indicado na Tabela III.23, implica em uma discrepância de cunho topológico.

### III. 2. 2. 5. Dados de Carregamento

O Programa Comparador classifica os dados de carregamento a partir das seguintes planilhas:

- Dados carga 1 – mostra todos os dados de carga do arquivo n° 1.
- Dados carga 2 – relaciona todos os dados de carga do arquivo n° 2.
- Dados comuns – mostra os dados de carregamento das cargas que são idênticas em ambos os arquivos.
- Dados dif. – apresenta as diferenças entre os dados de carga das barras existentes em ambos os arquivos.
- Barras exclusivas 1 – exhibe os dados de carregamento das barras exclusivas do arquivo n° 1.
- Barras exclusivas 2 – exhibe os dados de carregamento das barras exclusivas do arquivo n° 2.

Conforme relacionado pelo Programa Comparador, há 11 barras com cargas tanto no sistema de 16 barras quanto no de 15 barras. Porém, o aplicativo gerou também os resultados expressos nas Tabelas de III.24 a III.27, os quais demonstram claramente que há algumas discrepâncias entre os dados de carga dos dois arquivos.

Tabela III.24 – Dados de Carga Iguais nos Sistemas de 16 e 15 Barras

Nº da barra	Nome da barra	Carga ativa (MW)	Carga reativa (Mvar)	Fator de pot. da carga
4	BARRA-4	106	70	0,83
6	BARRA-6	17	12	0,82
7	BARRA-7	15	14	0,73
8	BARRA-8	39	24	0,85
10	BARRA-10	42	30	0,81
11	BARRA-11	40	28	0,82
12	BARRA-12	101	56	0,87
14	BARRA-14	57	39	0,83

Tabela III.25 – Diferenças Entre os Dados de Carga das Barras Existentes em Ambos Arquivos

Nº da barra	Carga ativa (MW)		Carga reativa (Mvar)		Fator de potência	
	Arquivo 1	Arquivo 2	Arquivo 1	Arquivo 2	Arquivo 1	Arquivo 2
3	47	27	31	31	0,83	0,66
5	31	31	20	28	0,84	0,74

Tabela III.26 – Dados de Carga das Barras Exclusivas do Arquivo 1

Nº da barra	Nome da barra	Carga ativa (MW)	Carga reativa (Mvar)	Fator de pot. da carga
13	BARRA-13	59	34	0,87

Tabela III.27 –Dados de Carga das Barras Exclusivas do Arquivo 2

Nº da barra	Nome da barra	Carga ativa (MW)	Carga reativa (Mvar)	Fator de pot. da carga
13	BARRA LESTE	31	30	0,72

Como já detectado anteriormente, a existência de barras não comuns aos sistemas, tal como identificado nas Tabelas III.26 e III.27, indicam a ocorrência de uma discrepância de origem topológica. Já as diferenças identificadas a partir da Tabela III.25 ilustram discrepâncias de ponto de operação entre os sistemas de 16 e 15 barras.

### III. 2. 2. 6. Dados de Shunt de Circuito

No Programa ANAREDE, o código que permite associar dispositivos shunts aos circuitos CA para facilitar a simulação de defeitos é o *DSHL* [12]. O Programa Comparador, por sua vez, é capaz de realizar a leitura de tais dados, conforme padrão explicitado no Apêndice B, classificando os dados de carregamento a partir das seguintes planilhas:

- Dados shunt 1 – mostra todos os shunts de circuito do arquivo nº 1.
- Dados shunt 2 – relaciona todos os shunts de circuito do arquivo nº 2.
- Dados comuns – exibe os dados de shunt de circuito que são idênticos em ambos os arquivos.
- Dados dif. – apresenta as diferenças entre os dados de shunt de circuito dos circuitos existentes em ambos os arquivos.
- Shunts exclusivos 1 – exibe os dados de shunt de circuito dos circuitos exclusivos do arquivo nº 1.
- Shunts exclusivos 2 – exibe os dados de shunt de circuito dos circuitos exclusivos do arquivo nº 2.

Conforme resultado obtido pelo Programa Comparador, só há um shunt de circuito no sistema de 15 barras. Esta informação é exibida na Tabela III.28.

Tabela III. 28 – Shunts de Circuito do Sistema de 15 Barras

Barra 'de'			Barra 'para'			Nº do circuito
Número	Nome	Shunt (Mvar)	Número	Nome	Shunt (Mvar)	
3	BARRA-3	-60	15	BARRA-15	-60	1

Como o shunt de circuito entre as barras 3 e 15 é exclusivo do arquivo nº 2, a existência deste constitui-se em uma discrepância de origem topológica entre os sistemas.

### III. 2. 2. 7. Dados de Shunt de Barra

Os dados de shunt de barra referem-se aos dados de banco de capacitores e reatores adicionados às barras do sistema. O padrão para preenchimento desse tipo de dado encontra-se no Apêndice B.

O Programa Comparador faz uso das seguintes planilhas para permitir que seja feita a comparação adequada dos dados de shunt de barra dos arquivos alvo de estudo:

- Dados shunt 1 – exibe todos os dados de shunt de barra do arquivo nº 1.
- Dados shunt 2 – apresenta todos os dados de shunt de barra do arquivo nº 2.
- Dados comuns – exibe os dados de shunt de barra que são iguais nos dois arquivos.
- Dados dif. – relaciona as diferenças existentes entre os dados de shunt de barra das barras existentes em ambos os arquivos.
- Barras exclusivas 1 – mostra os dados de shunt de barra das barras exclusivas do arquivo nº 1.
- Barras exclusivas 2 – mostra os dados de shunt de barra das barras exclusivas do arquivo nº 2.

As Tabelas de III.29 a III.34 a seguir constituem-se dos resultados apurados pelo Programa Comparador para os dados de Shunt de Barra dos sistemas de 16 e 15 barras utilizados como teste.

Tabela III.29 – Dados de Shunt de Barra do Arquivo nº 1

Número da barra	Nome da barra	Shunt de barra (Mvar)
3	BARRA-3	-90
10	BARRA-10	20
11	BARRA-11	-30
13	BARRA-13	-30

Tabela III.30 – Dados de Shunt de Barra do Arquivo nº 2

Número da barra	Nome da barra	Shunt de barra (Mvar)
3	BARRA-3	-60
10	BARRA-10	20
12	BARRA-12	-30
13	BARRA LESTE	-30

Tabela III.31 – Dados de Shunt de Barra Comuns aos Sistemas de 16 e 15 Barras

Número da barra	Nome da barra	Shunt de barra (Mvar)
10	BARRA-10	20

Tabela III.32 – Diferenças Existentes Entre os Dados de Shunt de Barra das Barras Existentes em Ambos os Arquivos

Número	Shunt (Mvar)		
	Arq. 1	Arq. 2	Diferença
3	-90	-60	30
11	-30	0	30
12	0	-30	-30

Tabela III.33 - Dados de Shunt de Barra das Barras Exclusivas do Arquivo nº 1

Número da barra	Nome da barra	Shunt de barra (Mvar)
13	BARRA-13	-30

Tabela III.34 - Dados de Shunt de Barra das Barras Exclusivas do Arquivo nº 2

Número da barra	Nome da barra	Shunt de barra (Mvar)
13	BARRA LESTE	-30

Com exceção das Tabelas III.33 e III.34, as quais consistem de uma discrepância topológica entre os sistemas de 16 e 15 barras, as demais tabelas para shunt de barra desta seção indicam que há três barras com discrepâncias de ponto de operação devido à alteração da capacidade dos capacitores e reatores envolvidos. Estas diferenças estão evidenciadas e concentradas na Tabela III.32.

### III. 2. 2. 8. Dados de Intercâmbio de Potência Ativa Entre Áreas

O Programa Comparador organiza os dados de intercâmbio de potência ativa entre áreas (dados de área) a partir das seguintes planilhas:

- Dados área 1 – exibe os dados de área do arquivo nº 1.
- Dados área 2 – relaciona os dados de área do arquivo nº 2.
- Dados comuns – apresenta os dados de área iguais nos dois arquivos.
- Dados dif. – mostra as diferenças entre os dados de área das áreas existentes simultaneamente nos dois arquivos.
- Áreas exclusivas 1 – expõe os dados de área das áreas exclusivas do arquivo 1.
- Áreas exclusivas 2 – revela os dados de área das áreas exclusivas do arquivo 2.
- Barras dif. – apresenta a relação das barras com diferentes áreas.

Como para os sistemas de 16 e 15 barras os dados de área são idênticos, o Programa Comparador retornou a mesma tabela para as planilhas “dados área 1”, “dados área 2” e “dados comuns”. Tais valores são indicados na Tabela III.35.

Tabela III.35 – Dados de Área (Sistemas de 16 e 15 Barras)

Área		Intercâmbio (MW)		
Número	Nome	Programado	Mínimo	Máximo
1	***** AREA 1 *****	0	0	0
2	***** AREA 2 *****	0	0	0

### III. 2. 2. 9. Dados de Controle Remoto de Tensão

Os dados de controle remoto de tensão são classificados no Programa Comparador pelas planilhas:

- Dados cont. rem. 1 – apresenta todos os dados de controle remoto de tensão do arquivo n° 1.
- Dados cont. rem. 2 – exibe todos os dados de controle remoto de tensão do arquivo n° 2.
- Dados comuns – exibe os dados de controle remoto de tensão iguais nos dois arquivos.
- Dados dif. – apresenta as diferenças existentes nos dados de controle remoto de tensão das barras existentes em ambos os arquivos.
- Controle 1 – revela as barras que efetuam controle remoto de tensão dentre as barras exclusivas do arquivo n° 1.
- Controle 2 – revela as barras que efetuam controle remoto de tensão dentre as barras exclusivas do arquivo n° 2.

No caso dos sistemas de 16 e 15 barras, o Programa Comparador apurou que somente há um único controle remoto de tensão, e que este se encontra no sistema de 15 barras, conforme resultados exibidos nas Tabelas III.36 e III.37.

Tabela III.36 – Dados de Controle Remoto de Tensão do Arquivo n° 2

Barra de controle remoto		Barra remota controlada		Tensão especificada(pu)
Número	Nome	Número	Nome	
9	C.SINCRONO	4	BARRA-4	1,021

Tabela III.37 - Diferenças nos Dados de Controle Remoto de Tensão das Barras Existentes em Ambos os Arquivos

Número da barra			Tensão especificada (pu)	Tensão especificada (pu)
de controle remoto	remota controlada arq.1	remota controlada arq.2	Arq. 1	Arq. 2
9	-	4	-	1,021

A discrepância detectada pelo Programa Comparador na Tabela III.37 tem sua origem em pontos de operação diferentes entre os sistemas de 16 e 15 barras.

### III. 2. 2. 10. Dados de Grupo Base de Tensão

Os dados de grupo base de tensão, definidos no ANAREDE pelo código de execução *DGBT* [12], são relacionados no Programa Comparador através das planilhas relacionadas a seguir:

- Dados grupoBT 1 – mostra os grupos base de tensão do arquivo n° 1.
- Dados grupoBT 2 – mostra os grupos base de tensão do arquivo n° 2.
- Dados comuns – exhibe os grupos base de tensão com dados iguais nos arquivos 1 e 2.
- Dados dif. – mostra as diferenças existentes entre os grupos base de tensão dos arquivos 1 e 2.
- Quant. barras – apresenta a quantidade de barras em cada grupo base de tensão.
- Barras dif. – exhibe a relação das barras que possuem diferentes grupos base de tensão.

O Programa Comparador apurou para os sistemas de 16 e 15 barras as seguintes tabelas (Tabelas de III.38 a III.41) para os dados de grupo base de tensão:

Tabela III.38 - Grupos Base de Tensão com Dados Iguais nos Arquivos 1 e 2

Grupo	Base de tensão (kV)
1	13,8
2	230
3	345

Tabela III.39 - Diferenças Existentes Entre os Grupos Base de Tensão dos Arquivos 1 e 2

Grupo	Base de tensão (kV)	Base de tensão (kV)
	Arq. 1	Arq. 2
4	138	-



Tabela III.40 – Quantidade de Barras em Cada Grupo Base de Tensão

Grupo	Base de tensão (kV)		Total de barras	Total de barras	Total de barras
	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Comuns
1	13,8	13,8	3	2	2
2	230	230	5	6	5
3	345	345	7	7	6
4	138	-	1	0	0

Tabela III.41 – Barras que Possuem Diferentes Grupos Base de Tensão

Barra	Grupo		Base de tensão	Base de tensão
	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
14	4	2	138	230

A partir do resultado exibido pela Tabela III.41, conclui-se que somente a barra 14 possui diferentes grupos de tensão entre os arquivos 1 e 2 (sistemas de 16 e 15 barras respectivamente). Essa diferença constitui-se em uma discrepância oriunda de diferentes pontos de operação do sistema.

Em relação à Tabela III.40, percebe-se que em todos os grupos de base de tensão nem todas as barras são comuns aos sistemas de 16 e de 15 barras. Este fato se explica através de algumas discrepâncias já identificadas anteriormente. Em relação ao grupo 1, a diferença de uma barra do arquivo 1 em relação ao arquivo 2 se deve a não existência no segundo sistema da barra de nº 1, a qual pertence, no primeiro sistema, ao grupo em questão, conforme denota a Tabela III. 6 (barras que pertencem somente ao arquivo 1). Para os grupos base de tensão 2 e 4, a explicação para a diferença entre o total de barras comuns e as barras existentes nos sistemas 1 e 2 provêm diretamente da Tabela III.41. Já o grupo 3 possui somente seis barras comuns porque a barra de nº 13, em ambos os arquivos, pertence a esse grupo, mas é considerada como uma barra distinta entre os arquivos, dado que possui nomes não coincidentes entre os dois sistemas.

### III. 2. 2. 11. Dados de Grupo Limite de Tensão

No padrão adotado pelo ANAREDE, os dados de grupo limite de tensão são definidos pelo código de execução *DGLT* [12]. O Programa Comparador utiliza as seguintes planilhas para relacionar os dados de grupo limite de tensão:

- Dados grupoLT 1 – mostra os grupos limite de tensão do arquivo nº 1.
- Dados grupoLT 2 – mostra os grupos limite de tensão do arquivo nº 2.
- Dados comuns – exhibe os grupos limite de tensão com dados iguais nos arquivos 1 e 2.

- Dados dif. – mostra as diferenças existentes entre os grupos limite de tensão dos arquivos 1 e 2.
- Quant. barras – apresenta a quantidade de barras em cada grupo limite de tensão.
- Barras dif. – exibe a relação das barras que possuem grupos limite de tensão que apresentam diferenças.

Em relação aos grupos de limite de tensão, o Programa Comparador apurou para os sistemas de 16 e 15 barras as Tabelas de III.42 a III.45.

Tabela III.42 - Grupos Limite de Tensão com Dados Iguais nos Arquivos 1 e 2

Grupo	Magnitude de tensão (pu)	Magnitude de tensão (pu)
	Mínima	Máxima
A	0,95	1,05
C	0,95	1,08

Tabela III.43 - Diferenças Existentes Entre os Grupos Limite de Tensão dos Arquivos 1 e 2

Grupo	Limite mínimo (pu)		Limite máximo (pu)	Limite máximo (pu)
	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
B	0,95	0,95	1,07	1,06
D	-	0,95	-	1,04

Tabela III.44 – Quantidade de Barras em Cada Grupo Limite de Tensão

Grupo	Magnitude mín. de tensão		Magnitude máx. de tensão		Total de barras	Total de barras	Total de barras Comuns
	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	
A	0,95	0,95	1,05	1,05	4	4	3
B	0,95	0,95	<b>1,07</b>	<b>1,06</b>	5	5	5
C	0,95	0,95	1,08	1,08	7	5	4
D	-	<b>0,95</b>	-	<b>1,04</b>	0	1	0

Tabela III.45 – Barras que Possuem Grupos Limite de Tensão Com Diferenças

Barra	Grupo		Limite mínimo		Limite máximo	Limite máximo
	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2	Arq. 1	Arq. 2
2	C	D	0,95	0,95	1,08	1,04
4	B	B	0,95	0,95	1,07	1,06
5	B	B	0,95	0,95	1,07	1,06
6	B	B	0,95	0,95	1,07	1,06
7	B	B	0,95	0,95	1,07	1,06
8	B	B	0,95	0,95	1,07	1,06
15	C	A	0,95	0,95	1,08	1,05

As diferenças especificadas na Tabela III.45 indicam que para as sete barras em questão há discrepância de ponto de operação quando comparados os sistemas de 16 e 15 barras.

### **III. 3. Sumário**

Neste capítulo, apenas para que pudesse ser facilitado o entendimento do processo de identificação das discrepâncias entre arquivos representantes de sistemas utilizados para o cálculo de fluxo de potência, foram adotados sistemas de porte bastante reduzidos (redes de 15 e de 16 barras). Porém, como pôde ser observado, mesmo para sistemas de porte diminuto, a correta identificação das diferenças topológicas, paramétricas e de ponto de operação dependem, invariavelmente, de uma rotina computacional que automatize e padronize tal processo.

Tal como demonstrado, são várias as possibilidades de origens das discrepâncias. Esta vasta gama de possibilidades aumenta a necessidade e importância da comparação entre arquivos distintos representantes de sistemas elétricos de potência.

O presente capítulo dedicou-se à exploração das fontes de imprecisões provenientes dos dados de entrada de problemas de fluxo de potência. O próximo capítulo, por sua vez, se destinará às análises das imprecisões oriundas da escolha do método de análise de fluxo de carga, através do estudo do modelo CC sem e com perdas.

# *Capítulo IV*

## **IV. DISCREPÂNCIAS ORIUNDAS DE ALGORITMOS DISTINTOS**

### **IV. 1. Introdução**

Conforme abordado nos capítulos anteriores, os resultados das análises de fluxo de potência são influenciados diretamente pelos dados de entrada (parâmetros, topologias e pontos de operação), bem como pelo método de solução escolhido. Dentre os métodos de solução, vários tipos são amplamente utilizados, desde o clássico e padrão método de Newton e seus derivados desacoplados até modelos aproximados como o modelo CC.

Métodos de análise de fluxo tais como os desacoplados, variantes do método de Newton, não introduzem nenhum tipo de deformação ou erro na solução final do problema, dado que as aproximações consideradas nestes modelos são introduzidas somente na matriz jacobiana, permanecendo o cálculo dos resíduos inalterado em relação ao método de Newton [13]. Em outras palavras, nos métodos desacoplados, as simplificações consideradas alteram somente o processo de convergência, sem exercer qualquer influência nos resultados das análises de fluxo. Porém, o mesmo não ocorre em relação a outros processos de cálculo de carga, onde as saídas são diretamente afetadas por simplificações adotadas no método. Um exemplo clássico é o modelo linearizado, também conhecido como modelo CC. Este método, apesar de não levar em consideração na sua formulação as magnitudes das tensões nodais, das potências reativas e dos taps dos transformadores, é muito utilizado na prática principalmente quando o baixo requisito computacional e a velocidade de resolução são variáveis essenciais (como ocorre em etapas preliminares de estudos de expansão e na monitoração em tempo real do sistema) [2]. Estas e algumas outras considerações assumidas neste modelo afetam diretamente a exatidão dos resultados encontrados (tais simplificações são discutidas com maiores detalhes no Apêndice A).

O presente capítulo põe em foco a análise das discrepâncias oriundas da utilização do modelo linearizado. Inicialmente são exibidas algumas soluções de experimentos que indicam o

comportamento geral das discrepâncias no cálculo do fluxo de potência ativa a partir do modelo CC. Logo após, são exibidos e discutidos os efeitos da utilização deste modelo no cálculo de fluxo do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) para o cenário planejado para o ano de 2008.

#### **IV. 2. Análises Experimentais do Modelo CC**

O modelo CC é, conforme abordado anteriormente, um modelo aproximado para o cálculo de fluxo de potência ativa nas linhas dos sistemas. As simplificações assumidas na formulação do modelo CC implicam em um ganho de tempo computacional com perda de precisão nos resultados. Portanto, para um adequado uso do modelo linearizado é de grande valia e importância se ter o conhecimento de suas limitações, suas fontes de imprecisões e o grau de distorção gerado em suas análises.

Uma das simplificações consideradas no modelo CC é a adoção do valor nulo para a resistência das linhas dos sistemas elétricos. Essa concepção baseia-se no fato de as resistências elétricas das linhas de transmissão serem, em geral, desprezíveis frente à reatância das mesmas. Essa simplificação faz com que as perdas elétricas no sistema sejam desprezadas no modelo CC. Decorrente deste princípio, a precisão do modelo linearizado é influenciada pela relação existente entre a reatância e a resistência das linhas (relação X/R). Visando investigar o tipo e o grau de influência que a resistência e a relação X/R dos circuitos CA resultam nas análises de fluxo de potência pelo modelo CC, implementou-se a experiência realizada descrita a seguir:

- a partir dos sistemas representados nas Figuras IV.1 e IV.2, foram construídos outros 6000 sistemas derivados de cada um deles, totalizando 12000 sistemas derivados;
- cada um dos sistemas derivados manteve as mesmas características de ponto de operação dos sistemas originais;
- todos os trafos dos sistemas originais foram convertidos em linhas nos sistemas derivados (única alteração topológica considerada);
- para todos os sistemas derivados foi considerado um único nível de tensão, independente dos registrados nos sistemas originais;
- para cada sistema derivado dos originais, foi considerada uma mesma informação paramétrica (resistência e reatância) para todas as linhas, ou seja, para um dado sistema, as linhas possuem um mesmo valor de impedância;



- a informação paramétrica das linhas de cada um dos sistemas derivados foi definida a partir de sorteio aleatório dentro das seguintes faixas<sup>1 2</sup>:
  - Resistência mínima: 0,002  $\Omega$
  - Resistência máxima: 54  $\Omega$
  - Reatância mínima: 1,0  $\Omega$
  - Reatância máxima: 225  $\Omega$
  - Relação X/R mínima: 0,002  $\Omega$
  - Relação X/R máxima: 80  $\Omega$
- foram implementadas as análises de fluxo de potência através do método de Newton, do modelo linearizado e do modelo linearizado com perdas para cada um dos 12000 sistemas derivados<sup>3</sup>;
- para cada um dos resultados de fluxo de potência ativa obtidos a partir do modelo linearizado, foi levantado o erro em relação ao fluxo correspondente calculado através do método de Newton, com base na equação (4.1);

$$P_{erro} = \left| \frac{P_{Newton} - P_{CC}}{P_{Newton}} \right| \cdot 100\% \quad (4.1)$$

- também com base na Eq. (4.1), foram calculados os erros de fluxo de P para cada linha, referentes aos resultados obtidos pelo modelo linearizado com perdas em relação ao método de Newton;
- para cada sistema foi obtido um valor de erro médio, a partir dos valores de erro calculados para cada linha pela Eq. (4.1).

Como supracitado, além da análise a partir do modelo CC, foi também realizada a análise pelo modelo CC com perdas. Neste último, os efeitos das perdas na rede são incluídos no processo de cálculo de forma aproximada e com baixo custo computacional, de forma iterativa. Maiores detalhes concernentes ao modelo CC com perdas podem ser obtidos no Apêndice A.

---

<sup>1</sup> As faixas de resistência e reatância consideradas para as informações paramétricas dos sistemas derivados foram as observadas no Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) referente à configuração de janeiro de 2007.

<sup>2</sup> Para cada sistema foi sorteado um valor de resistência e de reatância, obedecendo os limites possíveis de X/R.

<sup>3</sup> Todas as análises de fluxo foram implementadas a partir do Programa ANAREDE do Cepel.

A partir da experiência anteriormente detalhada, obteve-se, para cada um dos 12000 sistemas, dois valores de erro de fluxo de potência ativa: o referente a comparação do modelo CC com o método de Newton e o concernente a comparação do modelo CC com perdas com o método de Newton.

Essa mesma experiência foi repetida utilizando-se como base diferentes níveis de tensão (765, 525, 440 e 345 kV), propiciando a obtenção dos dados descritos nas seções subseqüentes. Cabe ressaltar neste ponto que a experiência aqui relatada é semelhante a que foi realizada no trabalho [14]. Porém, pretende-se aqui abordar outros aspectos não explorados no referido trabalho, como o comportamento das distorções nos resultados do fluxo de P para sistemas com diferentes configurações topológicas (16 e 24 barras com interconexões completamente distintas), bem como a variação do nível das discrepâncias quando sujeitas a diferentes níveis de tensão. Outro ponto não abordado em [14] foi a utilização do modelo CC com perdas para o cálculo do fluxo de potência, além do comportamento das soluções para valores de resistência superiores a  $9 \Omega$  e da relação X/R maiores que 12, tal como ocorrem em circuitos do SIN.

#### IV. 2. 1. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 765 kV

A partir da comparação dos resultados obtidos através do modelo CC (sem perdas) com os alcançados pelo método de Newton, foram atingidos os resultados apresentados na Figura IV.3.

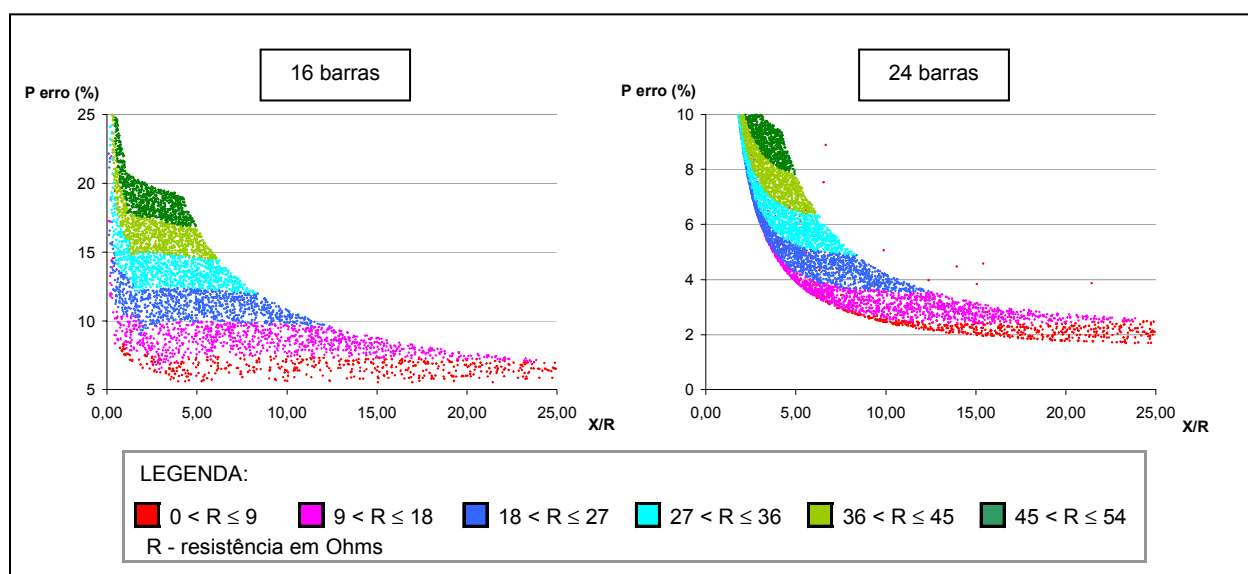


Figura IV.3 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (765 kV)



Cada ponto presente nos gráficos da Figura IV.3 representa um erro médio no fluxo de potência ativa obtido para um sistema. Dessa forma cada gráfico é formado, portanto, por cerca de 6000 pontos. Como pode ser observado nos gráficos de tal figura, há uma nítida influência dos valores de R na precisão do modelo CC. Outro aspecto que fica nítido é a variação de eficácia do modelo CC de acordo com o sistema analisado: para o sistema de 24 barras os erros tenderam a ser menores. Em referência a relação X/R, observa-se que, conforme esta se eleva, há uma tendência de queda do valor do erro no fluxo de potência ativa.

A partir da comparação dos resultados obtidos através do modelo CC com perdas e do método de Newton, foram obtidos os resultados apresentados na Figura IV.4.

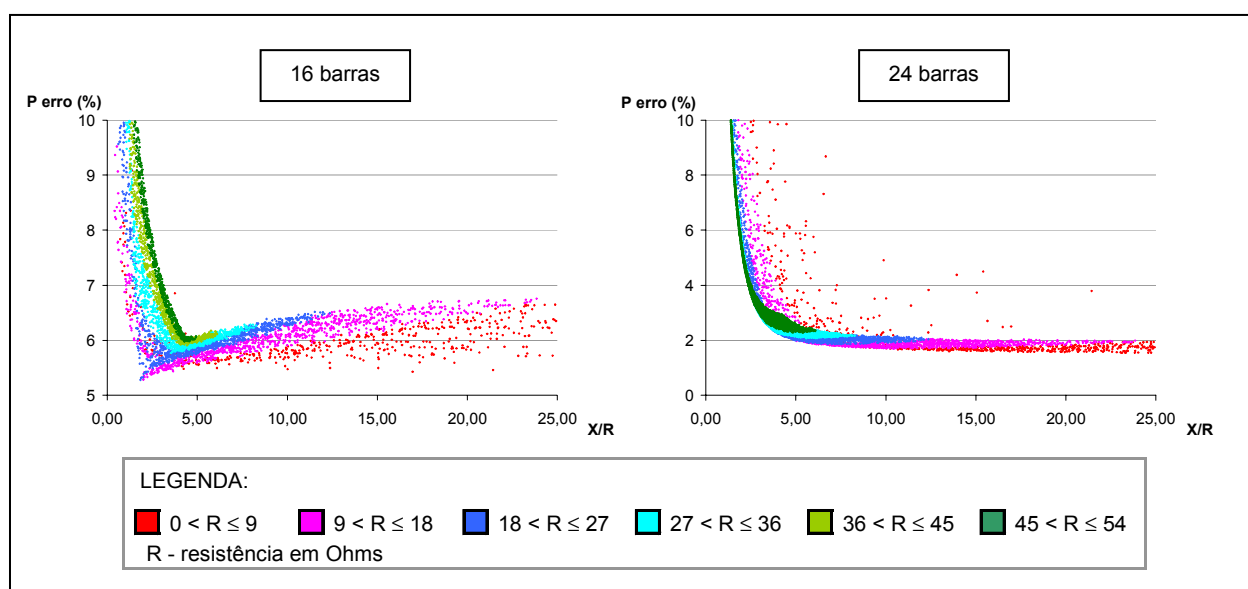


Figura IV.4 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (765 kV)

Através da comparação dos resultados obtidos com o modelo CC sem e com perdas, respectivamente ilustrados nas Figuras IV.3 e IV.4, pode ser observado que há uma queda substancial nos erros dos fluxos de potência ativa quando consideradas as perdas no modelo.

#### IV. 2. 2. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 525 kV

Considerando-se novamente os mesmos intervalos de R, X e X/R para a definição dos 6000 sistemas para cada sistema base (16 e 24 barras), foram obtidos os resultados ilustrados na forma de gráficos na Figura IV.5. De forma similar que no subitem anterior, os gráficos foram obtidos a partir dos erros oriundos da comparação dos valores dos fluxos de potência ativa de todas as redes geradas.

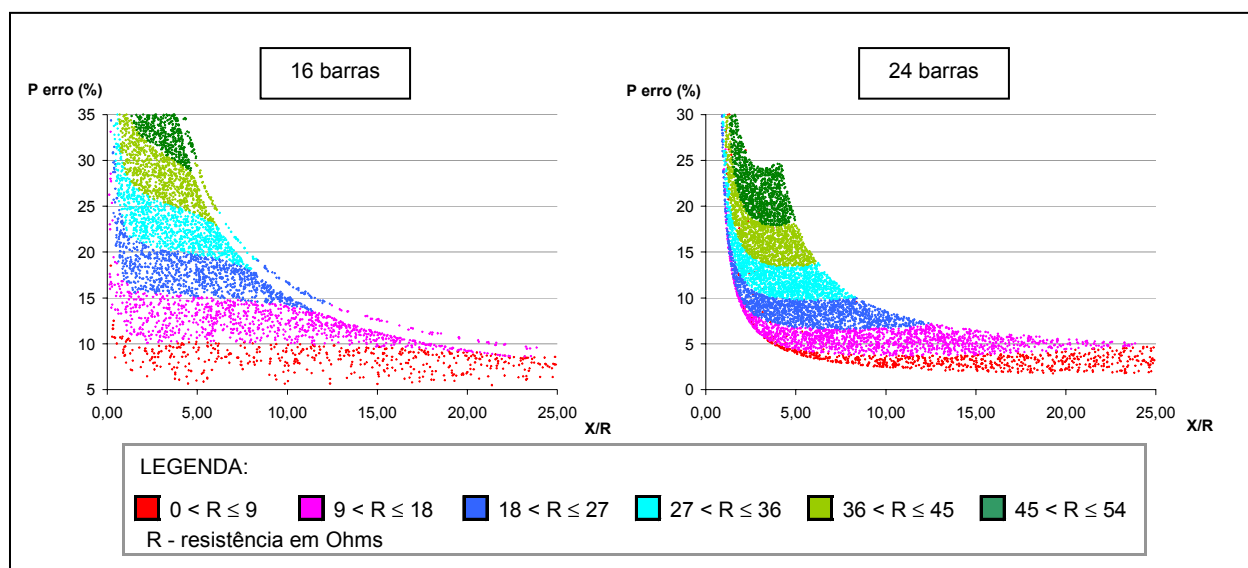


Figura IV.5 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (525 kV)

Comparados com os resultados obtidos para o nível de tensão de 765 kV, os erros no fluxo de P ilustrados na Figura IV.5 são superiores. Esta característica deriva das maiores perdas elétricas na transmissão em 525 kV do que no nível de tensão de 765 kV.

Os resultados obtidos na Figura IV.5 são correspondentes ao modelo CC sem perdas. Para os resultados obtidos através do modelo CC com perdas, são apresentados os gráficos da Figura IV.6.

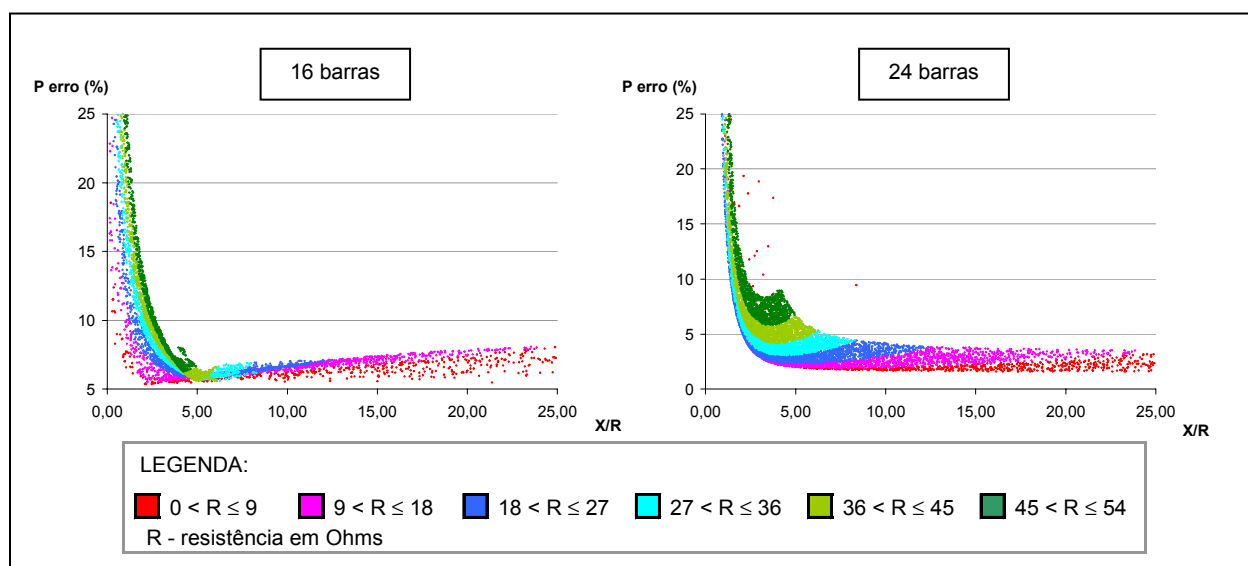


Figura IV.6 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (525 kV)

Através da comparação dos resultados obtidos com o modelo CC sem e com perdas para o nível de tensão de 525 kV, respectivamente ilustrados nas Figuras IV.5 e IV.6, observa-se

novamente que há uma queda substancial nos erros dos fluxos de potência ativa quando consideradas as perdas no modelo.

#### IV. 2. 3. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 440 kV

Na Figura IV.7 são ilustrados os gráficos referentes aos erros nos fluxos de potência dos sistemas de 16 e 24 barras, quando considerada a utilização do modelo CC (sem perdas).

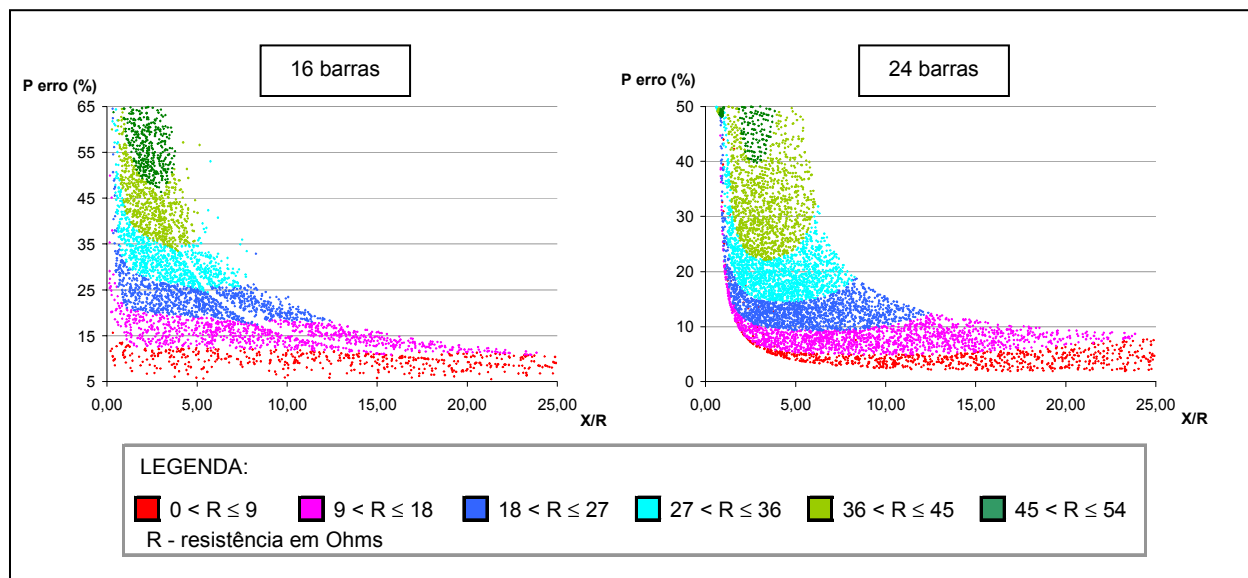


Figura IV.7 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (440 kV)

A Figura IV.8 contém os gráficos correspondentes aos sistemas de 16 e 24 barras, para os erros gerados ao se utilizar o modelo CC com perdas no nível de tensão de 440 kV.

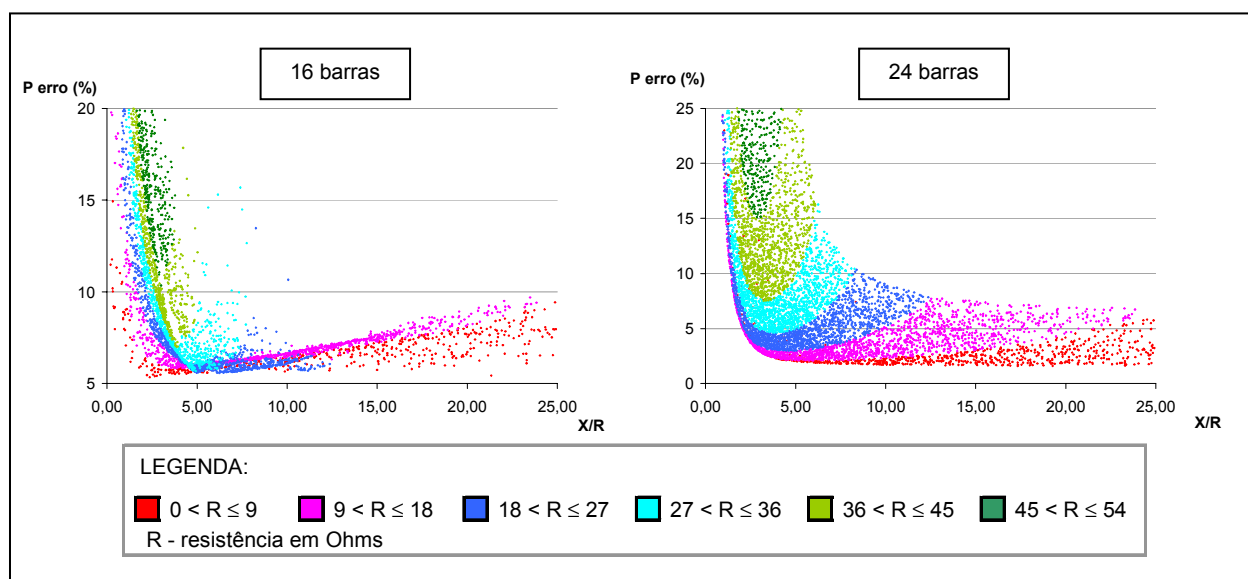


Figura IV.8 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com perdas (440 kV)

De acordo com os gráficos apresentados, percebe-se uma clara tendência de elevação do erro do fluxo de potência ativa com a redução do nível de tensão.

#### IV. 2. 4. Resultados das Simulações para os Sistemas de 16 e 24 Barras em 345 kV

Na Figura IV.9 a seguir, são exibidos os gráficos referentes aos erros nos fluxos de potência dos sistemas de 16 e 24 barras, quando considerada a utilização do modelo CC (sem perdas).

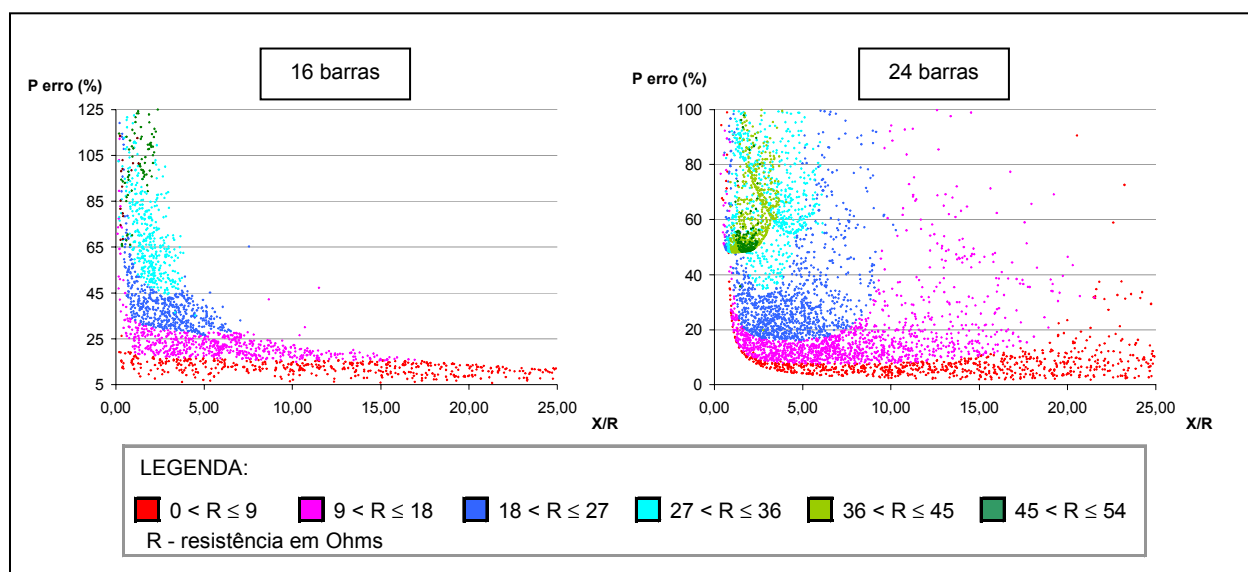


Figura IV.9 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Sem Perdas (345 kV)

A Figura IV.10 apresenta os gráficos correspondentes aos sistemas de 16 e 24 barras no nível de tensão de 345 kV, para os erros gerados ao se utilizar o modelo CC com perdas.

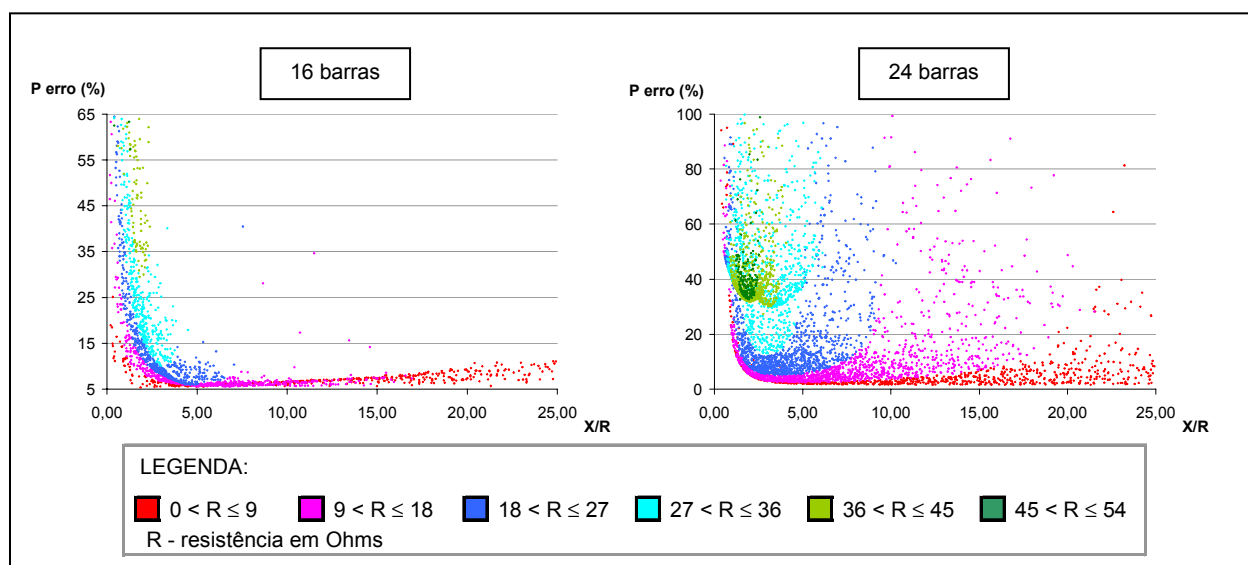


Figura IV.10 – Erros Percentuais dos Fluxos de P para o Modelo CC Com Perdas (345 kV)

A partir dos resultados obtidos na experiência relatada na Seção IV. 2, podemos apresentar as seguintes conclusões:

- quanto maior for o nível de tensão, menores serão as perdas no sistema;
- quanto maior for o valor da resistência da linha de transmissão, a imprecisão no cálculo do fluxo de potência ativa pelo modelo linearizado tenderá a ser maior;
- a consideração das perdas no modelo CC traz um ganho sobremaneira nos resultados das análises de fluxo;
- a topologia do sistema influencia de forma decisiva na precisão do modelo CC;
- como observado nos resultados gráficos obtidos, valores muito baixos da relação  $X/R$  geralmente conduzem a maiores erros do fluxo de potência ativa. Em boa parte dos resultados, também se observa que há uma faixa ótima para o valor da relação  $X/R$  (limitada aproximadamente entre 3 e 5 nos resultados obtidos).

Em relação à experiência relatada na Seção IV.2, observa-se que há uma diferença significativa quando comparados os resultados obtidos para os sistemas de 16 e 24 barras. Topologicamente os sistemas são bastante diferentes, onde o de 24 barras apresenta-se bem mais malhado que o de 16 barras. Essa característica pode explicar o porquê dos menores erros em geral apresentados para o sistema de 24 barras.

#### **IV. 3. Efeito da Proximidade Elétrica da Barra de Referência no Modelo CC**

A proximidade elétrica com a barra de referência, responsável por atender as perdas de transmissão no sistema, tem grande influência no erro do cálculo de potência ativa no modelo linearizado. Essa característica ocorre mesmo quando há a consideração aproximada das perdas no modelo CC, situação esta que, como pôde ser observada na seção anterior, conduz a análises de fluxo mais precisas. Na prática e em geral, pode-se afirmar que, quanto mais próximo for o fluxo de potência ativa da barra de referência, maior será a tendência de erro associada a ele. Isto pode ser explicado pelo fato de a barra de referência ser responsável por suprir as perdas de transmissão de todo o sistema. Dessa forma, os circuitos a ela interligados ficam incumbidos de transmitir a parcela de potência ativa correspondente às perdas de toda a rede a jusante dos mesmos. Ou seja, quanto mais próximo eletricamente da barra de referência, maior será a parcela de potência ativa referente às perdas a ser transmitida. Como no modelo CC o cálculo da perda ou não é considerado ou é estabelecido de forma aproximada, há uma tendência de se obter um

erro maior no cálculo de P quanto maior for a parcela referente a perda sendo transmitida pelo circuito.

No intuito de se verificar e exemplificar esta característica, será considerado inicialmente o sistema de 9 barras apresentado na Figura IV.11.

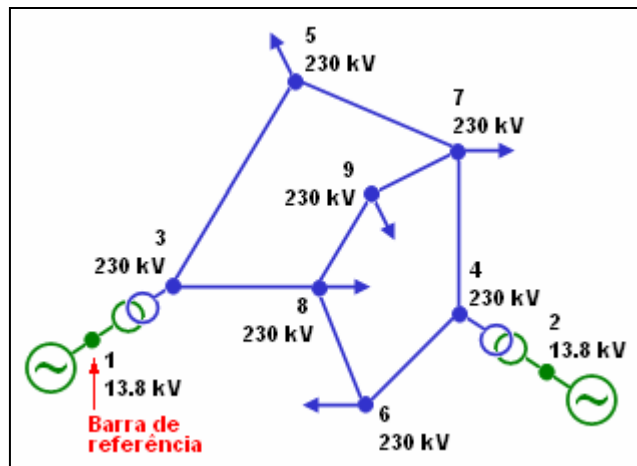


Figura IV.11 – Sistema de 9 Barras (STB – 9)

A seguinte classificação pode ser então adotada:

- os circuitos conectados à barra de referência serão chamados de *interligações do 1º nível*;
- os circuitos conectados às interligações do 1º nível e ainda não classificados serão chamados de *interligações do 2º nível*;
- os circuitos conectados às interligações do 2º nível e ainda não classificados serão chamados de *interligações do 3º nível* e assim por diante;

A partir dessa convenção, os circuitos do sistema representado na Figura IV.11 podem ser classificados como indicado na Figura IV.12 a seguir:

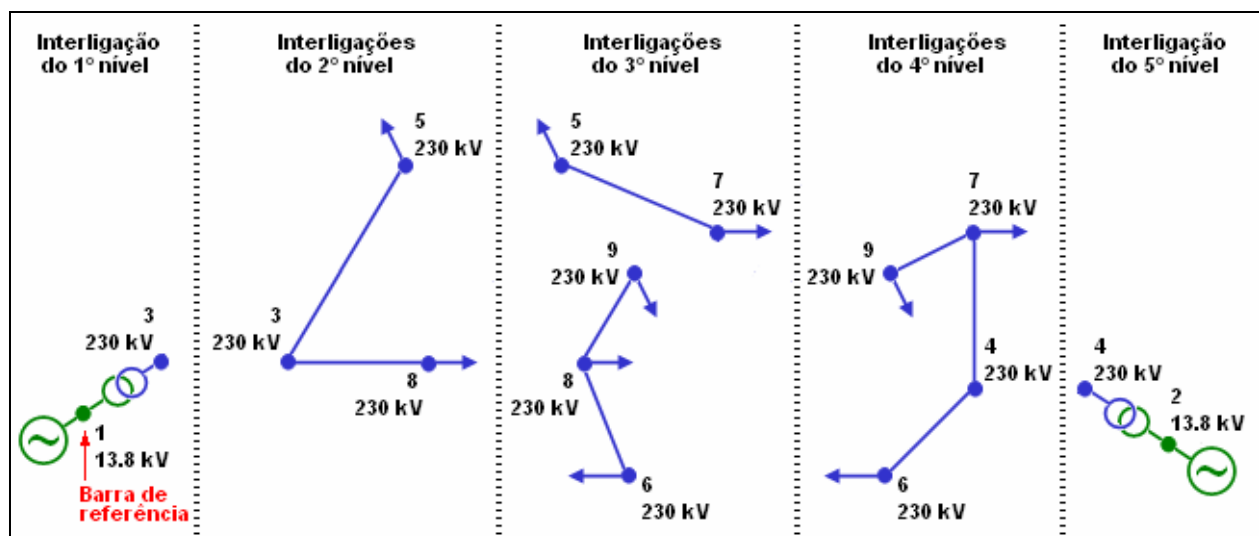


Figura IV.12 – Sistema de 9 Barras – Classificação dos Níveis de Interligação

Ao se solucionar o problema de fluxo de potência pelo método de Newton e modelo CC para o sistema de 9 barras em questão, cujos dados topológicos, paramétricos e de ponto de operação se encontram no Apêndice C, observam-se os erros médios (por nível de interligação) de fluxo de P representados nas Figuras IV.13 e IV.14.

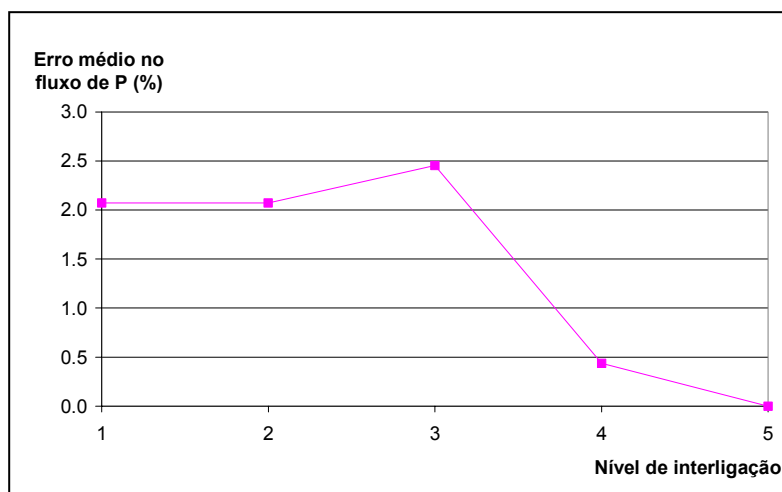


Figura IV.13 – Erro Médio Percentual do Fluxo de P nos Distintos Níveis de Interligação

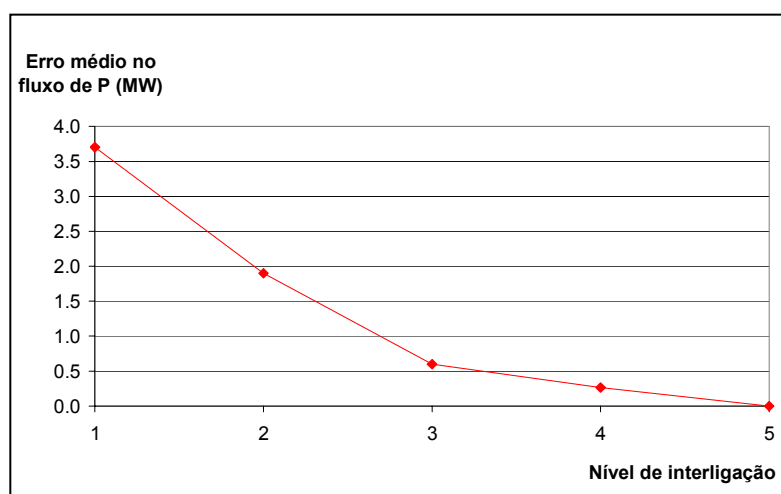


Figura IV.14 – Erro Médio do Fluxo de P (MW) nos Distintos Níveis de Interligação

Os erros de fluxo de potência em cada circuito utilizados para o cálculo dos erros médios apresentados na Figura IV.13 foram calculados a partir da expressão 4.1. Como pode ser observado nas Figuras IV.13 e IV.14, houve a comprovação da tendência de decrescimento dos erros no cálculo do fluxo de P conforme há um afastamento dos circuitos em relação à barra de referência.

Consideremos novamente o sistema de 16 barras representado na Figura IV.2. Para esta rede, cuja barra de referência é a de número 16, a classificação dos circuitos em relação aos níveis de interligação está definida na Tabela IV.1.

Tabela IV.1 – Níveis de Interligação do Sistema de 16 Barras

Nível de interligação	Barra de	Barra para
1	6	16
2	6	7
	5	6
3	4	5
	4	5
	7	8
4	4	15
	8	10
	8	9
5	10	11
	3	15
	3	15
6	3	12
	2	3
	2	3
	3	14
	11	12
7	1	2
	12	13
	12	13

De maneira análoga a adotada para o sistema de 9 barras, foram computadas as discrepâncias existentes entre os fluxos de potência ativa calculados através do método de Newton e do modelo linearizado para o sistema de 16 barras. Com base nesses valores, foram alcançados os erros médios por nível de interligação exibidos nas Figuras IV.15 e IV.16.

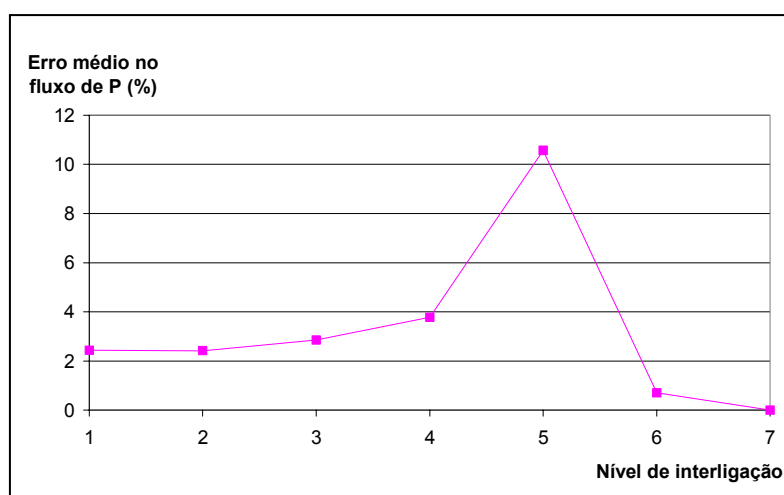


Figura IV.15 – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (Sistema de 16 Barras)



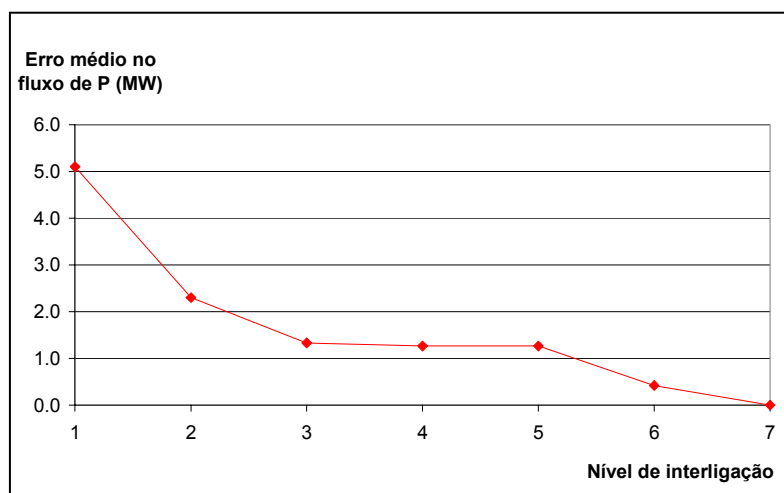


Figura IV.16 – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (Sistema de 16 Barras)

Apesar de o valor absoluto do erro médio por nível de interligação ser decrescente conforme se distancia da barra de referência (Figura IV.16), o erro médio percentual foge dessa característica, em especial no 5º nível de interligação (Figura IV.15).

Tal como estabelecido para os sistemas de 9 e 16 barras, será considerado também o sistema de 24 barras, representado na Figura IV.1, para a análise dos erros médios por níveis de interligação. A Tabela IV.2 apresenta a divisão dos circuitos por nível de interligação. Nesse sistema, a barra de número 21 é considerada como barra de referência.

Tabela IV.2 – Níveis de Interligação do Sistema de 24 Barras

Nível de interligação	Barra de	Barra para	Nível de interligação	Barra de	Barra para	Nível de interligação	Barra de	Barra para
1	15	21	4	1	3	6	2	4
	15	21		3	9		2	6
	18	21		11	14		5	10
	18	21		19	20		7	8
	21	22		19	20		8	10
2	15	16	5	1	2		6	10
	15	24		1	5		10	12
	17	18		4	9		12	13
	17	22		8	9		12	23
				9	11		13	23
3	14	16		9	12			
	16	17		10	11			
	16	19		11	13			
	3	24		20	23			
				20	23			

Quando comparado com o sistema de 16 barras, pode ser observado através de Tabela IV.2 que o sistema de 24 barras possui um menor número de níveis de interligação. Essa

característica se deve ao fato de o sistema de 24 barras em questão ser bem mais malhado que o de 16.

Os erros médios percentuais e absolutos obtidos para cada um dos níveis de interligação do sistema de 24 barras são apresentados respectivamente nas Figuras IV.17 e IV.18.

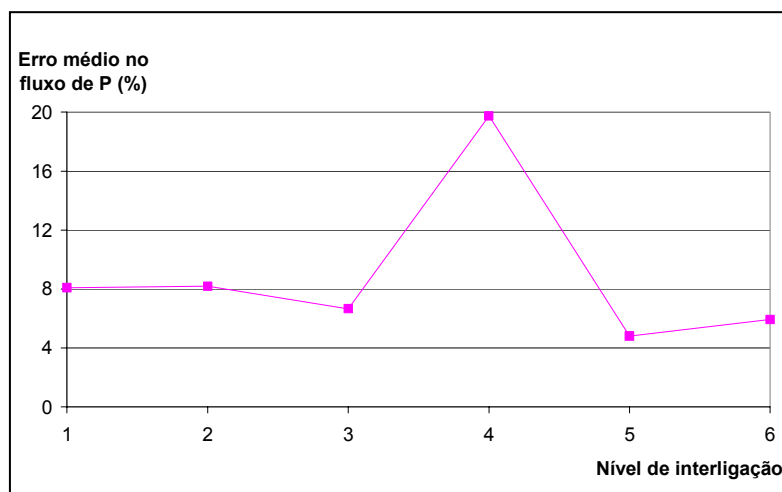


Figura IV.17 – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (Sistema de 24 Barras)

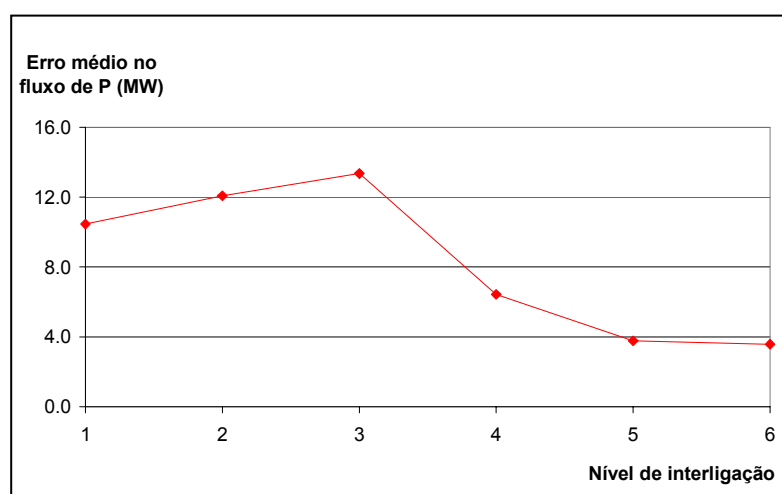


Figura IV.18 – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (Sistema de 24 Barras)

Analisando-se os resultados representados nas Figuras IV.17 e IV.18, observa-se que é mais nítida a relação de decréscimo do erro no fluxo de P quando é considerado o valor absoluto. Em relação ao erro percentual, pode-se identificar que o erro do 4º nível de interligação é o principal responsável por alterar a trajetória de decréscimo do erro médio. Mesmo assim, observa-se para o sistema de 24 barras em questão que há uma tendência de redução do erro percentual conforme ocorre o afastamento da barra de referência.



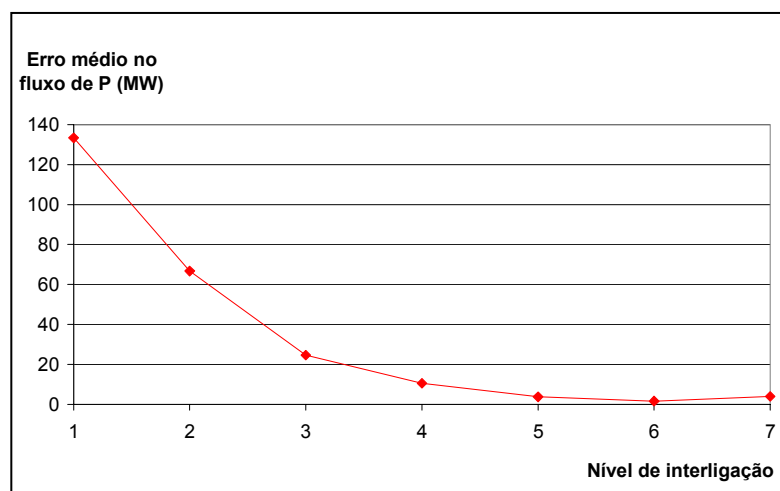


Figura IV.21 – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (Sistema de 33 Barras)

Os resultados obtidos para o sistema de 33 barras apresentados nas Figuras IV.20 e IV.21 mostram claramente a relação existente entre o afastamento elétrico do circuito em relação à barra de referência e o erro no cálculo do fluxo de potência ativa pelo modelo linearizado.

Como pôde ser observado para os sistemas de 9, 16, 24 e 33 barras analisados, há realmente uma tendência de diminuição do erro médio no fluxo de potência ativa conforme maior for o nível de interligação considerado. Como explicado anteriormente, esta característica se deve ao fato de a barra de referência ser responsável por suprir as perdas de transmissão de todos os circuitos do sistema. Dessa forma, os circuitos mais próximos a ela tendem a ser responsáveis pelo transporte de uma maior parcela da potência ativa gerada pela barra de referência.

#### IV. 4. Emprego do Modelo CC para a Análise do Sistema Interligado Nacional Brasileiro

A correta análise de fluxo de potência do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) é de fundamental importância e extremamente necessária. A partir dela podem ser gerados conhecimentos específicos que auxiliam na definição de medidas que certifiquem a segurança operativa e a harmonização das restrições elétricas, criando subsídios para a operação em tempo real do SIN. A análise de fluxo de potência do SIN, o qual se encontra em constante expansão e evolução da capacidade instalada [15], é essencial para que possa ser realizada a operacionalização do sistema a partir de custos relativamente baixos, evitando que ocorram desperdícios e gastos desnecessários. Dessa forma, o sistema pode ser planejado e operado de forma tal que haja o menor impacto possível nos recursos financeiros e naturais.

Como discutido anteriormente, o modelo CC é um método aproximado que permite que seja calculada a distribuição de fluxo de potência ativa em sistemas de potência com baixo requisito computacional e precisão aceitável para vários tipos de estudos [2]. Dessa forma, pretende-se neste item exibir o nível de precisão do modelo CC quando aplicado para o SIN (caso de referência para o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica<sup>4</sup> concernente ao mês de julho de 2008 – carga pesada, além dos casos referentes a julho de 2008 com carga leve e média). Para tanto, considerou-se, a fim de se definir o grau de distorção inserido nas análises a partir do modelo CC, o método de Newton como padrão balizador dos resultados encontrados. Dessa forma, no intuito de se garantir resultados ainda mais realistas nas soluções de fluxo de potência encontradas pelo método de Newton [16], foram considerados os seguintes limites e controles em suas análises:

- limites de geração de potência reativa;
- limites de tensão;
- controle de tensão em barras remotas;
- controle do elo de corrente contínua;
- controle de tensão por taps de transformadores.

#### IV. 4. 1. Informações Topológicas e Paramétricas do SIN

Através do Programa Comparador, foram obtidas as informações topológicas transcritas na Tabela IV.3 dos três casos de referência do SIN relativos a julho de 2008 (carga leve, média e pesada).

Tabela IV.3 – Informações Topológicas do SIN

<b>Elemento</b>	<b>Quantidade</b>
Barras	3859
Barras de geração	359
Circuitos CA	5602
Linhas CA	3496
Transformadores	2106
Trafos com tap variável	1014
Trafos com tap fixo	1092

<sup>4</sup> Os arquivos correspondentes aos casos de referência para o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) estão disponíveis ao público no sítio [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) do Operador Nacional do Sistema.

Também com o auxílio do Programa Comparador, foram observadas as impedâncias nas linhas do SIN (carga leve, média e pesada) reproduzidas na Tabela IV.4.

Tabela IV.4 – Resistências e Reatâncias das Linhas do SIN de Julho de 2008

kV Tensão	$\Omega$						X/R <sub>min</sub>	X/R <sub>max</sub>	X/R <sub>médio</sub>
	R <sub>min</sub>	R <sub>max</sub>	R <sub>médio</sub>	X <sub>min</sub>	X <sub>max</sub>	X <sub>médio</sub>			
765	3.511	4.7	4.1	89.539	110.6	100.7	23.625	25.7	24.8
525	0.055	8.8	3.1	0.303	117.1	42.4	1.000	18.5	12.5
500	0.032	9.2	3.8	0.569	138.4	55.3	1.405	22.7	14.8
440	0.581	9.3	4.6	6.582	115.6	58.6	11.333	13.8	12.8
345	0.119	11.7	2.8	0.952	133.4	31.2	8.000	70.4	12.5
230	0.035	28.0	6.2	0.058	145.4	33.8	1.000	80.9	6.1
< 230	0.001	146.0	4.7	0.001	188.3	12.2	0.255	13.3	3.1

Com base nas informações de resistência e reatância das linhas dos três casos do Sistema Interligado Nacional sob análise, tentou-se fazer alguma relação com os erros obtidos no cálculo do fluxo de potência ativa através do modelo CC, assim como feito na Seção IV.2. Porém, não foram observadas as relações expostas na supracitada seção. Tal fato pode ser explicado pelas próprias considerações assumidas na realização dos ensaios da Seção IV.2: nestas experiências, assumiu-se que todas as linhas do sistema deveriam ter mesma impedância, além de um único nível de tensão. Dessa forma, o experimento não mediu o efeito de se elevar, por exemplo, o valor de reatância de uma única linha, pois nele a variação se dava simultaneamente em todos os circuitos de uma rede. No SIN, ao contrário do considerado nos sistemas teste das referidas experiências, há uma grande diversificação de valores de impedâncias sob diferentes níveis de tensão. Apesar de sem dúvida influenciar nos resultados das análises do modelo CC, os valores de impedância das linhas não representam o fator determinante no erro do fluxo de potência ativa.

#### IV. 4. 2. Abertura Angular das Linhas do SIN

Outro aspecto que sem dúvida também influencia no cálculo de potência ativa do modelo CC é o valor de abertura angular (ou ângulo de potência) das linhas. Isso se dá devido a consideração no modelo CC de que as aberturas angulares de tensão das barras interligadas são extremamente pequenas, de tal forma que possam ser consideradas nulas. Dessa forma, o modelo linearizado assume as simplificações expressas nas equações (4.2) e (4.3) em sua formulação.

$$\text{sen } \theta_{km} = \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \quad (4.2)$$

$$\cos \theta_{km} \approx 1 \quad (4.3)$$

Considerando-se que o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular no circuito, pode-se afirmar que dentre os três representantes do SIN tomados para estudo no presente trabalho, o referente à carga pesada é o que possui as maiores aberturas angulares e, portanto, mais suscetível aos erros provenientes das simplificações (4.2) e (4.3). Ainda assim, mesmo para este sistema, tais simplificações são completamente plausíveis e contribuem minimamente no desvio do cálculo do fluxo de potência ativa pelo modelo CC, uma vez que a abertura angular da grande maioria das linhas do sistema é inferior a cinco graus, tal como exibido na Figura IV.22. No gráfico apresentado nesta figura, as curvas do “seno” e “cosseno” fazem a correspondência entre a abertura angular e o erro percentual ao se considerar as simplificações (4.2) e (4.3), respectivamente.

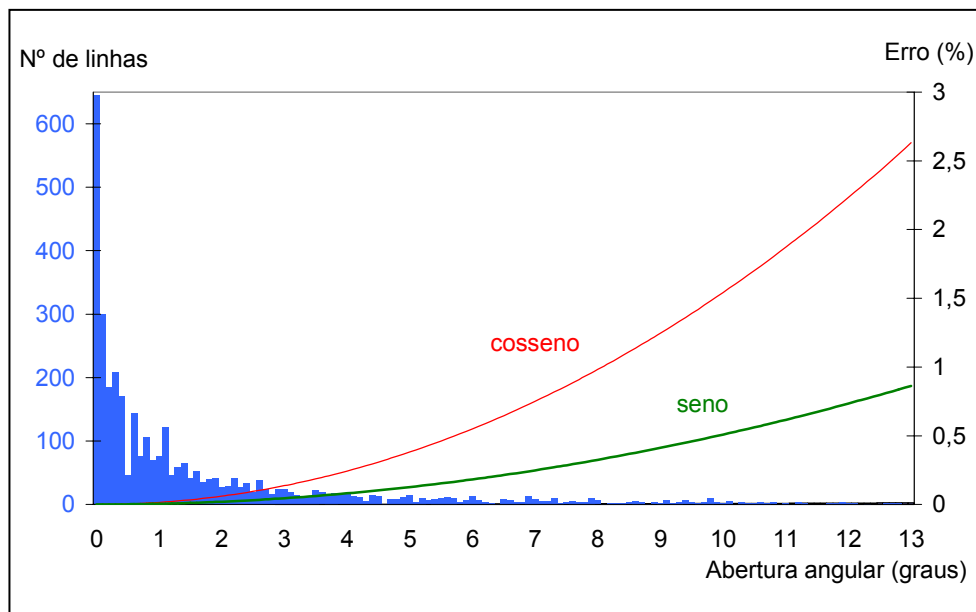


Figura IV.22 – Número de Linhas por Intervalos de Abertura Angular do SIN - Carga Pesada

#### IV. 4. 3. Influência da Proximidade com a Barra de Referência na Precisão do Modelo CC

Diferentemente do grau de influência no erro do fluxo de P exercido pelas simplificações no cálculo do seno e cosseno na formulação do modelo linearizado, a proximidade com a barra de referência pode exercer influência decisiva nos desvios dos resultados da análise de fluxo de potência, tal como demonstrado na Seção IV.3.

Utilizando-se a mesma classificação que a adotada na Seção IV.3, foram obtidos 28 níveis de interligação em cada uma das três redes representantes do SIN em estudo (tal como exibido na Figura IV.23). Em seguida, na Figura IV.24, são exibidos os resultados de fluxo de potência obtidos para o segundo e terceiro níveis de interligação dos SIN – carga pesada, quando confrontados os resultados obtidos pelo modelo CC e o método de Newton.

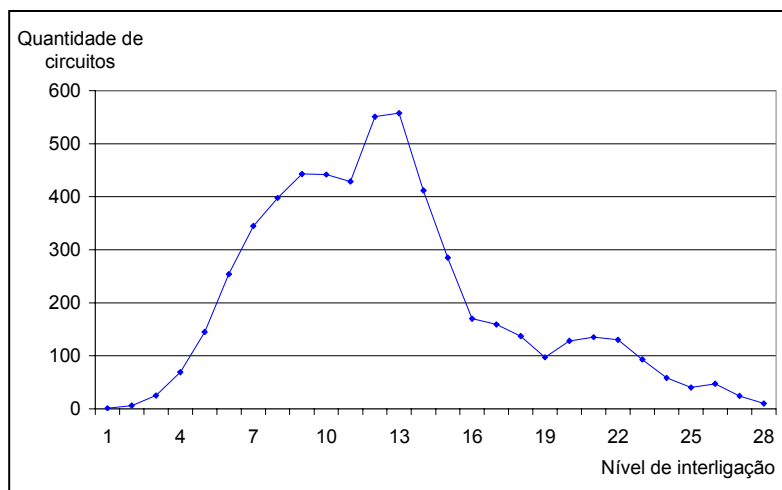


Figura IV.23 – Número de Circuitos por Níveis de Interligação no SIN de Julho de 2008

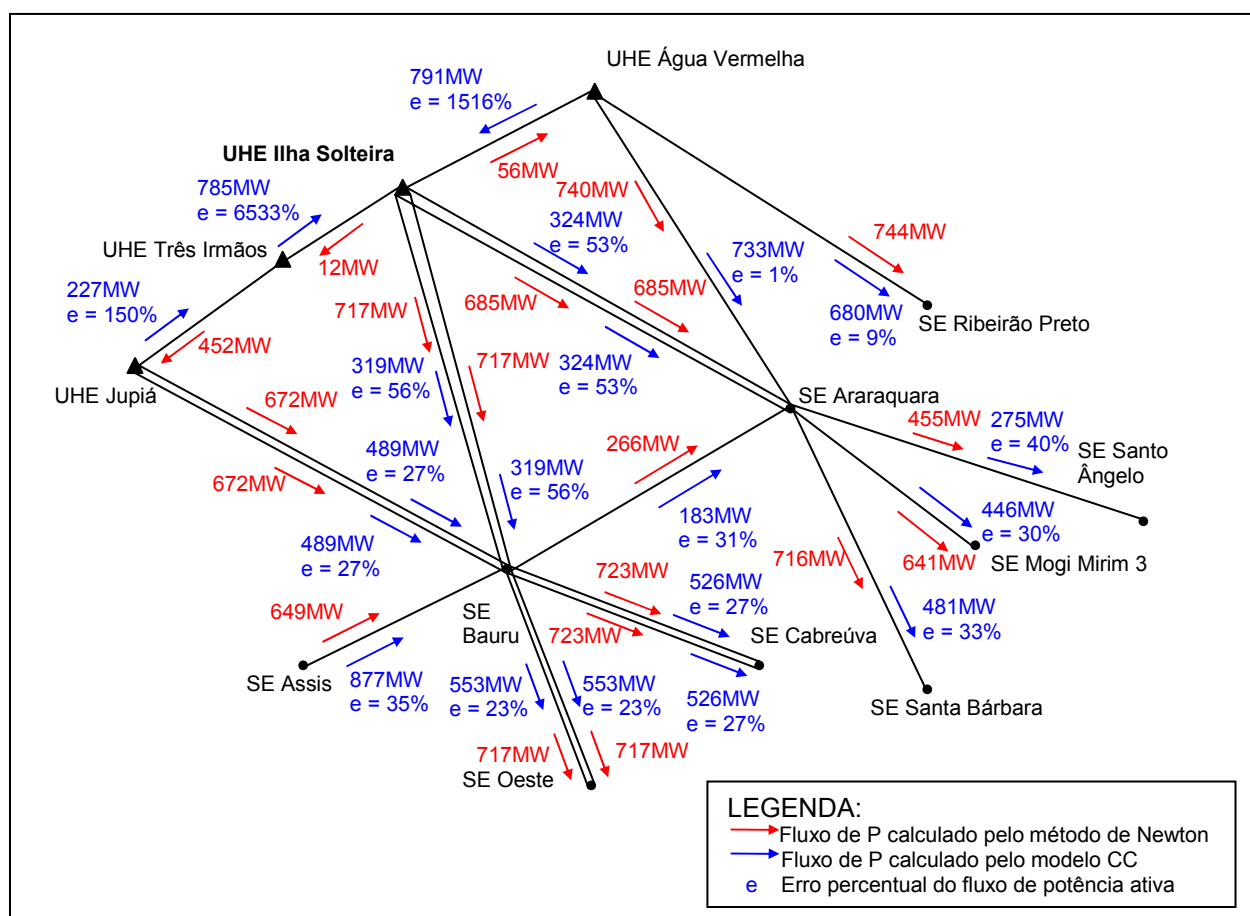


Figura IV.24 – Segundo e Terceiro Níveis de Interligação do SIN – Carga Pesada



A barra considerada como de referência e, portanto, responsável por suprir as perdas de transmissão em todo o sistema é a Usina Hidrelétrica Ilha Solteira (representada na Figura IV.24). A UHE Ilha Solteira é a maior usina da CESP e do estado de São Paulo e a terceira maior usina do Brasil. De fato, a barra de referência adotada está no lado de baixa da saída da referida usina, a qual não se encontra representada na Figura IV.24 (optou-se pela não representação dos trafos para não sobrecarregar visualmente esta figura). Dessa forma, o trafo que faz a interligação elétrica entre o lado de baixa e o de alta na saída da UHE Ilha Solteira corresponde ao primeiro nível de interligação do SIN. Nele, o erro apurado pela Eq. (4.1) foi de aproximadamente 110 % (3160 MW em termos absolutos). Atrélendo-se esse resultado aos observados na Figura IV.24, percebe-se que os erros nos três primeiros níveis de interligação foram bastante elevados. Os maiores erros são identificados nas interligações da UHE Ilha Solteira com as usinas Três Irmãos e Água Vermelha, com valores de cerca de 6500% e 1500% de erro.

Em relação aos níveis de interligação, observou-se para o SIN – carga pesada, quando submetido a análise pelo modelo CC (sem perdas), que o erro no cálculo do fluxo de potência ativa tende a cair conforme maior for a distância elétrica do circuito considerado em relação a barra de referência. Este resultado encontra-se representado nas Figuras IV.25 e IV.26.

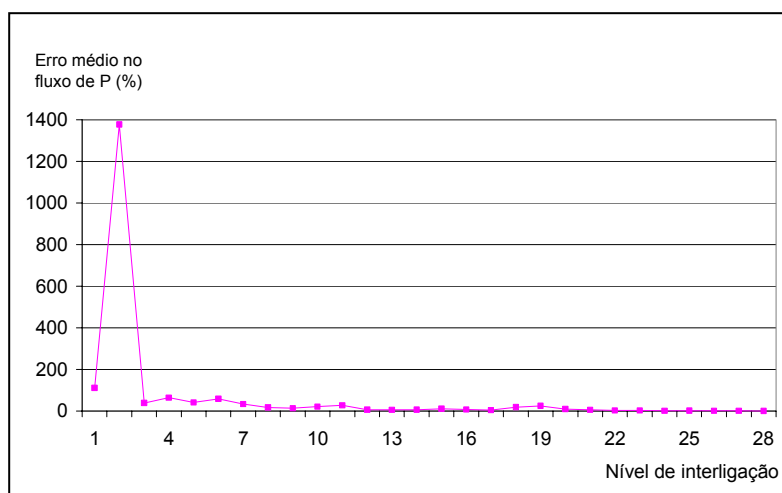


Figura IV.25 – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada)

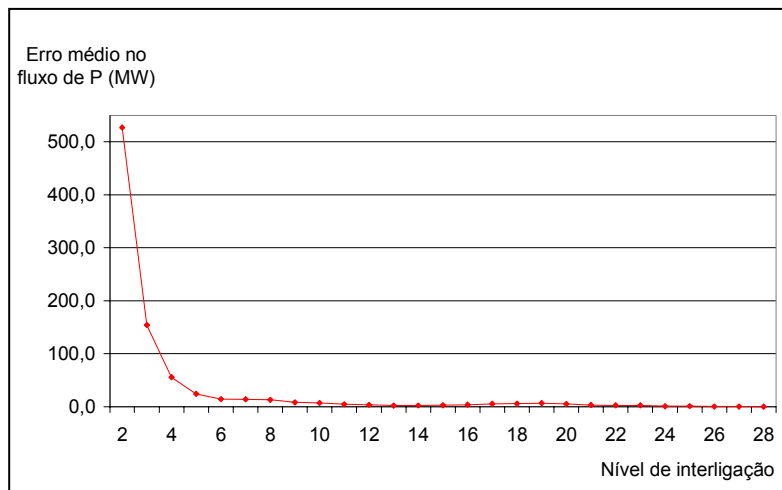


Figura IV.26 – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada)

Nas Figura IV.26 optou-se por não se representar o primeiro nível de vizinhança, dado que seu elevado erro (aproximadamente 3160 MW) prejudicaria a escala de exibição do gráfico.

Outro aspecto de relevante importância observado no SIN – carga pesada, quando submetido ao modelo CC, foi a tendência de haver um maior número de fluxos calculados com sentidos inversos (Newton versus modelo CC) quanto mais próximo se estiver da barra de referência. Tal fato é ilustrado na Figura IV.27.

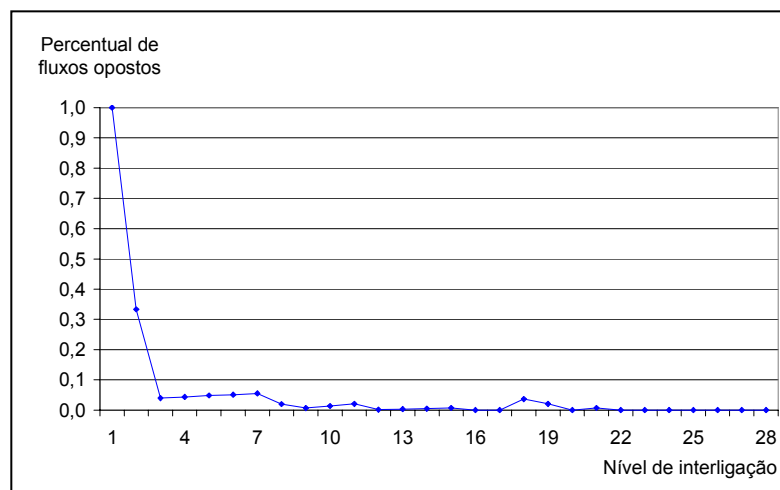


Figura IV.27 – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada)

Consideremos agora a utilização do modelo CC com perdas para o cálculo do fluxo de potência ativa do SIN referente a julho de 2008 com carga pesada. Como pode ser verificado na Figura IV.28, os erros no fluxo de P foram drasticamente reduzidos. Mais uma vez optou-se por não representar na figura o primeiro nível de interligação. Neste trafo da UHE Ilha Solteira o

erro passou de 3160 MW (110 %) de uma situação onde não eram consideradas as perdas no cálculo de P para apenas 99 MW (3 %) com o modelo CC com perdas. Ainda assim, como podem ser comprovadas a partir das Figuras IV.29 e IV.30, o erro no cálculo do fluxo de P continua tendo grande influência em relação ao nível de interligação.

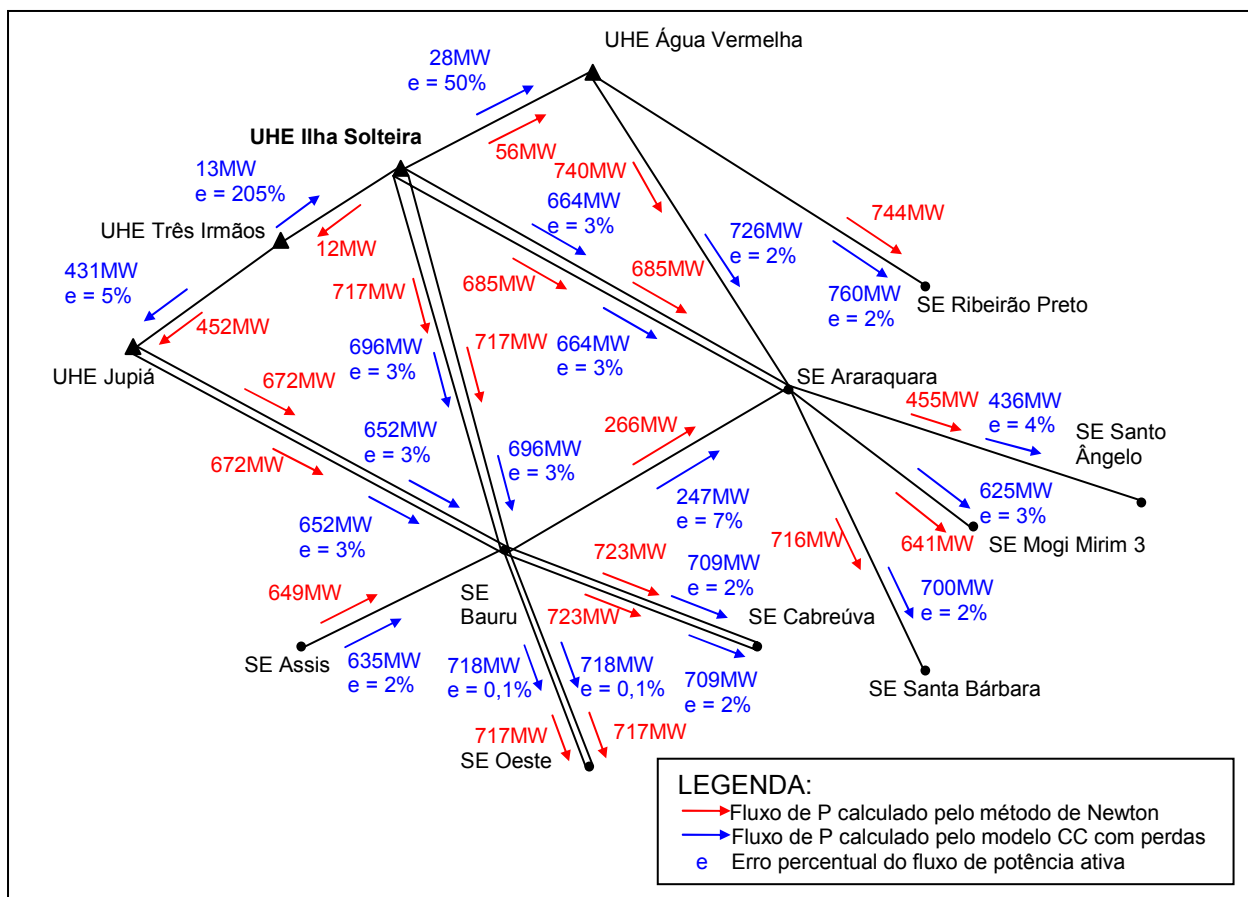


Figura IV.28 – Segundo e Terceiro Níveis de Interligação do SIN – Carga Pesada – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas

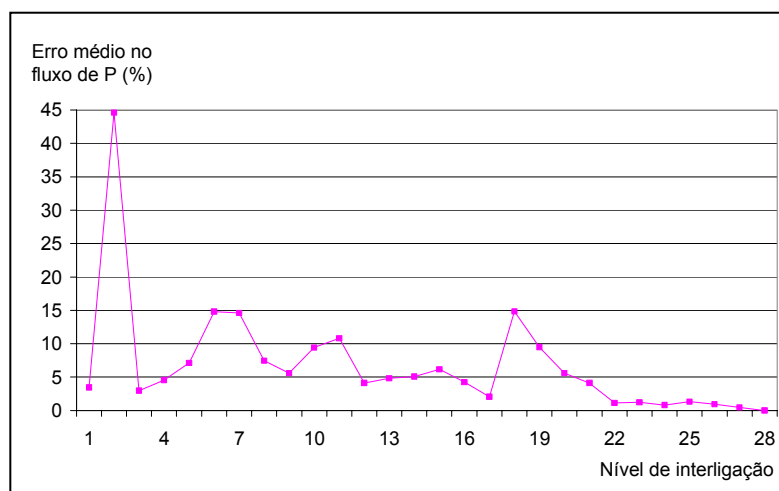


Figura IV.29 – Erro Médio Percentual de P por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas

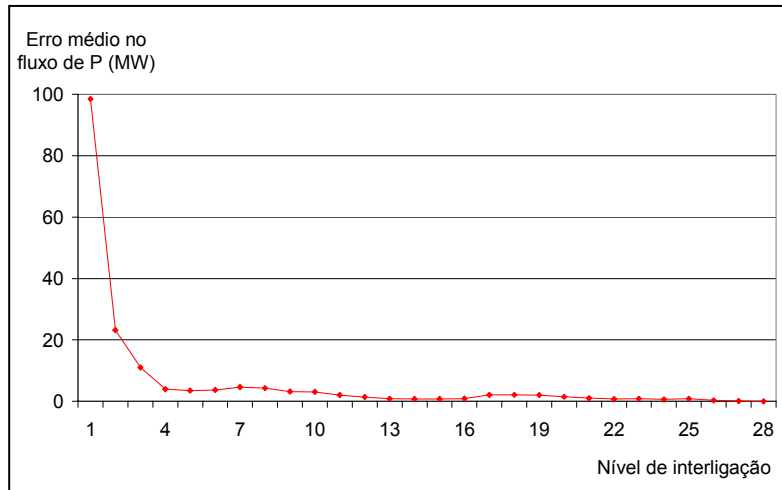


Figura IV.30 – Erro Médio de P (MW) por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas

Como apresentado na Figura IV.31, o percentual de fluxos de potência ativa com sentidos opostos (fluxos calculados pelo método de Newton em relação aos calculados pelo modelo CC com perdas) também manifesta a tendência de redução conforme maior for o nível de interligação.

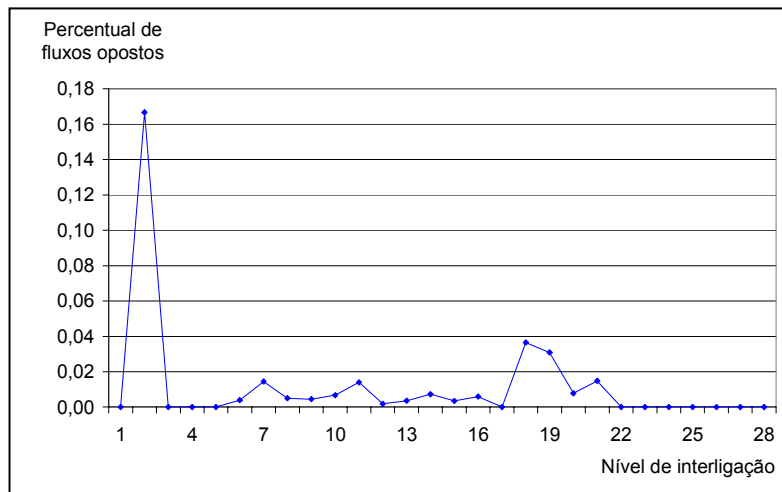


Figura IV.31 – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Pesada) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas

Verifiquemos agora a relação existente entre os níveis de interligação e o erro médio no cálculo do fluxo de potência ativa para o SIN com carga média e leve. A Figura IV.32 apresenta os gráficos dos erros médios percentuais no cálculo do fluxo de P pelo modelo CC (sem perdas) para o SIN com carga média e leve, respectivamente.

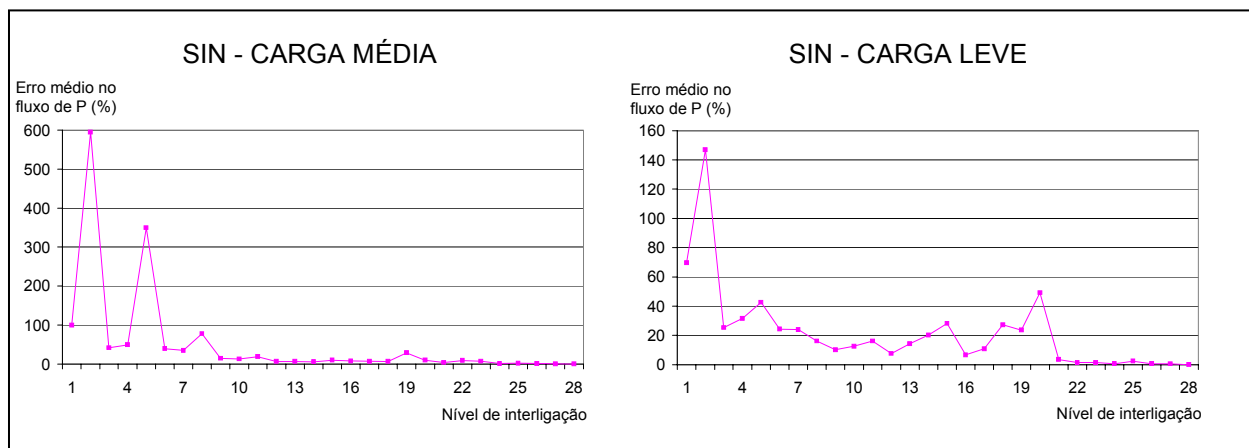


Figura IV.32 – Erro Médio Percentual no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Sem Perdas)

Tanto os gráficos da Figura IV.32 quanto o representado na Figura IV.25 correspondente ao erro médio no fluxo de P (%) no SIN – carga pesada, trazem consigo um formato muito semelhante, onde o ponto crucial de diferenciação entre os mesmos reside nas amplitudes observadas. Como pode ser percebido, as amplitudes dos erros médios decaem drasticamente conforme se reduz o carregamento do sistema (da carga pesada a leve). Porém, nos três gráficos se verifica a influência dos níveis de interligação no resultado (conforme maior o nível, maior a tendência de se ter um menor erro no fluxo de potência ativa). Os gráficos revelados na Figura IV.33 indicam que mesmo com a utilização do modelo CC com perdas, tal influência se mantém ativa, ainda que os erros tenham diminuído de forma intensa.

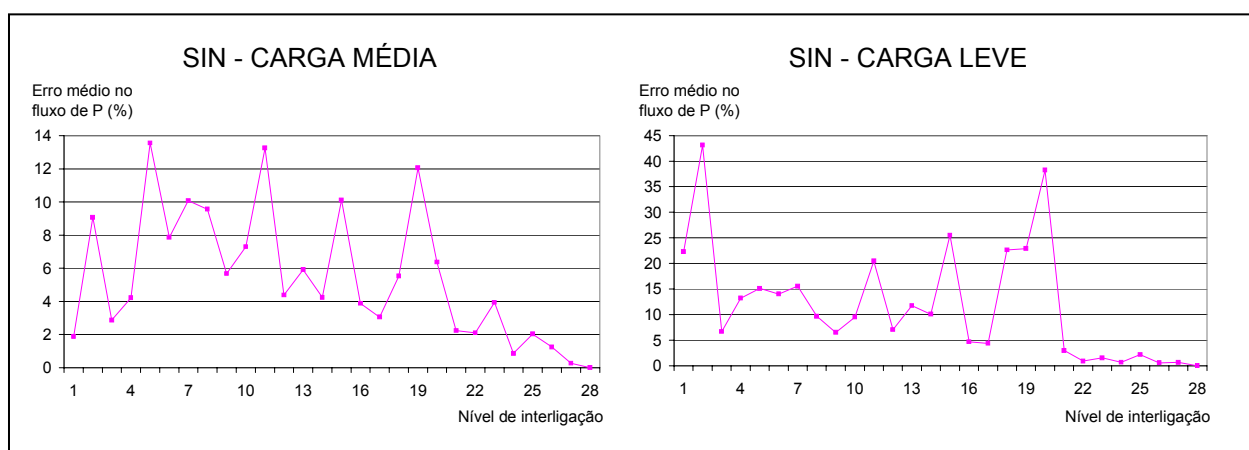


Figura IV.33 – Erro Médio Percentual no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Com Perdas)

As relações observadas para o SIN (carga média e leve) nas Figuras IV.32 e IV.33, em termos do erro percentual do fluxo P, também são verificadas em termos do erro absoluto (em MW) tal como patenteado nas Figuras IV.34 e IV.35.

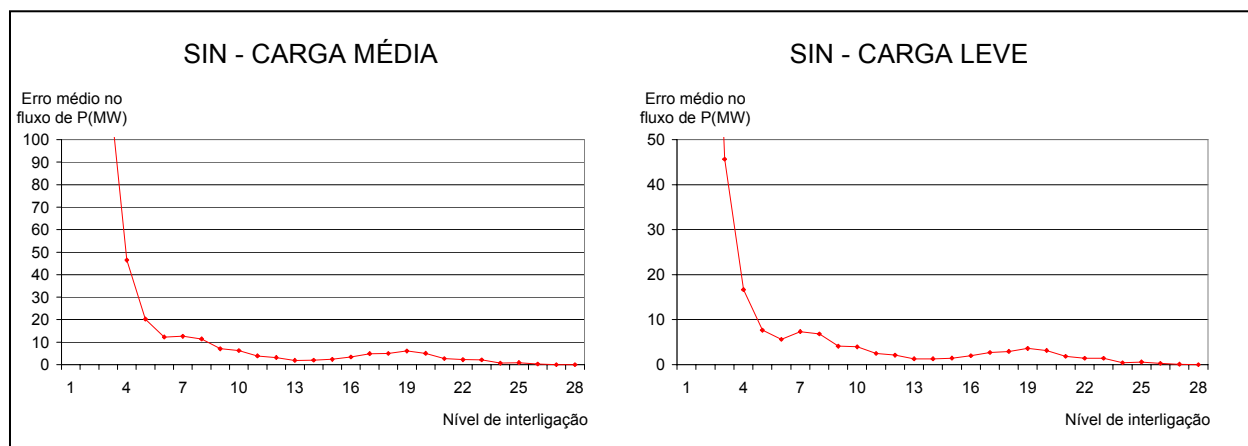


Figura IV.34 – Erro Médio (MW) no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Sem Perdas)

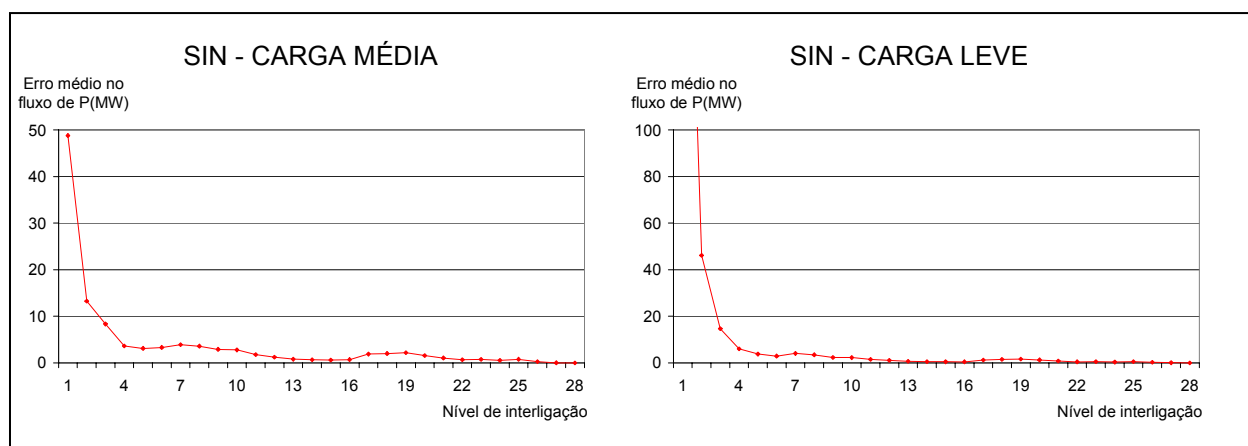


Figura IV.35 – Erro Médio (MW) no Fluxo de P por Nível de Interligação para o SIN – Carga Média e Carga Leve (Método de Newton Versus Modelo CC Com Perdas)

Na Figura IV.34, os primeiros erros foram de tal ordem que optou-se pela não representação dos mesmos, dado que afetariam a escala de exibição de ambos os gráficos.

O cálculo pelo modelo CC do fluxo de potência ativa também gerou resultados com sentidos opostos em relação ao método de Newton para o SIN com carga média e com carga leve. Da mesma forma que ocorrido para o SIN com carga pesada (Figuras IV.27 e IV.31) a proximidade com a barra de referência influenciou nos resultados, como pode ser examinado a partir dos gráficos das Figuras IV.36 e IV.37.

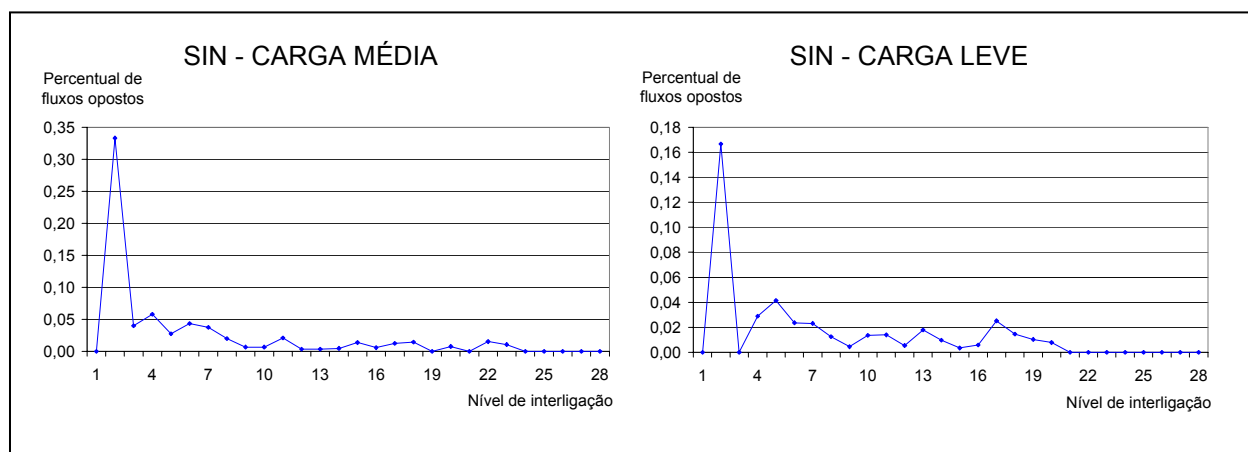


Figura IV.36 – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Média e Leve) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Sem Perdas

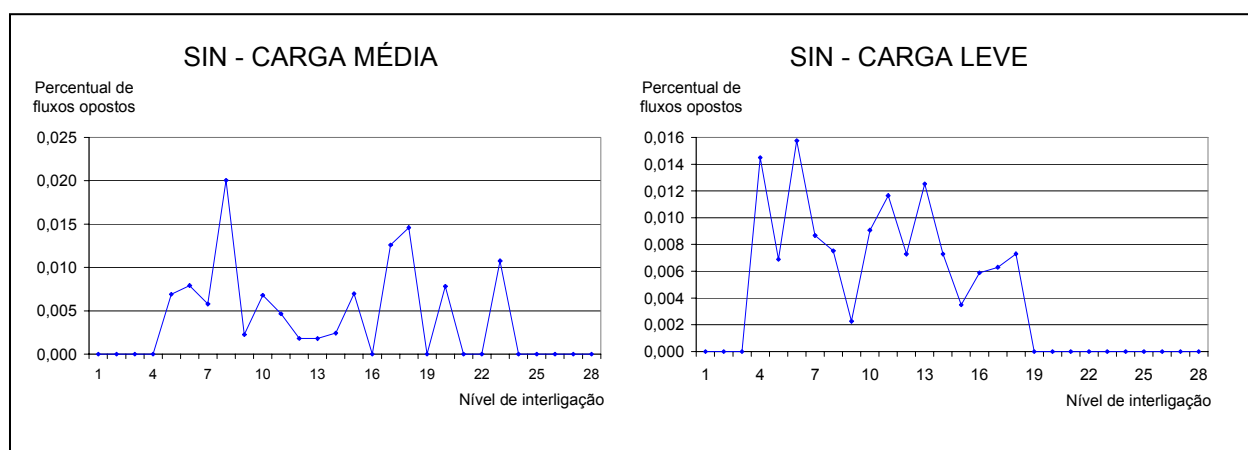


Figura IV.37 – Percentual de Circuitos com Fluxos Opostos por Níveis de Interligação (SIN – Carga Média e Leve) – Fluxos Calculados pelo Modelo CC Com Perdas

Como pode ser notado nos gráficos referentes ao SIN nas Figuras IV.36 e IV.37, houve grande ganho em relação a utilização do modelo CC com perdas em relação ao sem perdas em referência ao número de fluxos de P opostos.

#### IV. 4. 4. Fluxos Calculados pelo Modelo CC com Sentidos Conflitantes no SIN

No item anterior já foi abordada a relação entre a proximidade elétrica do circuito em relação à barra de referência e a existência de fluxos com sentidos conflitantes (inversões de fluxo detectadas pelo confronto dos resultados calculados pelo modelo CC com os analisados pelo método de Newton). Neste item, tais inversões de fluxo serão identificadas em relação a suas ocorrências nas linhas de transmissão e trafos nos diferentes níveis de tensão. Neste intuito,

a Tabela IV.5 a seguir relaciona a ocorrência dos fluxos opostos no SIN com carga leve, média e pesada, quando submetidos ao cálculo pelo modelo CC com e sem perdas.

Tabela IV.5 – Identificação dos Fluxos Opostos de P no SIN

		Quantidade de fluxos opostos					
		Newton X Modelo CC sem perdas			Newton X Modelo CC com perdas		
		Carga pesada	Carga média	Carga leve	Carga pesada	Carga média	Carga leve
Fluxos opostos nas linhas (por níveis de tensão)	525 kV	0	0	1	0	0	0
	500 kV	4	2	4	2	0	0
	440 kV	6	6	1	1	1	1
	345 kV	2	4	3	0	1	0
	230 kV	3	11	5	0	4	1
	Menores que 230 kV	56	47	50	31	22	36
	<b>Total de linhas</b>	<b>71</b>	<b>70</b>	<b>64</b>	<b>34</b>	<b>28</b>	<b>38</b>
Fluxos opostos nos trafos	De malha	7	2	1	0	0	0
	De fronteira	3	5	0	0	2	0
	Da rede complementar	6	0	4	5	0	2
	<b>Total de trafos</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Total de circuitos</b>		<b>87</b>	<b>77</b>	<b>69</b>	<b>39</b>	<b>30</b>	<b>40</b>

No nível de tensão de 765 kV não foi registrado nenhum fluxo de potência ativa calculado pelo modelo CC com sentido oposto em relação ao correspondente calculado pelo método de Newton. Em relação aos fluxos de potência ativa das demais linhas de transmissão componentes da Rede Básica<sup>5</sup>, podemos atentar, através da Tabela IV.5, que praticamente não há fluxos calculados com sentidos errados quando consideradas as perdas no modelo CC. Podemos perceber também que não há fluxos invertidos nos trafos de malha<sup>6</sup> quando consideradas as perdas no modelo CC. Para os trafos em geral em todas as situações apuradas, percebemos que o número de fluxos invertidos não é relevante. Em termos percentuais, a quantidade de fluxos invertidos em todos os circuitos é pouco significativa, dado que, na pior situação (cálculo do fluxo de P no SIN – carga pesada através do modelo CC sem perdas) foram apurados 87 fluxos com sentidos opostos, o que representa aproximadamente 1,55 % no conjunto total de 5602 circuitos. Quando consideradas as perdas no cálculo do fluxo de P pelo modelo CC, a quantidade de fluxos com sentidos errados foi inferior a 0,72 % nas três condições de carregamento estudadas (leve, médio e pesado).

<sup>5</sup> A Rede Básica é aquela em que o nível de tensão é superior ou igual a 230 kV [17].

<sup>6</sup> Um elemento de malha é definido como um componente da Rede Básica que se encontra conectado a outros elementos da própria Rede Básica em ambas as extremidades [18].



#### IV. 4. 5. Análise do Grau de Precisão do Modelo CC Quando Aplicado ao SIN

Como demonstrado nas seções anteriores, o grau de precisão do modelo linearizado varia de acordo com os aspectos topológicos, paramétricos e de ponto de operação dos sistemas. Nesta seção, será traçado o perfil dos erros no cálculo do fluxo de potência ativa pelo modelo CC com e sem perdas nos trafos e linhas de transmissão do SIN para diferentes pontos de operação, ou seja, para carga leve, média e carga pesada.

As subseqüentes análises têm seus resultados baseados nos erros percentuais do fluxo de potência ativa calculados a partir da expressão (4.1), a qual estabelece o confronto dos resultados de fluxo de potência ativa obtidos pelo modelo CC com os alcançados pelo método de Newton, considerados como padrão balizador.

##### IV. 4. 5. 1. Análise do SIN – Carga Leve Através do Modelo CC Sem Perdas

A condição de baixo carregamento do sistema implica em menores perdas na transmissão, fazendo com que haja uma tendência de menor desvio dos resultados do fluxo de P obtidos pelo modelo CC. Porém, por outro lado, graças ao valor relativamente baixo dos fluxos nas linhas, o erro, quando tomado percentualmente, pode figurar elevado. Observando este conceito, consideremos a Figura IV.38, a qual nos exhibe as faixas do erro percentual (e) no cálculo do fluxo de potência ativa para o SIN com carga leve quando consideradas as linhas de transmissão, os trafos e o conjunto de todos os circuitos envolvidos (linhas CA mais trafos).

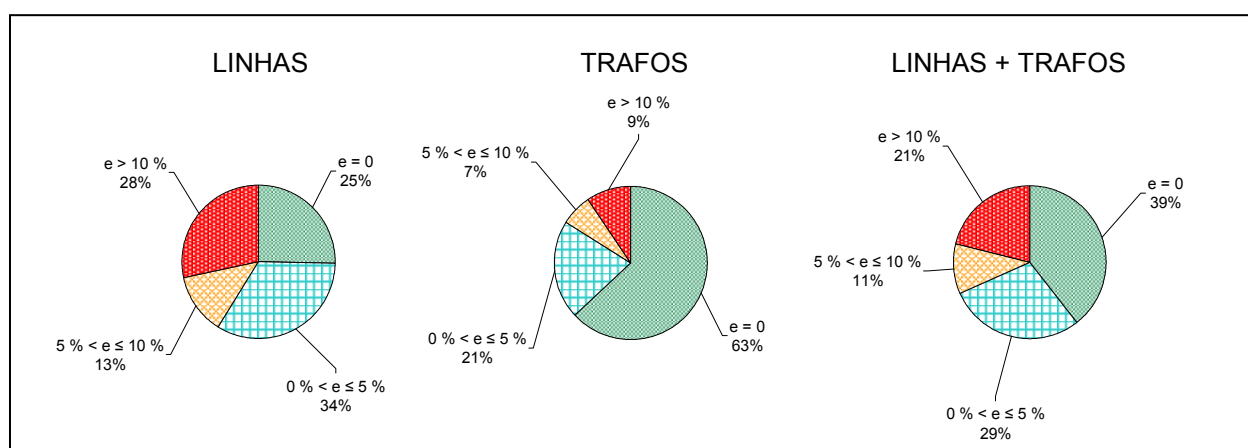


Figura IV.38 – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Leve – Modelo CC Sem Perdas Versus Método de Newton

Conforme exibido na Figura IV.38, as linhas de transmissão têm preponderância em relação aos maiores erros quando comparadas aos trafos. Como indicado, somente 9 % dos trafos possuem erros superiores a 10 %. Contudo, quando considerados os erros no cálculo do fluxo de P das linhas de transmissão, o percentual de circuitos com distorção superior a 10 % alcança a marca de aproximadamente 21 %.

Para que possa ser identificado o grau de influência na precisão do modelo CC devido às medidas com distorções maiores que 10 %, tais erros serão analisados em termos absolutos (MW). Para tanto, serão tomadas como base as seguintes faixas de carregamento:

- fluxo baixo: entre 0 e 20 MW
- fluxo entre baixo e médio: entre 20 e 100 MW
- fluxo entre médio e alto: entre 100 e 500 MW
- fluxo alto: acima de 500 MW

A seguir, a Figura IV.39 exhibe, para cada uma das supracitadas faixas de fluxo de potência, a quantidade da ocorrência de erros superiores a 10 %.

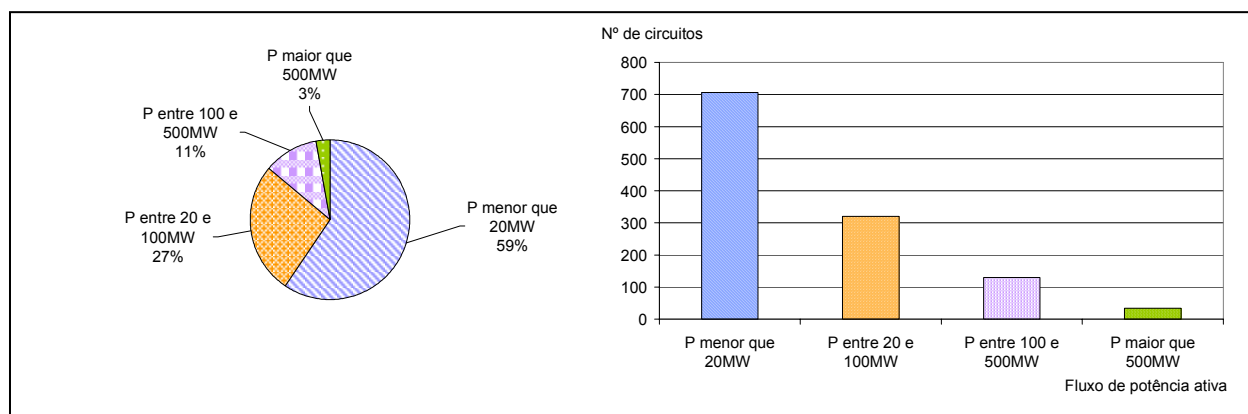


Figura IV.39 – Ocorrência de Erros Maiores que 10% por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P)  
– SIN Com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

Um aspecto importantíssimo em relação às faixas de fluxo de potência adotadas, é o de que elas estão relacionadas somente aos valores de fluxo calculados pelo método de Newton. Por exemplo, o circuito que apresentou o valor de fluxo de P de 35,6 MW pelo método de Newton e 5,6 MW pelo modelo CC (erro de 84,3 %), foi contabilizado como pertencente ao intervalo de 20 a 100 MW (fluxo entre baixo e médio). Também com base nas faixas de fluxo de P anteriormente definidas, foram dispostos nas Figuras IV.40 e IV.41 os histogramas de erros percentuais, com foco em todas as distorções maiores que 10 %.

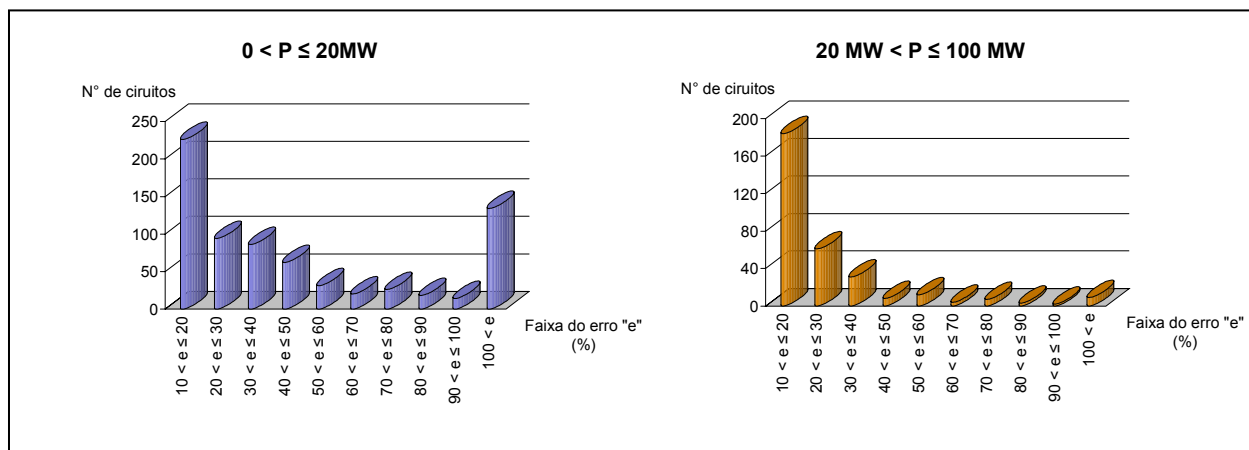


Figura IV.40 – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

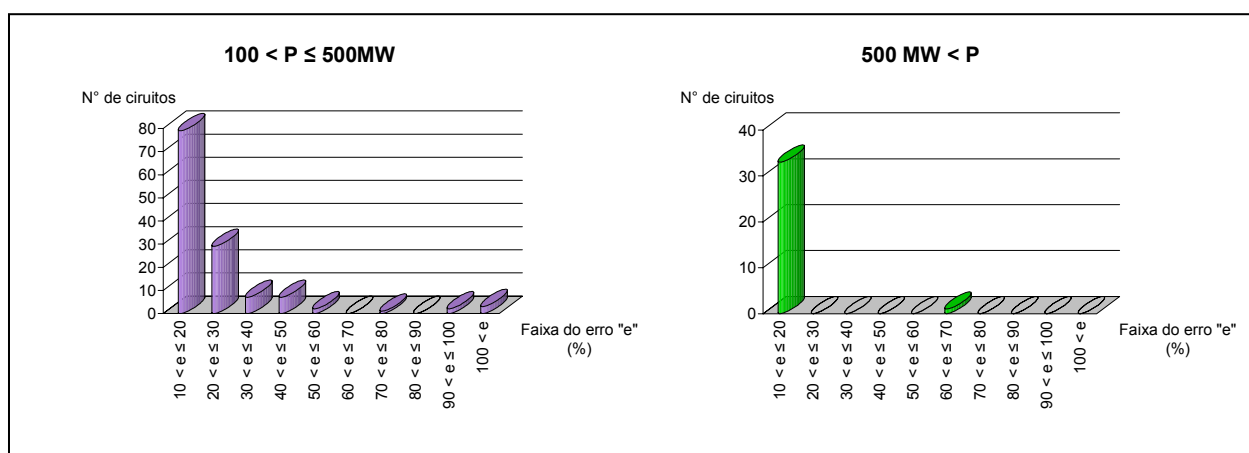


Figura IV.41 – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

Quanto aos resultados expostos nas Figuras IV.40 e IV.41, eles indicam que os maiores erros percentuais de P estão concentrados nas linhas com menores fluxos. À proporção que há uma elevação da faixa de fluxo de potência ativa considerada, há uma diminuição no número de circuitos com erros percentuais acima de 10%. Por exemplo, para a faixa de erro mais crítica ( $e > 100\%$ ), há 134 circuitos que apresentam tal discrepância quando considerados os fluxos de 0 a 20 MW, 9 circuitos quando a faixa é a de 20 a 100 MW, 3 quando o intervalo é o de 100 a 500 MW e não há registro desse tipo de ocorrência quando os fluxos são maiores que 500 MW.

Pelo segundo gráfico da Figura IV.41, para os fluxos maiores que 500 MW, apenas 1 circuito apresentou erro percentual superior a 20 %. Este circuito corresponde ao trafo que interliga a barra de referência (UHE Ilha Solteira) ao resto do sistema, ou seja, conforme notação adotada no presente Capítulo, o circuito equivale à interligação de 1º nível. Como exposto

anteriormente, o fato de pertencer ao 1º nível de interligação justifica o alto valor do erro, o qual, em termos absolutos, foi de cerca de 900 MW.

Os erros acima de 100 % na faixa de fluxo entre 100 e 500 MW (primeiro gráfico da Figura IV.41) correspondem a apenas três circuitos. Dois deles são trafos em paralelo (500/440 kV) da UHE Água Vermelha, os quais fazem parte do 3º nível de interligação e apresentam erros iguais e com valores de 156 MW (103 % do valor de fluxo registrado pelo método de Newton). O outro circuito apresenta erro de aproximadamente 143 MW (116 %) e diz respeito à linha de transmissão de 500 kV que interliga a UHE São Simão à UHE Itumbiara. Este circuito faz parte do 5º nível de interligação.

Foram nove os circuitos que apresentaram erros acima de 100 % no intervalo de fluxo de potência entre 20 e 100 MW. Tais circuitos são apresentados na Tabela IV.6.

Tabela IV.6 – Circuitos Com Erros de Fluxo Acima de 100 % na Faixa de 20 a 100 MW

Barra de	Barra para	Nível de Tensão	Erro (%)	Erro (MW)	Nível de Interligação
UHE Água Vermelha	UHE Ilha Solteira	440 kV	283	277	2
UHE Ilha Solteira	UHE Três Irmãos	440 kV	478	222	2
SE Oeste	SE Embu-Guaçu	440 kV	114	37	4
UHE Jupia	UHE Taquaruçu	440 kV	363	77	4
SE Araraquara	SE Assis	525 kV	129	85	5
SE Araraquara	SE Araraquara	525 / 500 kV	129	85	6
A. Serra 2	SE Embu-Guaçu	345 kV	222	48	6
SE Baixada Santista	A. Serra 2	345 kV	222	48	7
SE Neves 1	UHE Três Marias	345 kV	104	40	10

#### IV. 4. 5. 2. Análise do SIN – Carga Leve Através do Modelo CC Com Perdas

Como revelado na seção anterior, o SIN com carga leve, referente ao mês de julho de 2008, quando submetido à análise de fluxo de potência pelo modelo linearizado, apresenta uma parcela considerável de valores com elevado erro de fluxo de potência. Visando minorar a ocorrência de tais erros, pode ser utilizado o modelo linearizado com perdas, tal como confirmado pelos gráficos da Figura IV.42. Neles, são exibidas as parcelas de erro percentual referentes ao fluxo de P de linhas e trafos quando o SIN com carga leve é submetido à análise pelo modelo CC com perdas.

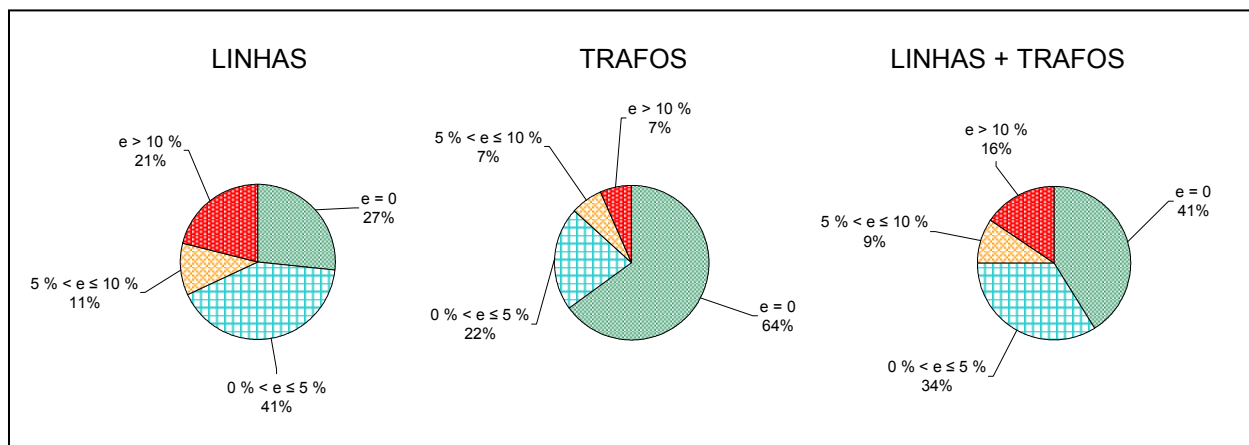


Figura IV.42 – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Leve – Modelo CC Com Perdas Versus Método de Newton

Comparando-se os gráficos da Figura IV.38 com os da Figura IV.42, percebe-se que houve uma queda generalizada dos valores dos erros, dentre os quais o intervalo dos erros maiores que 10 %, o qual demanda maior atenção, apresentou queda de 21 % para 16 %, aproximadamente. A quantidade de erros entre 5 e 10 % também apresentou redução quando considerada as perdas no modelo CC (de 11 para 9 %). Houve ganho também no aumento das medidas com valores nulo de erro: de 39 % (sem perdas no modelo CC) para 41 % (com perdas).

A seguir, a Figura IV.43 exibe a quantidade de erros superiores a 10 % por faixas de fluxo de potência (de 0 a 20 MW, de 20 a 100 MW, de 100 a 500 MW e acima de 500 MW).

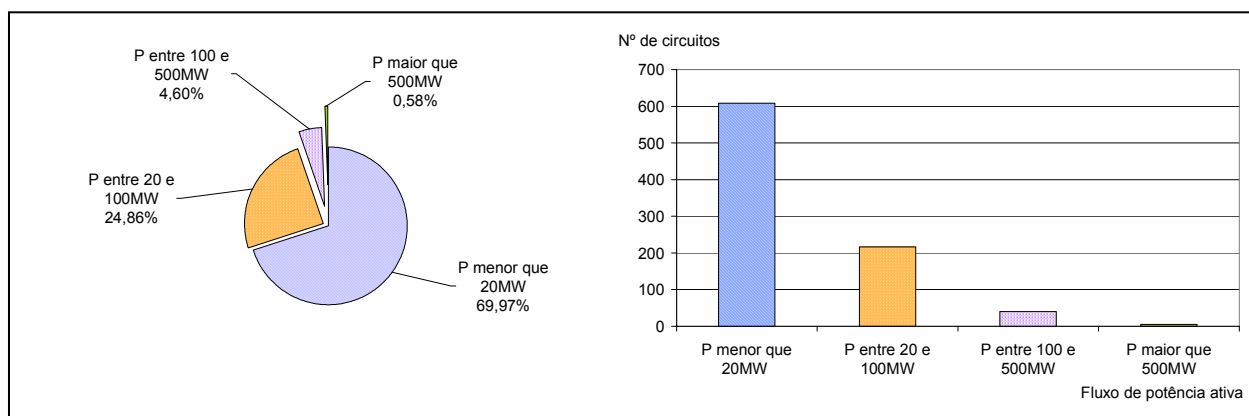


Figura IV.43 – Ocorrência de Erros Maiores que 10% por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Com Perdas

Confrontando-se as informações da Figura IV.39 com as da Figura IV.43, nota-se que houve uma queda acentuada da participação dos fluxos de maiores magnitudes na formação dos

erros acima de 10 % no cálculo do fluxo de potência ativa pelo modelo CC. Tal queda fica ainda mais evidente quando observados os gráficos reproduzidos nas Figuras IV.44 e IV.45 a seguir:

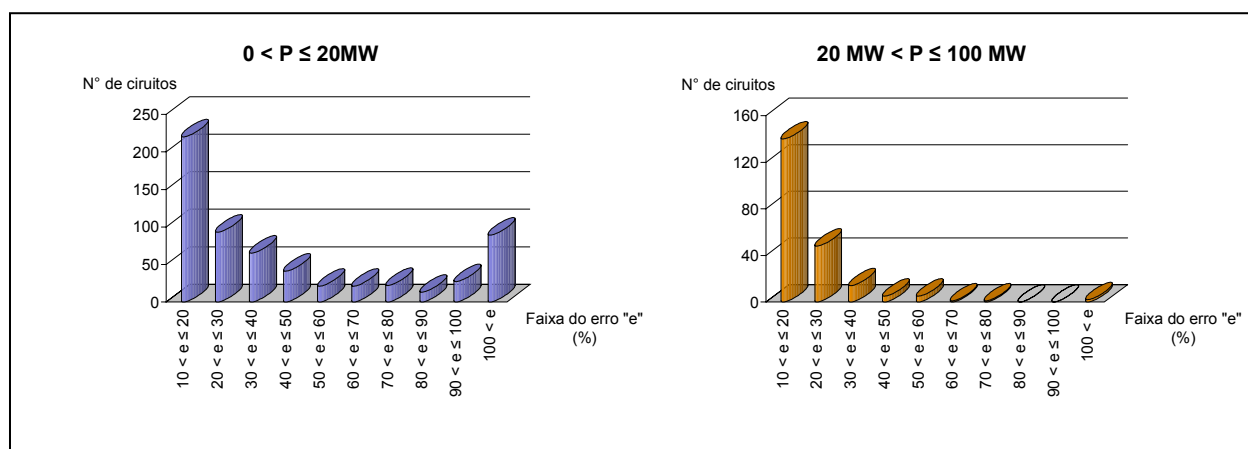


Figura IV.44 – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Com Perdas

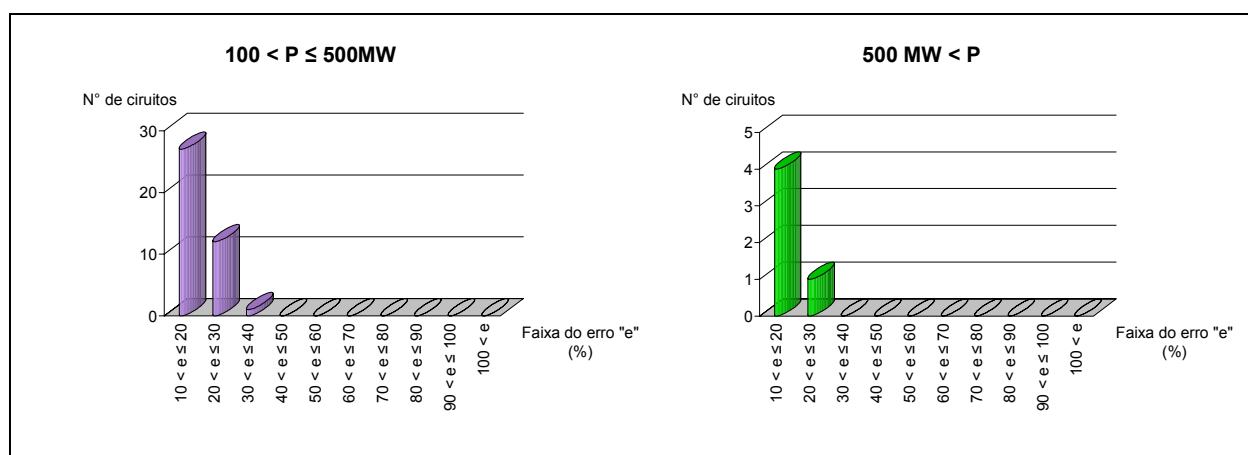


Figura IV.45 – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Leve Submetido ao Modelo CC Com Perdas

Como pode ser visto nas Figuras IV.44 e IV.45, houve uma grande redução na quantidade e magnitude dos erros percentuais acima de 10 %. Este fato se verifica principalmente para nos fluxos acima de 20 MW. Para os circuitos com fluxos acima de 500 MW, por exemplo, o cálculo pelo modelo CC sem perdas produziu 33 valores de fluxo com erro entre 10 e 20 %, além de um entre 60 e 70%, enquanto que, quando considerada as perdas (Figura IV.45), foram observados apenas 4 fluxos com erros entre 10 e 20 %, além de um entre 20 e 30 % (referente ao fluxo de 1º nível – UHE Ilha Solteira).

Para os fluxos acima de 20 MW, somente em dois circuitos houve o registro de erros superiores a 100 %. Um dos circuitos é a linha de transmissão que interliga a UHE Ilha Solteira à UHE Três Irmãos e o outro a linha que conecta a UHE Jupia à UHE Taquaruçu. Ainda que permanecendo elevado, os erros em tais circuitos foram minorados com a consideração das perdas no modelo CC, tal como pode ser verificado na Tabela IV.7.

Tabela IV.7 – Circuitos Com Erros de P Acima de 100 % na Faixa de 20 a 100 MW

Barra de	Barra para	Modelo CC sem perdas		Modelo CC com perdas	
		Erro (%)	Erro (MW)	Erro (%)	Erro (MW)
UHE Água Vermelha	UHE Ilha Solteira	283	277	59	58
UHE Ilha Solteira	UHE Três Irmãos	478	222	156	73
SE Oeste	SE Embu-Guaçu	114	37	73	24
UHE Jupia	UHE Taquaruçu	363	77	146	31
SE Araraquara	SE Assis	129	85	20	14
SE Araraquara	SE Araraquara	129	85	21	14
A. Serra 2	SE Embu-Guaçu	222	48	51	11
SE Baixada Santista	A. Serra 2	222	48	51	11
SE Neves 1	UHE Três Marias	104	40	66	25

#### IV. 4. 5. 3. Análise do SIN – Carga Média Através do Modelo CC Sem Perdas

O aumento do carregamento do sistema implica em maiores perdas na transmissão. Dessa forma, espera-se que, para a situação de carga média, os resultados de análise de fluxo de potência pelo modelo CC, quando não consideradas as perdas no sistema, assumam desvios ainda maiores do que aqueles apresentados para o SIN com carga leve, quando submetidos ao mesmo tipo de método de cálculo de fluxo. Em conformidade com essa previsão, confirmou-se que houve um aumento de aproximadamente 2 % na ocorrência de erros acima de 10 % nos fluxos de potência ativa das linhas de transmissão para o SIN com carga média (Figura IV.46), quando comparado com o SIN com carga leve (Figura IV.38).

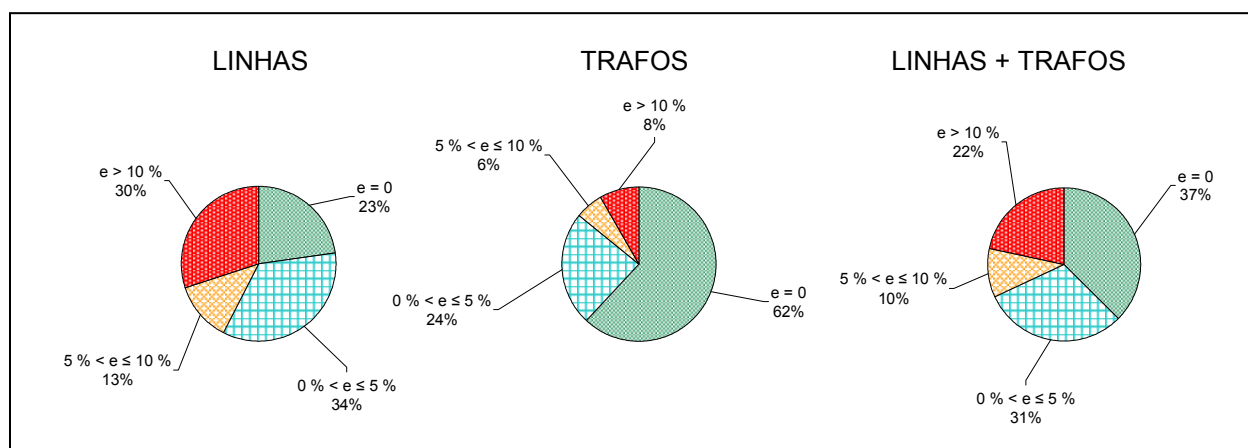


Figura IV.46 – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Média – Modelo CC Sem Perdas Versus Método de Newton

Conforme pode ser conferido na Figura IV.47, não foi somente a quantidade de circuitos com erros nos fluxos de P acima de 10 % que sofreu elevação em relação ao SIN com carga leve, mas também a magnitude dos erros envolvidos na faixa superior a 10 %.

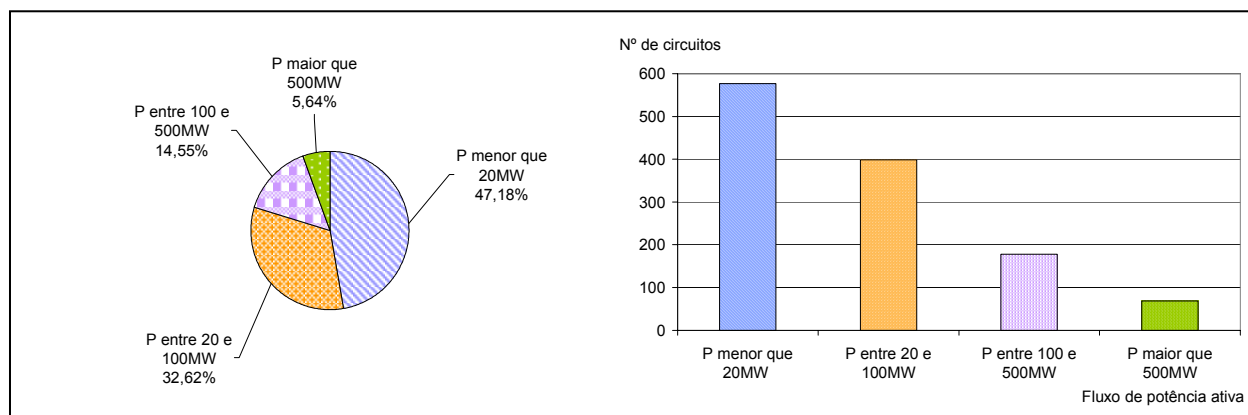


Figura IV.47 – Ocorrência de Erros Maiores que 10% por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Média Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

Confrontando-se a Figura IV.39 (carga leve) com a Figura IV.47 (carga média), observa-se que há uma elevação em todas as faixas de erro superiores a 20 MW. Essa elevação torna-se mais evidente ao considerarmos os histogramas de erros percentuais maiores que 10 % representados nas Figuras IV.48 e IV.49.

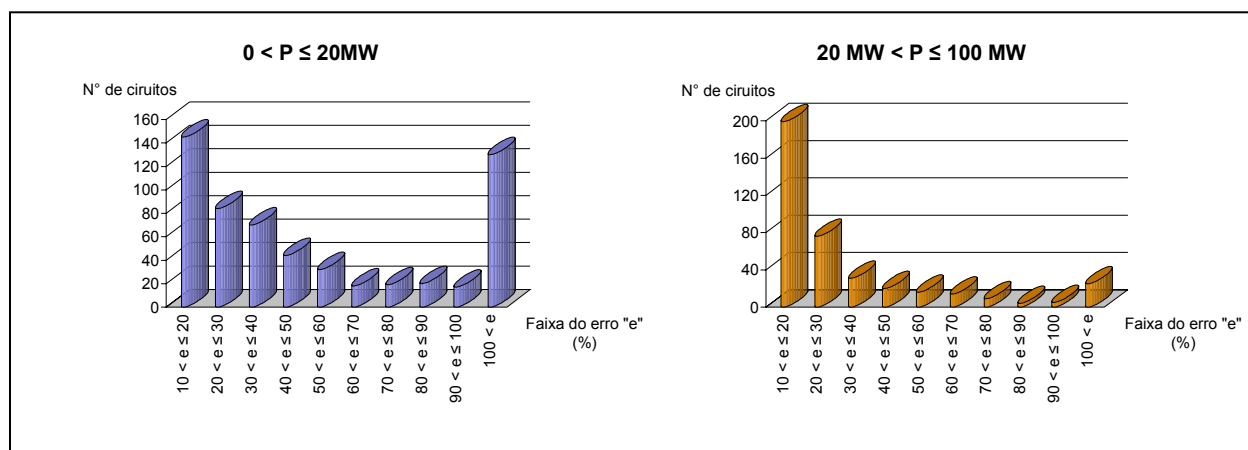


Figura IV.48 – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Média Submetido ao Modelo CC Sem Perdas



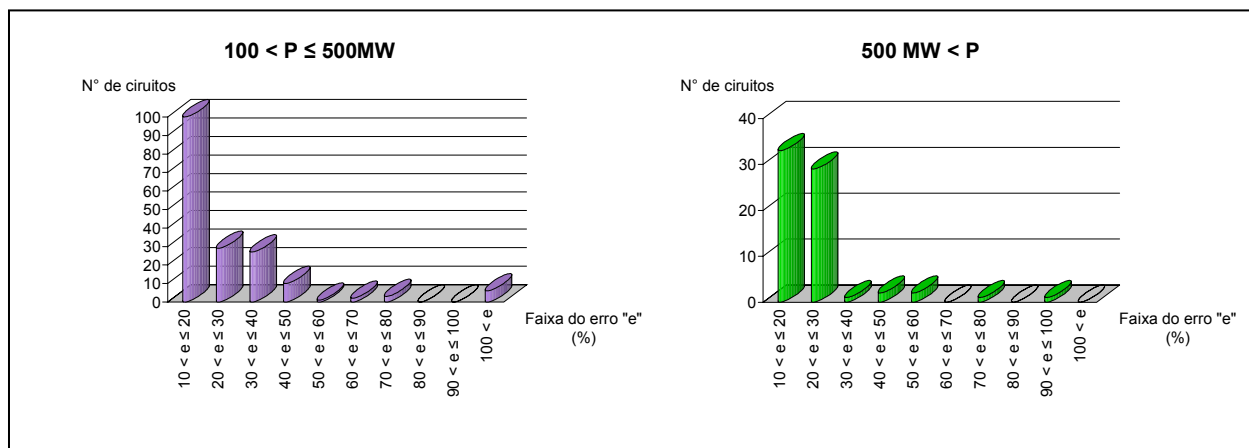


Figura IV.49 – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Média Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

Ainda que tenha sido verificada a elevação dos erros maiores que 10% (em quantidade e magnitude), continua se observando que há uma concentração muito maior dos erros percentuais mais elevados nos circuitos com menores fluxos.

#### IV. 4. 5. 4. Análise do SIN – Carga Média Através do Modelo CC Com Perdas

A análise do SIN com carregamento médio, através do modelo CC sem perdas, resultou em fluxos com uma parcela relativamente grande de erros, mais elevados do que para a situação de carga leve. Porém, quando consideradas as perdas no modelo CC para o cálculo de fluxo com carga média, esse quadro se inverte pois, como pode ser observado nos gráficos da Figura IV.50, são obtidos resultados ainda melhores do que os alcançados com a utilização do modelo CC com perdas na análise do SIN com carga leve (Figura IV.42). Este ganho de qualidade nos resultados é identificado através da redução na quantidade de ocorrências de erros superiores a 5 % nos circuitos CA.

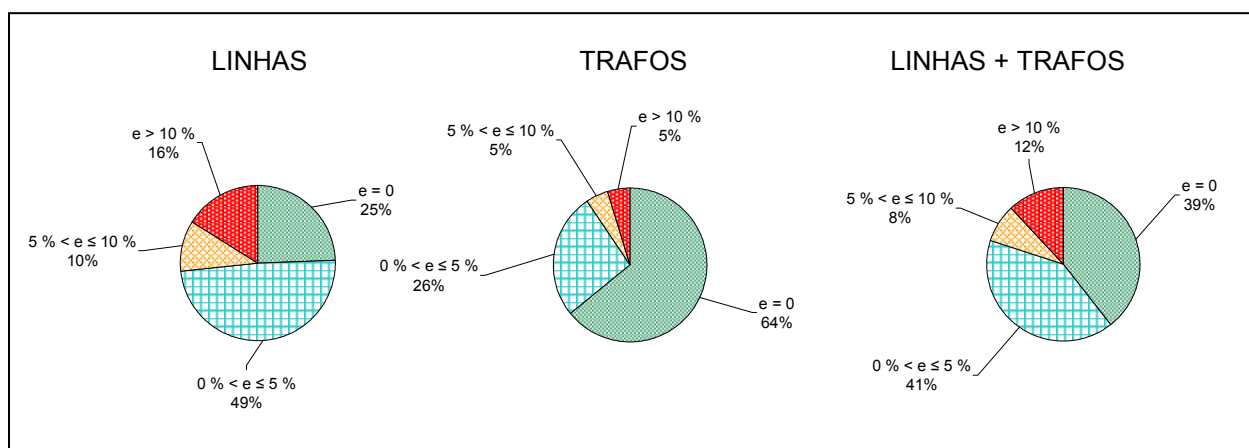


Figura IV.50 – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Média – Modelo CC Com Perdas Versus Método de Newton

A respeito das faixas de fluxo de potência ativa envolvidas na parcela dos erros superiores a 10 %, verifica-se que, percentualmente, as mesmas permanecem com proporções semelhantes as encontradas quando o SIN com carga leve foi submetido ao modelo CC com perdas. A grande diferença, tal como indicado na Figura IV.51, é a de que não ocorreram erros maiores que 10 % nos circuitos com fluxos superiores a 500 MW.

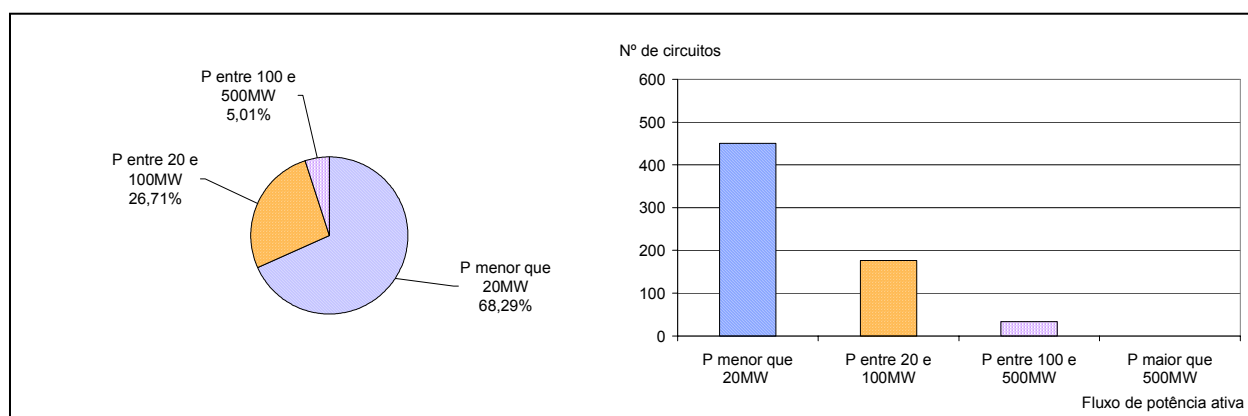


Figura IV.51 – Ocorrência de Erros Maiores que 10% por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Média Submetido ao Modelo CC Com Perdas

Os gráficos representados nas Figuras IV.52 e IV.53 nos mostram claramente que, para a situação de carregamento médio, o modelo CC com perdas gerou resultados com maior grau de qualidade do que para o SIN com carga leve.

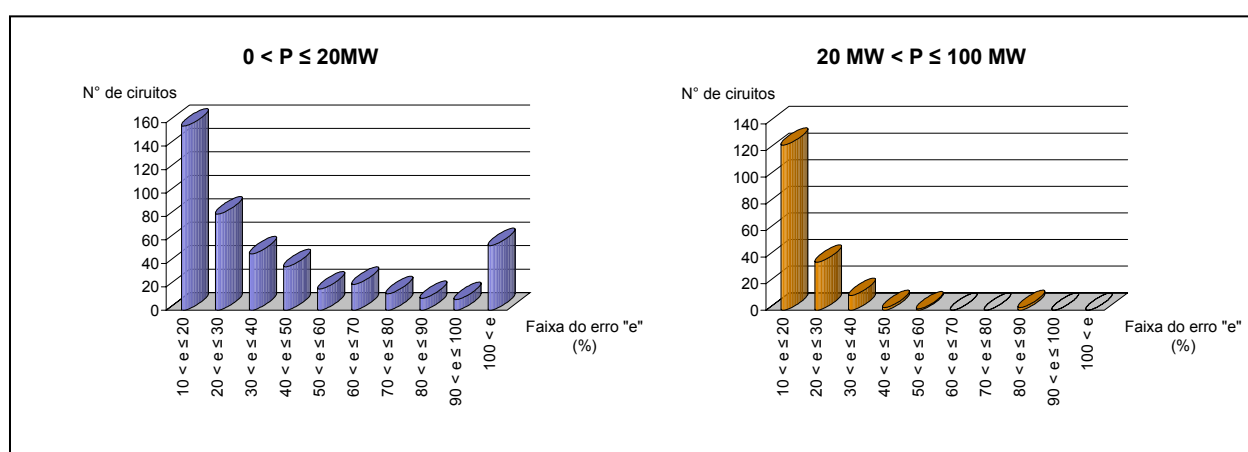


Figura IV.52 – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Média Submetido ao Modelo CC Com Perdas

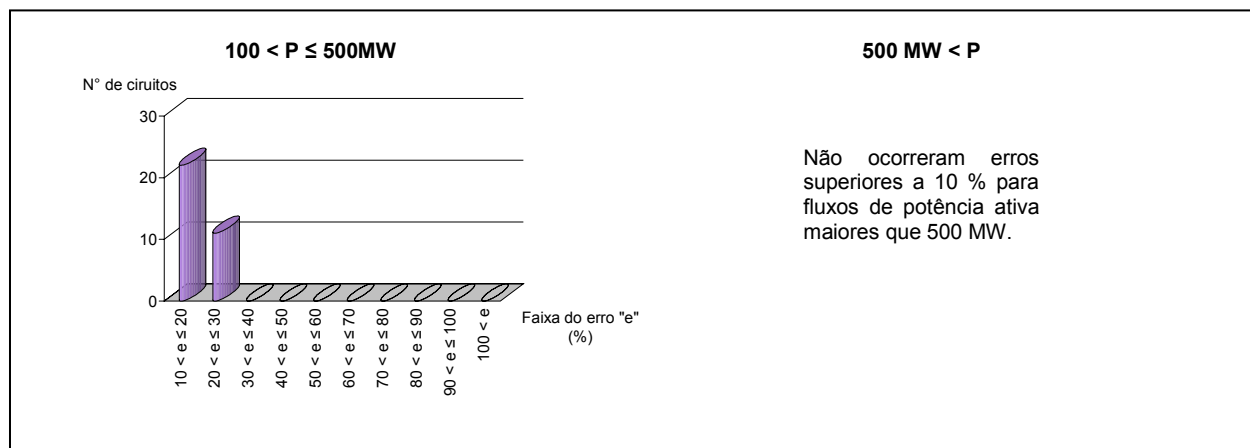


Figura IV.53 – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Média Submetido ao Modelo CC Com Perdas

#### IV. 4. 5. 5. Análise do SIN – Carga Pesada Através do Modelo CC Sem Perdas

O modelo CC sem perdas, quando utilizado para o cálculo de Fluxo de Potência do SIN com alto carregamento, gerou os resultados com maior grau de imprecisão dentre as situações estudadas até então neste capítulo. Como pode ser percebido através da Figura IV.54, o percentual de aproximadamente 22 % de circuitos com erros superiores a 10 %, aliado a parcela de circuitos com erros de fluxo entre 5 e 10 %, indicam essa situação.

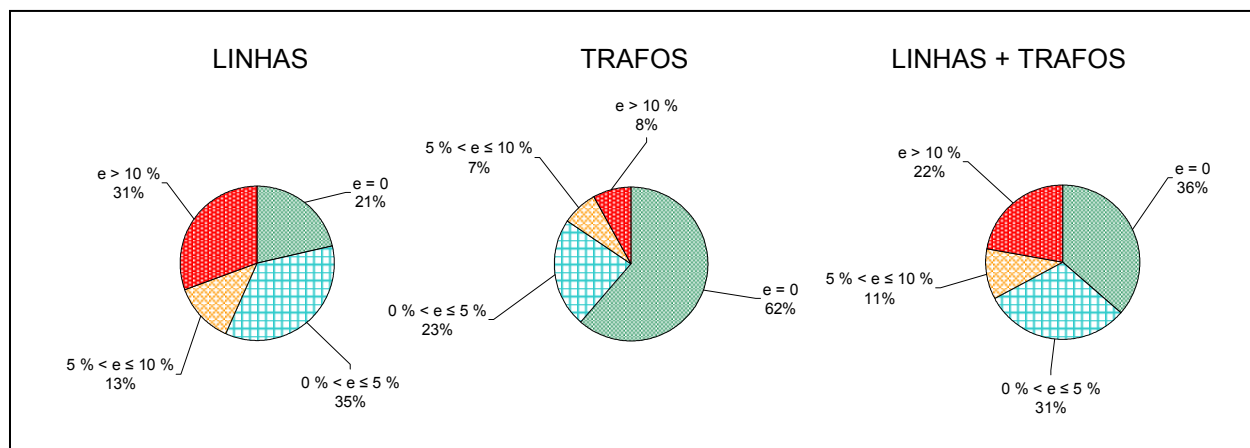


Figura IV.54 – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Pesada – Modelo CC Sem Perdas Versus Método de Newton

A Figura IV.55 confirma que os erros gerados pela análise do SIN com carga pesada foram maiores que nas situações anteriores. Os gráficos representados na Figura IV.55 indicam

claramente que há um aumento na participação dos fluxos com maiores magnitudes na formação do conjunto dos erros acima de 10 %.

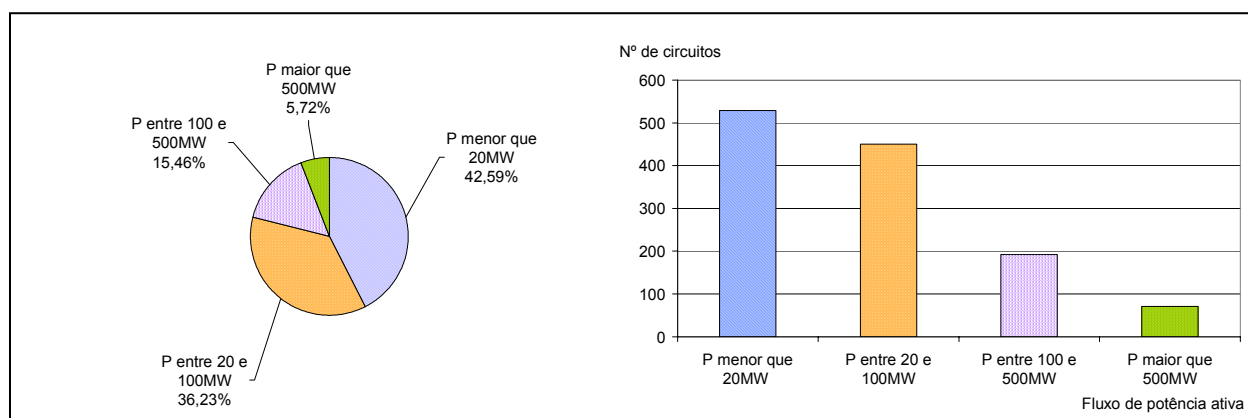


Figura IV.55 – Ocorrência de Erros Maiores que 10% por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

Os gráficos expressos nas Figuras IV.56 e IV.57, quando comparados aos das Figuras IV.48 e IV.49, respectivamente, confirmam mais uma vez o aumento da distorção gerada com o aumento de carregamento do SIN.

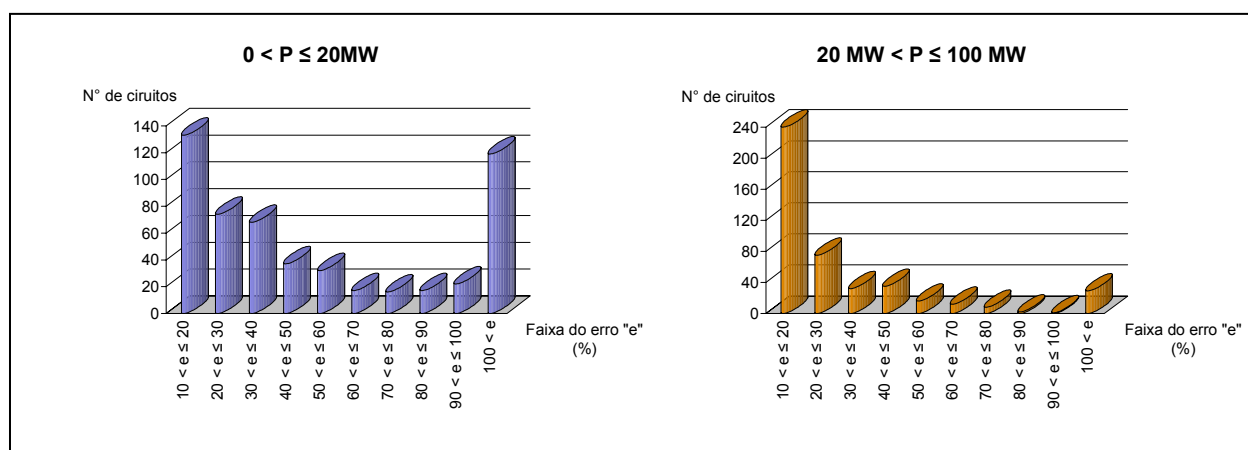


Figura IV.56 – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

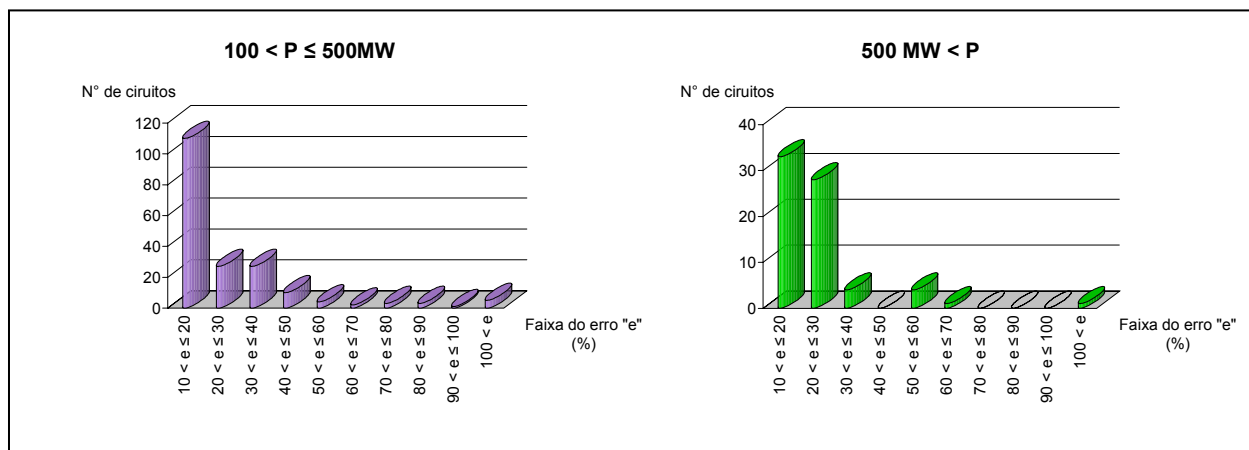


Figura IV.57 – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Sem Perdas

#### IV. 4. 5. 6. Análise do SIN – Carga Pesada Através do Modelo CC Com Perdas

A simulação do SIN com carga pesada através do modelo CC com perdas gerou resultados comparáveis aqueles produzidos para o SIN com carga média, quando também utilizado o modelo CC com perdas. A Figura IV.58 nos exhibe a faixa de erros percentuais do fluxo de potência ativa para o SIN com carga pesada. O valor percentual de 11 % de circuitos com fluxos com erros superiores a 10 % foi o melhor índice encontrado dentre as simulações consideradas para o SIN (referente a julho de 2008) neste trabalho.

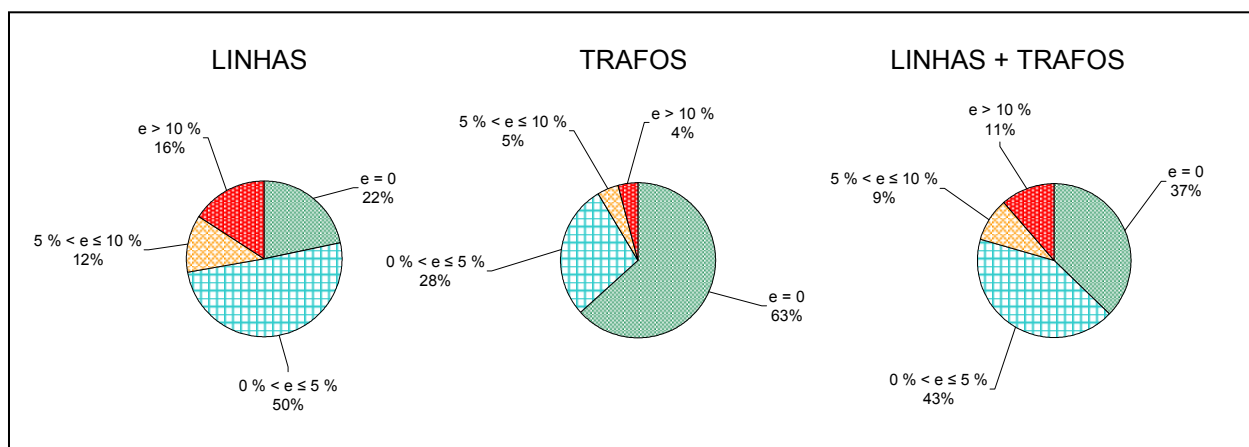


Figura IV.58 – Faixas do Erro Percentual (e) do Fluxo de Potência Ativa – SIN Carga Pesada – Modelo CC Com Perdas Versus Método de Newton

A Figura IV.59 mostra que a quantidade de circuitos por faixas de fluxo de P com erros acima de 10 % sofreu uma redução muito pequena em relação aos encontrados para o SIN com carga média (quando consideradas as perdas no modelo CC).

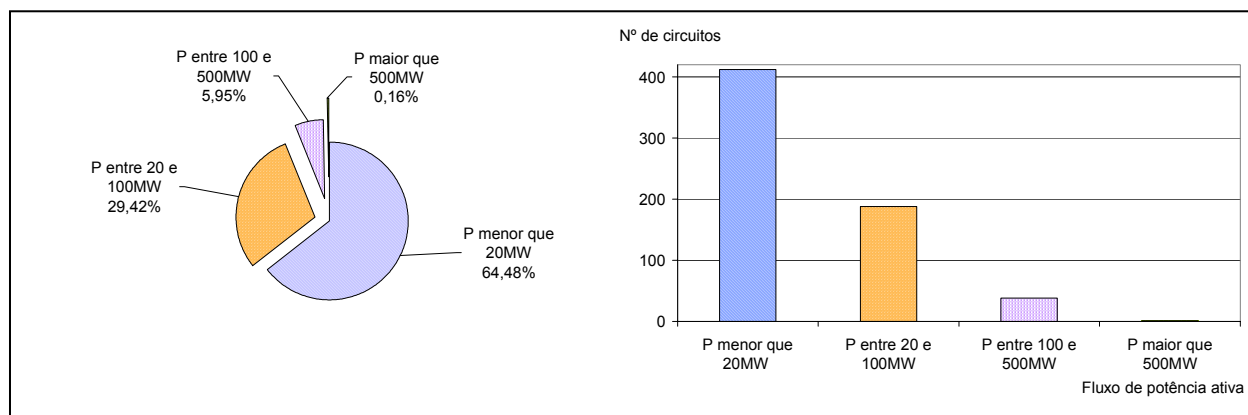


Figura IV.59 – Ocorrência de Erros Maiores que 10% por Faixas de Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Com Perdas

As Figuras IV.60 e IV.61 indicam que a influência dos erros acima de 10 % não é decisiva no procedimento de cálculo a partir do modelo CC, dado que se concentram nas menores faixas de potência e de erros percentuais.

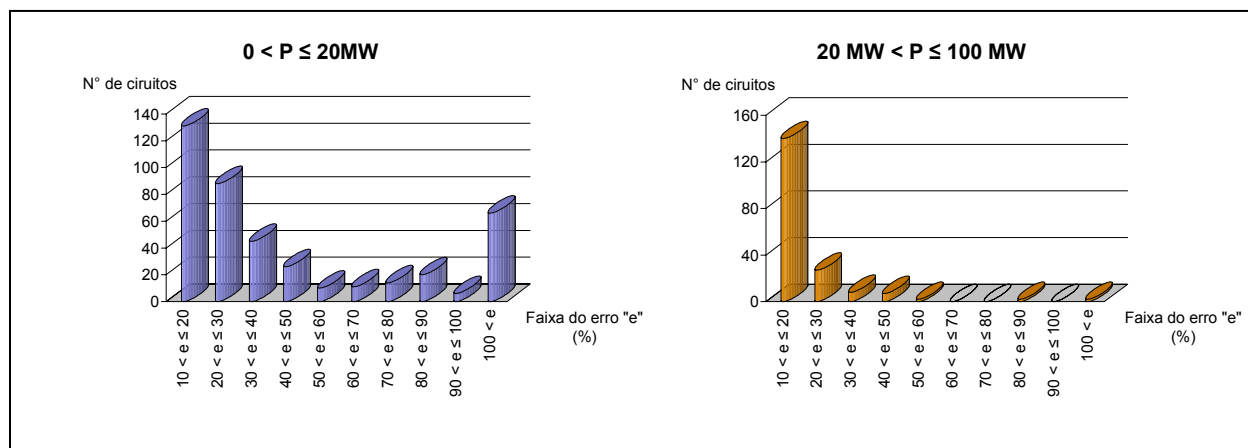


Figura IV.60 – Fluxos Baixos e Médios – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Com Perdas

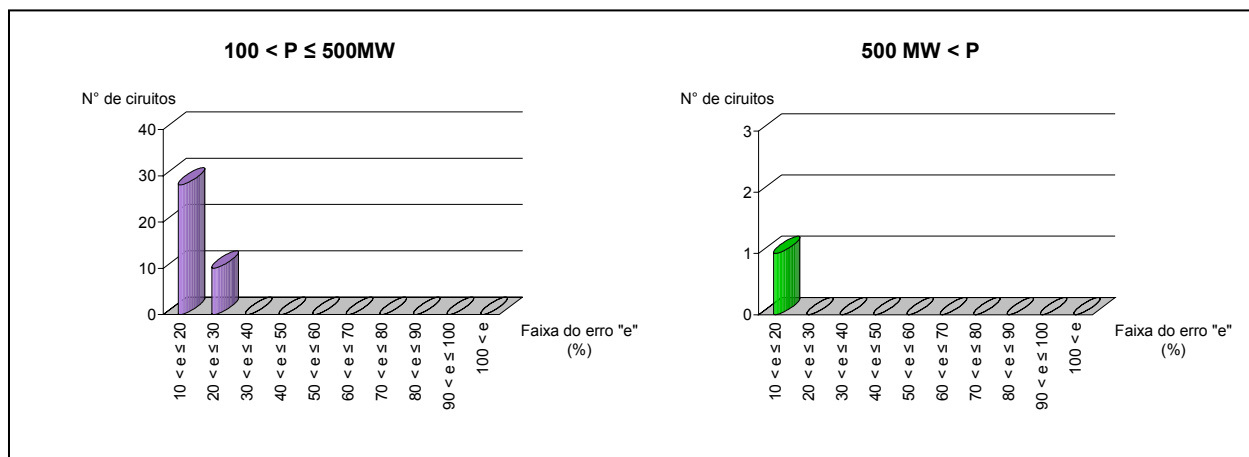


Figura IV.61 – Fluxos Médios e Altos – Faixas de Erro (e) do Fluxo de Potência Ativa (P) – SIN Com Carga Pesada Submetido ao Modelo CC Com Perdas

## IV. 5. Sumário

A partir de todas as análises de fluxo de potência realizados no presente capítulo, observou-se que a utilização do modelo linearizado com perdas traz ganhos preciosos em relação à qualidade dos resultados obtidos. A não consideração das perdas no processo de análise de fluxo de potência pelo modelo CC afeta negativamente os resultados alcançados.

Demonstrou-se que há dependência do grau de precisão nos resultados das análises de fluxo pelo modelo linearizado em relação aos valores de resistência e reatância. Porém, essa vinculação e o seu grau de interdependência é de difícil detecção em sistemas reais, dada a influência de outros fatores na precisão dos resultados.

Outro ponto importante abordado neste capítulo diz respeito à influência exercida pela proximidade da barra de referência e a precisão no cálculo de fluxo de potência ativa pelo modelo CC. Tal como discutido, há uma forte tendência de os maiores erros se apresentarem nas regiões contíguas à barra de referência. Este fato foi comprovado a partir da simulação de sistemas de diversos portes, inclusive para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro.

Quando utilizado o modelo CC para a análise de fluxo do SIN referente a julho de 2008, observou-se que, quando não consideradas as perdas do sistema no algoritmo de resolução, há uma contaminação relativamente grande de erros, para as três condições de carregamento estudadas (carga leve, média e pesada). Para a pior situação avaliada pelo modelo CC sem perdas (SIN com carga pesada), 79,4 % dos circuitos apresentaram erros no cálculo de fluxo de potência ativa inferiores a 5 MW. Nesta mesma situação, apurou-se que 87,2 % dos circuitos apresentaram erros menores que 10 MW. Em termos de erros percentuais, cerca de 67,0 % dos

circuitos indicaram erros inferiores a 5 %, enquanto que 77,7 % dos circuitos revelaram erros não superiores a 10 %. Este quadro se inverteu quando consideradas as perdas no modelo linearizado. Como ilustrado neste capítulo, houve grande ganho em termos de precisão dos resultados de fluxo, em relação ao modelo CC sem perdas, quando utilizado o modelo CC com perdas para o SIN, em quaisquer das condições de carregamento consideradas. No caso específico do SIN com carga pesada, 89,4 % dos circuitos apresentaram erros inferiores a 5 MW quando utilizado o modelo CC com perdas. Nesta situação, 99,1 % dos circuitos indicaram erros menores que 30 MW. Em termos percentuais, 79,3 % dos circuitos apresentaram erros inferiores a 5 %. Como visto, o modelo CC com perdas, quando aplicado ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro, apresenta um nível de precisão muito mais aceitável do que o modelo CC sem perdas.



# *Capítulo V*

## **V. CONCLUSÕES E COMPLEMENTAÇÕES FUTURAS**

### **V. 1. Conclusões**

Como exposto na presente Dissertação, é de extrema importância e necessidade se considerar e analisar as origens das imprecisões no processo de cálculo de fluxo de potência. Através de metodologias para o exame dos dados dos sistemas, tais como as explanadas neste trabalho, graves equívocos na implementação da análise de fluxo podem ser evitados. Estes enganos, oriundos da interpretação incorreta dos dados de entrada de programas para a análise de fluxo de potência, podem ser dirimidos com a ajuda de aplicativos tais como o Programa Comparador desenvolvido, uma vez que, a partir destes, pode-se identificar as alterações pelas quais um sistema de potência foi submetido.

Além do processo de identificação das discrepâncias pertinentes aos dados de entrada, discutiu-se também aspectos relacionados à imprecisão no processo de cálculo decorrente da utilização de um método de análise aproximado: o modelo CC. Conforme indicado, aspectos tais como os valores de resistência e reatância, a topologia e a abertura angular das linhas do sistema afetam o grau de adequação das análises de fluxo em tal método. Porém, demonstrou-se que características como a proximidade elétrica do circuito em relação à barra referência e a consideração ou não das perdas no processo de cálculo podem fornecer indicações mais fortes em relação ao nível de precisão que se pode esperar do modelo CC.

Mostrou-se também nesta Dissertação que a utilização do modelo CC sem perdas no processo de cálculo do Sistema Interligado Nacional Brasileiro (cenário previsto para julho de 2008), gera um percentual relativamente grande de desvios no fluxo de potência ativa. Entretanto, como visto, a consideração das perdas no modelo suaviza grandemente a intensidade

dos erros, permitindo que este método seja utilizado, com aproximações aceitáveis, para estudos de fluxo de potência no SIN.

A principal contribuição desta Dissertação foi materializada através do aplicativo computacional desenvolvido, registrado em disco anexado a este volume (módulo fonte e módulo executável).

## **V. 2. Trabalhos Futuros**

Visando a complementação futura deste trabalho, são sugeridas a pesquisa e implementação de metodologias computacionais capazes de medir as diferenças ou “distâncias” dos vetores n-dimensionais resultantes das análises de fluxo, sintetizando-as em índices de qualidade. Estes índices, obtidos com base nos dados de saída do cálculo de fluxo de potência, poderiam ser utilizados também para classificar o grau de distorção gerado por modificações topológicas, paramétricas ou de ponto de operação nos sistemas, bem como pela utilização de diferentes métodos de resolução.

Outro ponto também sugerido para ser alvo de futuros trabalhos é o estudo da adequação do modelo CC quando aplicado a outras configurações do SIN.

Finalmente, outro tópico de pesquisa sugerido refere-se ao desenvolvimento de processo automático de obtenção de pontos de operação representativos de condições pré-distúrbio, baseado na minimização de métricas adequadas para a mensuração de distâncias entre soluções de fluxos de potência. A implementação prática desta sugestão poderá ser de grande utilidade para a reprodução expedita das condições dinâmicas pós-distúrbio em sistemas reais.

# Apêndice A

## A. ASPECTOS BÁSICOS DA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

### A.1. Introdução

A análise de fluxo de potência é, há décadas, alvo de inúmeros estudos. O interesse da comunidade acadêmica e dos agentes do setor elétrico neste tema se deve, principalmente, a extrema importância que este tipo de análise possui. Somente a partir da análise de fluxo de potência (ou fluxo de carga) pode se ter conhecimento das condições operacionais de um sistema elétrico em regime permanente de operação. A análise de fluxo de potência figura também como etapa inicial de outros estudos de grande importância no setor elétrico, tais como os estudos de estabilidade, supervisão e controle, otimização e análise de contingências [19], [20], [21].

### A.2. Formulações Básicas

A análise do fluxo de potência fundamenta-se, inicialmente, na determinação da tensão (módulo e ângulo) de cada barra do sistema [22]. A partir desses valores, pode-se determinar qualquer outra variável de interesse, como as potências ativa e reativa das barras, os fluxos de potência e as perdas ativas nas linhas de transmissão, etc.

Os valores dos módulos e ângulos das tensões das barras são determinados através de um processo iterativo, a partir do sistema de funções não-lineares:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.1})$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.2})$$

onde  $P_k$  e  $Q_k$  são respectivamente as potências líquidas ativa e reativa calculadas para a k-ésima

barra sob consideração;  $V_k$  e  $V_m$  representam respectivamente a tensão na barra  $k$  e na barra  $m$ ;  $K$  é o conjunto que contém as barras conectadas ao nó  $k$ , incluindo a própria barra  $k$ ;  $G_{km}$  e  $B_{km}$  correspondem aos elementos da matriz  $Y_{BARRA}$ , definidos por  $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ ;  $\theta_{km}$  é o ângulo de tensão entre a barra  $k$  e a barra  $m$ , sendo determinado pela igualdade  $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ .

Considerando a formulação básica da análise de fluxo de potência, apresentam-se três tipos de barras. Para cada tipo de barra concernem duas variáveis fixas e de valor conhecido e duas de magnitude a serem determinadas. Por conseguinte, as barras são intituladas como  $PQ$ ,  $PV$  ou  $V\theta$ . Durante o processo iterativo de resolução, as equações (A.1) e (A.2) não precisam ser calculadas para todas as barras. Dependendo do tipo da barra, será utilizada somente a (A.1), ambas ou nenhuma delas.

Uma barra do tipo  $PQ$ , também conhecida como barra de carga, é uma barra que não possui controle sobre a tensão. Nela, as injeções de potência ativa e reativa são constantes e conhecidas, sendo os valores das tensões (módulo  $V_k$  e ângulo  $\theta_k$ ) calculados.

As barras do tipo  $PV$  – ou barras de tensão regulada – possuem, como o próprio nome indica, controle sobre a tensão. As barras que contém compensadores ou geradores síncronos são barras de tensão regulada, bem como as que possuem compensadores estáticos. Barras ligadas a capacitores shunt, ou conectadas a reatores em derivação, também são consideradas como barras do tipo  $PV$ , desde que tais dispositivos possuam controle automático ou disponível de ser realizado no horizonte de tempo referente à análise. Nas barras de tensão controlada, os valores das potências reativas injetadas  $P_k$  e das tensões  $V_k$  são constantes e conhecidas, sendo calculados os valores de  $Q_k$  e  $\theta_k$ .

Uma barra do tipo  $V\theta$ , também conhecida por barramento flutuante, barra de referência, de balanço, swing ou slack, fornece potência ativa e reativa para suprir as perdas nas linhas de transmissão, além de servir como referência angular para o sistema. Nesse tipo de barra a tensão (módulo e ângulo) é fixa e conhecida, sendo calculados os valores das injeções de potência ativa e reativa. Geralmente é considerada como  $V\theta$  a barra com maior capacidade de geração do sistema.

Há outros tipos de barras ( $P$ ,  $V$ ,  $PQV$ ), porém não são considerados na formulação básica. Tais tipos de barras são adequados na representação da atuação de dispositivos de controle. Uma outra particularidade que não faz parte da formulação básica da análise de fluxo de potência diz respeito à representação de barras de carga onde há variação de potência ativa e reativa em função da tensão.

Após a determinação de todos os módulos e ângulos das tensões das barras, podem ser

determinadas as perdas na transmissão através da (A.3):

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} \quad (A.3)$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk}$$

As equações que representam os fluxos de potência ativa e reativa entre barras são dadas por (A.4) e (A.5):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (A.4)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km}$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (A.5)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km}$$

### A. 3. Método de Newton

#### A. 3. 1. Resolução de Sistemas Algébricos pelo Método de Newton

O método de Newton - Raphson é um procedimento matemático iterativo que tem como propósito o cálculo de sistemas de equações. Para exemplificar tal operação, tomemos um sistema unidimensional do tipo:

$$f(x) = 0 \quad (A.6)$$

onde  $f(x)$  e  $x$  são escalares. A expressão (A.6) é representada graficamente na Figura A.1, onde a raiz desejada  $\bar{x}$  é a abscissa do ponto em que a curva corta o eixo  $x$ .

Tomemos inicialmente um valor para  $x_0$  (Figura A.1). Para obtermos um novo valor para a variável  $x$  mais próximo à raiz da equação, tracemos uma tangente à curva passando pelo ponto  $(x_0, f(x_0))$ . A interseção dessa tangente com o eixo  $x$  define o ponto  $x_1$ . Repitamos o processo para obtermos  $x_2$ , partindo do ponto de coordenadas  $(x_1, f(x_1))$ . A partir do ponto  $x_2$  encontrado, podemos definir um ponto  $x_3$  ainda mais próximo da solução da equação. Esse processo pode ser repetido indefinidamente até que seja encontrado um valor para a variável  $x$  dentro de uma margem de erro aceitável para o valor de  $f(x)$ .

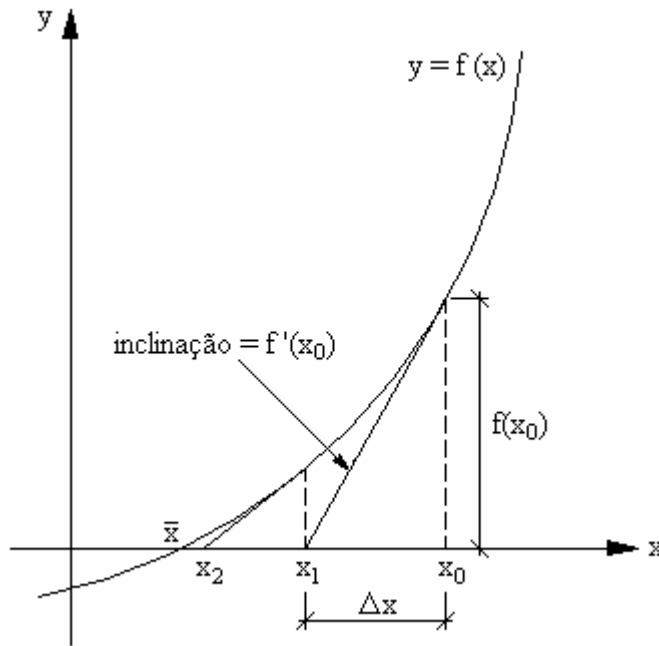


Figura A.1 – Representação Gráfica do Método de Newton

Sendo  $f(x)$  contínua e derivável, podemos escrever a série de Taylor:

$$f(x_{i+1}) = f(x_i) + f'(x_i) \cdot (x_{i+1} - x_i) + f''(x_i) \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)^2}{2!} + \dots + f^{(n)}(x_i) \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)^n}{n!} + \dots \quad (\text{A.7})$$

A expansão em uma série de Taylor de uma função de duas ou mais variáveis corresponde à base de resolução do problema de fluxo de potência pelo método de Newton [6].

Suponhamos que o valor de  $x_{i+1}$  esteja muito próximo da raiz verdadeira  $\bar{x}$  ( $f(x_{i+1})$  tendendo a zero) e que  $x_i$  seja aproximadamente igual a  $x_{i+1}$ . Assim sendo, os termos  $(x_{i+1} - x_i)^k$  da série de Taylor, onde  $k$  corresponde ao conjunto dos números inteiros maiores que 1, podem ser desprezados, reduzindo a (A.7) em:

$$0 = f(x_i) + f'(x_i) \cdot (x_{i+1} - x_i)$$

ou seja,

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)} \quad (\text{A.8})$$

A expressão (A.8) poderia ser também determinada diretamente através da inclinação da reta tangente à curva no ponto  $x = x_0$ ,  $y = f(x_0)$ , inicialmente sendo dada por:

$$f'(x_0) = \frac{f(x_0)}{\Delta x}$$

Considerando  $\Delta x = x_0 - x_1$ , obtém-se:

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)}$$

que, através da generalização de seus termos, corresponde à (A.8).

Por se tratar de um procedimento iterativo, o método de Newton – Raphson apresenta grande exatidão quando utilizado em rotinas computacionais. O processo iterativo é basicamente composto das seguintes etapas:

- (i) Escolher uma solução inicial  $x = x_i = x_0$  e um valor para a faixa de tolerância.
- (ii) Calcular o valor da função  $f(x)$  no ponto  $x_i$ .
- (iii) Confrontar o valor do módulo de  $f(x)$  calculado com o da tolerância previamente estabelecida. Se a magnitude do módulo de  $f(x)$  for maior que a tolerância, o algoritmo deverá prosseguir. Caso contrário,  $x = x_i$  será a solução da equação e o algoritmo termina.
- (iv) Calcular o valor da derivada  $f'(x)$ .
- (v) Resolver a equação (A.8) de forma a encontrar o valor de  $x_{i+1}$ , que será tomado como a próxima estimativa de  $x$ .
- (vi) Fazer com que  $i$  assumo o valor  $i + 1$  e retornar ao passo ii.

O método de Newton – Raphson pode ser generalizado para um sistema de  $n$  variáveis. Visando exemplificar a resolução de um sistema multidimensional através do método, tomemos inicialmente as seguintes equações simultâneas, onde ambas são funções contínuas e deriváveis:

$$f_1(x, y) = 0$$

$$f_2(x, y) = 0$$

As funções acima apresentadas podem ser expressas em séries de Taylor, como segue:

$$f_1(x_{i+1}, y_{i+1}) = f_1(x_i, y_i) + \frac{\partial f_1}{\partial x} \cdot (x_{i+1} - x_i) + \frac{\partial f_1}{\partial y} \cdot (y_{i+1} - y_i) + \frac{\partial^2 f_1}{\partial x^2} \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)^2}{2!} + \frac{\partial^2 f_1}{\partial y^2} \cdot \frac{(y_{i+1} - y_i)^2}{2!} + \dots + \frac{\partial^n f_1}{\partial x^n} \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)^n}{n!} + \frac{\partial^n f_1}{\partial y^n} \cdot \frac{(y_{i+1} - y_i)^n}{n!} + \dots \quad (\text{A.9})$$

$$f_2(x_{i+1}, y_{i+1}) = f_2(x_i, y_i) + \frac{\partial f_2}{\partial x} \cdot (x_{i+1} - x_i) + \frac{\partial f_2}{\partial y} \cdot (y_{i+1} - y_i) + \frac{\partial^2 f_2}{\partial x^2} \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)^2}{2!} + \frac{\partial^2 f_2}{\partial y^2} \cdot \frac{(y_{i+1} - y_i)^2}{2!} + \dots + \frac{\partial^n f_2}{\partial x^n} \cdot \frac{(x_{i+1} - x_i)^n}{n!} + \frac{\partial^n f_2}{\partial y^n} \cdot \frac{(y_{i+1} - y_i)^n}{n!} + \dots$$

Suponhamos que o valores de  $x_{i+1}$  e de  $y_{i+1}$  das séries representadas em (A.9) estejam muito próximos aos valores das raízes verdadeiras  $\bar{x}$  e  $\bar{y}$  ( $f_1(x_{i+1}, y_{i+1})$  e  $f_2(x_{i+1}, y_{i+1})$  tendendo a zero) e que  $x_i$  e  $y_i$  estejam apresentando magnitudes muito próximas as de  $x_{i+1}$  e  $y_{i+1}$ , respectivamente. Portanto, os termos  $(x_{i+1} - x_i)^k$  e  $(y_{i+1} - y_i)^k$  da série de Taylor, onde  $k$  corresponde ao conjunto de números inteiros maiores que 1, podem ser desprezados, reduzindo a (A.9) em:

$$\begin{aligned} 0 &= f_1(x_i, y_i) + \frac{\partial f_1}{\partial x} \cdot (x_{i+1} - x_i) + \frac{\partial f_1}{\partial y} \cdot (y_{i+1} - y_i) \\ 0 &= f_2(x_i, y_i) + \frac{\partial f_2}{\partial x} \cdot (x_{i+1} - x_i) + \frac{\partial f_2}{\partial y} \cdot (y_{i+1} - y_i) \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

Considerando que  $x_{i+1} - x_i = \Delta x$  e  $y_{i+1} - y_i = \Delta y$ , temos:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial x} \cdot \Delta x + \frac{\partial f_1}{\partial y} \cdot \Delta y &= -f_1(x_i, y_i) \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} \cdot \Delta x + \frac{\partial f_2}{\partial y} \cdot \Delta y &= -f_2(x_i, y_i) \end{aligned} \quad (\text{A.11})$$

A (A.11) pode ser representada na forma matricial como se segue:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x} & \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} & \frac{\partial f_2}{\partial y} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -f_1(x_i, y_i) \\ -f_2(x_i, y_i) \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$



Através da generalização dos termos da (A.12), obtemos a expressão para um sistema de  $n$  equações lineares:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

A (A.13) pode ser também representada por uma notação matricial compacta:

$$J[\Delta x] = -[f(x)] \quad (\text{A.14})$$

onde  $J$  é a matriz jacobiana associada ao sistema,  $[\Delta x]$  é o vetor de desvios de  $x$  e  $[f(x)]$  é o vetor das funções que formam o sistema.

O algoritmo para resolução de um sistema de  $n$  equações pelo método de Newton – Raphson baseia-se nos procedimentos descritos a seguir:

- (i) Escolher as soluções iniciais  $x_1 = x_{1(i)}, x_2 = x_{2(i)}, \dots, x_n = x_{n(i)}$ , onde  $i = 0$ . Arbitrar também uma faixa de tolerância para o erro no cálculo de  $[f(x)]$ .
- (ii) Encontrar os valores das funções  $[f(x)]$ .
- (iii) Confrontar os valores das funções  $f_1, f_2, \dots, f_n$  calculados com o valor da tolerância previamente estabelecida. Se houver alguma função  $f$  com valor maior que a magnitude da tolerância, o algoritmo deverá prosseguir. Caso contrário,  $x_1 = x_{1(i)}, x_2 = x_{2(i)}, \dots, x_n = x_{n(i)}$  formarão a solução do sistema e o algoritmo termina.
- (iv) Calcular a matriz jacobiana  $J$ .
- (v) Resolver a (A.15) e a (A.16) a fim de se encontrar os valores de  $x_{1(i+1)}, x_{2(i+1)}, \dots, x_{n(i+1)}$ , que serão tomados como a próxima estimativa de  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , respectivamente.

$$[\Delta x_{(i)}] = -J^{-1}[f(x_{(i)})] \quad (\text{A.15})$$

$$[x_{(i+1)}] = [x_{(i)}] + [\Delta x_{(i)}] \quad (\text{A.16})$$

- (vi) Fazer com que  $i$  assumo o valor  $i + 1$  e retornar ao passo ii.

### A. 3. 2. Fluxo de Potência pelo Método de Newton

O método de Newton tem elevada aplicabilidade no estudo do fluxo de potência, uma vez que permite que sejam determinadas com grande precisão e grau de convergência todas as tensões (módulo e ângulo) das barras e, por conseguinte, todos os parâmetros do sistema.

O sistema de funções não-lineares a ser resolvido pelo método é composto pelas equações das injeções de potência ativa (A.1) e reativa (A.2). Desenvolvendo tais funções não-lineares em séries de Taylor (desprezando-se as derivadas de ordem maior que 1), obtemos as equações representadas em (A.17):

$$P_{k(i+1)} = P_{k(i)} + \frac{\partial P_k}{\partial \theta_1} \cdot \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial P_k}{\partial \theta_n} \cdot \Delta \theta_n + \frac{\partial P_k}{\partial V_1} \cdot \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial P_k}{\partial V_n} \cdot \Delta V_n$$

$$Q_{k(i+1)} = Q_{k(i)} + \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_1} \cdot \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} \cdot \Delta \theta_n + \frac{\partial Q_k}{\partial V_1} \cdot \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \cdot \Delta V_n$$
(A.17)

Considerando  $\Delta P_k = P_{k(i+1)} - P_{k(i)}$  e  $\Delta Q_k = Q_{k(i+1)} - Q_{k(i)}$ , podem ser reescritas como:

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_1} \cdot \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial P_k}{\partial \theta_n} \cdot \Delta \theta_n + \frac{\partial P_k}{\partial V_1} \cdot \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial P_k}{\partial V_n} \cdot \Delta V_n$$

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_1} \cdot \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} \cdot \Delta \theta_n + \frac{\partial Q_k}{\partial V_1} \cdot \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \cdot \Delta V_n$$
(A.18)

Temos então a opção de reproduzir a (A.18) na forma matricial, como segue:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$
(A.19)

onde a matriz quadrada é a matriz jacobiana. A matriz jacobiana pode ser dividida nas matrizes  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$ , sendo:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

$$N = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (\text{A.21})$$

$$M = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

$$L = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (\text{A.23})$$

A partir das matrizes  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$ , pode ser adotada, a fim de se representar a equação (A.19) de forma mais simplificada, a notação matricial [23]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

Tendo em vista obter os elementos das matrizes que compõem a matriz jacobiana, reescrevamos (A.1) e (A.2) como sendo:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.25})$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.26})$$

onde  $\Omega_k$  é o conjunto que contém somente as barras que estão conectadas ao nó  $k$ , não incluindo a barra  $k$ .

No intuito de determinar os termos  $H_{kk}$  da diagonal principal da matriz  $H$ , consideremos a derivada de (A.25) em relação à  $\theta_k$ :

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (-G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.27})$$

A partir da (A.26), podemos escrever:

$$V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (-G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (\text{A.28})$$

Substituindo a (A.28) na (A.27), determinamos a (A.29), que permite estabelecer os termos  $H_{kk}$  componentes da matriz jacobiana.

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (\text{A.29})$$

Para determinar os elementos  $H_{km}$  de fora da diagonal principal da matriz  $H$ , derivemos a (A.1) em relação a  $\theta_m$ :

$$\begin{aligned} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} &= \frac{\partial}{\partial \theta_m} [V_k V_1 (G_{k1} \cos(\theta_k - \theta_1) + B_{k1} \sin(\theta_k - \theta_1)) \\ &+ \dots + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \\ &+ \dots + V_k V_n (G_{kn} \cos(\theta_k - \theta_n) + B_{kn} \sin(\theta_k - \theta_n))] \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$

Portanto,  $H_{km}$  é expresso por:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.31})$$

Assim sendo, os termos da matriz  $H$  são definidos pelas expressões (A.29) e (A.31).

A fim de se obter os elementos  $N_{kk}$  da diagonal principal da matriz  $N$ , inicialmente derivemos a (A.25) em relação à  $V_k$ :

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 2V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.32})$$

Multiplicando-se a (A.32) por  $(V_k / V_k)$ , temos:

$$N_{kk} = \frac{1}{V_k} \left[ V_k^2 G_{kk} + V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \right] \quad (\text{A.33})$$

Substituindo a (A.25) na (A.33), obtemos o seguinte resultado para os elementos da diagonal principal da matriz  $N$ :

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \frac{P_k + V_k^2 G_{kk}}{V_k} \quad (\text{A.34})$$

Os elementos  $N_{km}$  de fora da diagonal principal da matriz  $N$  componente da matriz jacobiana, são determinados através da diferenciação de  $P_k$  em relação à  $V_m$ :

$$\begin{aligned} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} &= \frac{\partial}{\partial V_m} [V_k V_1 (G_{k1} \cos \theta_{k1} + B_{k1} \sin \theta_{k1}) \\ &+ \dots + V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ &+ \dots + V_k V_n (G_{kn} \cos \theta_{kn} + B_{kn} \sin \theta_{kn})] \end{aligned} \quad (\text{A.35})$$

Como resultado da diferenciação anterior, obtemos:

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.36})$$

Como demonstrado anteriormente, os termos da matriz  $N$  podem ser definidos através das equações (A.34) e (A.36).

Os elementos  $M_{kk}$  da diagonal da matriz  $M$  são obtidos derivando-se a (A.26) em relação à  $\theta_k$ , como mostrado a seguir:

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.37})$$

A partir da (A.25), podemos escrever:

$$V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (\text{A.38})$$

Substituindo a (A.38) na (A.37), obtemos o resultado:

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (\text{A.39})$$

Os elementos  $M_{km}$  de fora da diagonal da matriz  $M$  são alcançados derivando-se a (A.2) em relação à  $\theta_m$ :

$$\begin{aligned} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} &= \frac{\partial}{\partial \theta_m} [V_k V_1 (G_{k1} \sin(\theta_k - \theta_1) - B_{k1} \cos(\theta_k - \theta_1)) \\ &+ \dots + V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \\ &+ \dots + V_k V_n (G_{kn} \sin(\theta_k - \theta_n) - B_{kn} \cos(\theta_k - \theta_n))] \end{aligned} \quad (\text{A.40})$$

Assim sendo, temos que:

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.41})$$

Os elementos pertencentes e não pertencentes a diagonal principal da matriz  $M$  podem ser determinados então, respectivamente, pelas expressões (A.39) e (A.41).

No intuito de determinar os elementos  $L_{kk}$  da diagonal principal da matriz  $L$ , derivemos a (A.26) como se segue:

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -2V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.42})$$

Multiplicando a expressão anterior por  $(V_k / V_k)$ , obtemos:

$$L_{kk} = \frac{1}{V_k} \left[ -V_k^2 B_{kk} - V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \right] \quad (\text{A.43})$$

Substituindo a (A.26) na (A.43), vem:

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \frac{Q_k - V_k^2 B_{kk}}{V_k} \quad (\text{A.44})$$

Para a determinação dos elementos  $L_{km}$  de fora da diagonal da matriz  $L$ , diferenciemos a expressão (A.2) em relação à  $V_m$ :

$$\begin{aligned} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} &= \frac{\partial}{\partial V_m} [V_k V_1 (G_{k1} \sen \theta_{k1} - B_{k1} \cos \theta_{k1}) \\ &+ \dots + V_k V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ &+ \dots + V_k V_n (G_{kn} \sen \theta_{kn} - B_{kn} \cos \theta_{kn})] \end{aligned} \quad (\text{A.45})$$

Finalmente temos que:

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.46})$$

Temos então, para o cálculo dos elementos da matriz  $L$  integrante da matriz jacobiana, as equações (A.44) e (A.46).

Uma rápida inspeção realizada nas equações (A.31), (A.36), (A.41) e (A.46) permite concluir que, se não houver ligação elétrica entre as barras  $k$  e  $m$ , os elementos  $H_{km}$ ,  $N_{km}$ ,  $M_{km}$  e  $L_{km}$  serão nulos. Assim sendo, a matriz jacobiana para um sistema elétrico de grande porte será invariavelmente esparsa.

Na construção das matrizes  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$  que compõem a matriz jacobiana, nem todas as barras são consideradas. Por exemplo, sendo a barra  $k$  do tipo  $PV$ , a equação correspondente à  $\Delta V_k$  e as derivadas parciais de  $P_k$  e  $Q_k$  em relação à  $V_k$  não devem existir no sistema (A.19).

Portanto, para cada barra de geração existente no sistema, a matriz  $M$  perderá uma linha, a matriz  $N$  será decrescida em uma coluna e a matriz  $L$  perderá uma linha e uma coluna. Sendo a barra  $k$  de referência, as injeções de potência ativa  $P_k$  e reativa  $Q_k$  são desconsideradas no sistema (A.19). Sendo assim, as matrizes  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$  perdem uma linha e uma coluna correspondentes a esta barra. A Figura A.2 exhibe esquematicamente a dimensão das matrizes envolvidas no sistema.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$

$\begin{matrix} \text{número de} \\ \text{barras PV} \\ + \\ \text{número de} \\ \text{barras PQ} \end{matrix}$ 
 $\begin{matrix} \text{número de} \\ \text{barras PQ} \end{matrix}$

Figura A.2 – Dimensão da Matriz Jacobiana

O processo iterativo relativo ao método de Newton – Raphson é composto basicamente das seguintes etapas:

- (i) Escolher os valores iniciais das tensões (módulo e ângulo) das barras  $PQ$ , bem como as magnitudes dos ângulos de tensão das barras  $PV$ . Ou seja, se a barra  $k$  for de tensão regulada,  $\theta_k = \theta_{k(i)} = \theta_{k(0)}$ ; se a barra  $k$  for de carga,  $\theta_k = \theta_{k(i)} = \theta_{k(0)}$  e  $V_k = V_{k(i)} = V_{k(0)}$ .
- (ii) Calcular as injeções de potência ativa  $P_k$  para as barras do tipo  $PV$  e  $PQ$ , bem como as injeções de potência reativa  $Q_k$  para as barras  $PQ$ , através das equações (A.1) e (A.2). A partir desses valores, calcular os resíduos:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k \quad (\text{A.47})$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k \quad (\text{A.48})$$



onde  $P_k^{esp}$  e  $Q_k^{esp}$  correspondem às potências ativa e reativa inicialmente especificadas. A (A.47) deve ser calculada para barras  $PV$  e  $PQ$ , enquanto que a (A.48) é calculada somente para barras do tipo  $PQ$ .

- (iii) Confrontar os módulos dos resíduos calculados no item anterior com o valor do erro máximo permitido (tolerância  $\varepsilon$ ), previamente estabelecido. Se  $|\Delta P_k| \leq \varepsilon_P$  e  $|\Delta Q_k| \leq \varepsilon_Q$  o processo iterativo chega ao fim, sendo  $V_k = V_{k(i)}$  e  $\theta_k = \theta_{k(i)}$  as soluções do sistema. Caso contrário, o processo iterativo continua.

As tolerâncias  $\varepsilon_P$  e  $\varepsilon_Q$  são diminutas, sendo escolhidas geralmente dentro do intervalo de 0,1 a 0,0001 MW (ou Mvar).

- (iv) Montar e calcular a matriz jacobiana relativa ao sistema.  
(v) Calcular os valores de  $\Delta\theta_{k(i)}$  e  $\Delta V_{k(i)}$  a partir do sistema (A.19), representado novamente a seguir:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (A.49)$$

A partir desses resultados, estabelecer os novos valores de  $\theta$  e  $V$ , onde:

$$\theta_{k(i+1)} = \theta_{k(i)} + \Delta\theta_{k(i)} \quad (A.50)$$

$$V_{k(i+1)} = V_{k(i)} + \Delta V_{k(i)} \quad (A.51)$$

- (vi) Fazer com que  $i$  assumo o valor  $i + 1$  e retornar ao passo ii.

O número de iterações praticamente não é afetado pelo número de barras do sistema [24]. Porém, o tempo gasto por iteração mantém certa proporcionalidade com o número de barras do sistema.

O passo (v) é o que consome maior tempo e memória computacional, devido à inversão da matriz jacobiana. Sem o uso de técnicas de fatoração apropriadas que explorem a esparsidade da matriz, o método tornar-se-ia de difícil execução para sistemas com elevado número de barras [25], [26]. Porém, a aplicação de tais técnicas implica em uma programação mais complexa, tornando muito mais árdua a elaboração do código.

Após a conversão do processo iterativo, estarão determinados os valores das magnitudes de tensão  $V_k$  e dos ângulos  $\theta_k$  para todas as barras, bem como os valores das injeções de potência ativa  $P_k$  e reativa  $Q_k$  para as barras do tipo  $PQ$ . Para as barras do tipo  $PV$  ainda deverão ser determinados os valores das injeções de potência reativa  $Q_k$ . Para as barras  $V\theta$  deverão ser encontrados os valores de  $P_k$  e  $Q_k$ . As variáveis desconhecidas são calculadas diretamente aplicando-se a (A.1) e a (A.2).

O método de Newton – Raphson apresenta alto grau de convergência, mesmo quando o carregamento do sistema em estudo se apresenta no limite. Apesar disso, uma má escolha para os valores iniciais das tensões pode fazer com que não haja convergência no método.

#### A. 4. Fluxo de Potência Linearizado

O modelo linearizado, também conhecido como modelo CC, é um método aproximado que permite que sejam estimados, com uma precisão aceitável para muitos estudos operacionais e de planejamento, os fluxos de potência ativa em um sistema elétrico. O modelo linearizado é extremamente simples quando comparado com outros métodos utilizados para análise do fluxo de potência, tendo como característica fundamental o baixo requisito computacional.

O modelo linearizado baseia-se principalmente no acoplamento existente entre a potência ativa  $P$  e o ângulo de tensão  $\theta$ , apresentando resultados tanto mais confiáveis quanto maior for o nível de tensão. Nele, as tensões e as injeções de potências reativas nas barras não são consideradas, razão esta que impossibilita o uso exclusivo do modelo linearizado em relação aos modelos não lineares de cálculo fluxo de potência.

O modelo linearizado geralmente encontra grande aplicabilidade em certas análises preliminares de sistemas nas quais, devido ao elevado número de casos a serem avaliados, os métodos não lineares apresentam baixa performance.

Para entendermos as simplificações consideradas no Modelo CC, consideremos inicialmente as expressões de trânsito de potência (A.4) e (A.5), reescritas a seguir:

$$P_{km} = \frac{1}{R_{km}^2 + X_{km}^2} (R_{km} V_k^2 - R_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} + X_{km} V_k V_m \sin \theta_{km})$$

$$P_{mk} = \frac{1}{R_{km}^2 + X_{km}^2} (R_{km} V_m^2 - R_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} - X_{km} V_k V_m \sin \theta_{km})$$
(A.52)

$$Q_{km} = \frac{1}{R_{km}^2 + X_{km}^2} \left( X_{km} V_k^2 - X_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} - R_{km} V_k V_m \sin \theta_{km} \right) - \frac{B}{2} V_k^2$$

(A.53)

$$Q_{mk} = \frac{1}{R_{km}^2 + X_{km}^2} \left( X_{km} V_m^2 - X_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} + R_{km} V_k V_m \sin \theta_{km} \right) - \frac{B}{2} V_k^2$$

A primeira simplificação adotada pelo Modelo CC nas equações de fluxo baseia-se no fato de que as resistências observadas nas linhas de transmissão geralmente são muito inferiores que os valores das reatâncias, principalmente em redes preparadas para tensões mais elevadas. Dessa forma, desprezando-se as perdas resistivas, bem como as susceptâncias shunt à terra, as equações (A.52) e (A.53) assumem a forma:

$$P_{km} = \frac{1}{X_{km}} V_k V_m \sin \theta_{km}$$

(A.54)

$$P_{mk} = -\frac{1}{X_{km}} V_k V_m \sin \theta_{km}$$

$$Q_{km} = \frac{1}{X_{km}} \left( V_k^2 - V_k V_m \cos \theta_{km} \right)$$

(A.55)

$$Q_{mk} = \frac{1}{X_{km}} \left( V_m^2 - V_k V_m \cos \theta_{km} \right)$$

Outra aproximação assumida no Modelo CC consiste em se adotar as tensões para todas as barras do sistema constantes e iguais a 1,0 pu. Assim sendo, as equações (A.54) e (A.55) podem ser reescritas conforme a seguir:

$$P_{km} = \frac{\sin \theta_{km}}{X_{km}} = -P_{mk}$$

(A.56)

$$Q_{km} = \frac{1}{X_{km}} (1 - \cos \theta_{km}) = Q_{mk}$$

(A.57)

Finalizando a série de simplificações pertinentes ao fluxo de potência linearizado, adota-se que as aberturas angulares de tensão das barras interligadas são extremamente pequenas, de tal forma que possam ser consideradas nulas. Temos então que:

$$\text{sen } \theta_{km} = \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \quad (\text{A.58})$$

$$\cos \theta_{km} \approx 1 \quad (\text{A.59})$$

Após as simplificações (A.58) e (A.59), as expressões para o fluxo de potência ativa e reativa ficam representadas respectivamente por:

$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{X_{km}} = -P_{mk} \quad (\text{A.60})$$

$$Q_{km} = Q_{mk} = 0 \quad (\text{A.61})$$

A (A.60) possui forma análoga a da Lei de Ohm aplicada a um resistor percorrido por corrente contínua: a potência  $P_{km}$ , os ângulos  $\theta_k$  e  $\theta_m$  e a reatância  $X_{km}$  equivalem respectivamente na Lei de Ohm à intensidade de corrente, às tensões terminais e à resistência [2]. Devido a essa relação de equivalência, a modelagem do sistema baseada na (A.60) é conhecida como Modelo CC. A (A.61) indica que no Modelo CC são desprezados os fluxos de potência reativa.

A (A.60) é válida para representar linhas de transmissão. Para representar convenientemente transformadores em fase e defasadores, utilizam-se respectivamente as expressões (A.62) e (A.63):

$$P_{km} = a_{km} \cdot \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \quad (\text{A.62})$$

$$P_{km} = \frac{\theta_{km} + \varphi_{km}}{x_{km}} \quad (\text{A.63})$$

Nas expressões anteriores,  $a$  corresponde à relação de transformação e  $\varphi$  ao ângulo do transformador defasador.

O Modelo CC, ou Modelo Linearizado, também pode ser representado por uma equação matricial. Consideremos novamente a (A.60), válida para linhas de transmissão: a injeção de potência ativa na barra  $k$  pode ser dada então pela (A.64), que corresponde à soma dos fluxos que saem da barra.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \theta_{km} \quad (\text{A.64})$$

Na expressão anterior,  $\Omega_k$  corresponde ao conjunto das barras vizinhas a barra  $k$ , excluindo-se a própria barra  $k$ . A (A.64) pode ser colocada como:

$$P_k = \theta_k \left( \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \right) + \sum_{m \in \Omega_k} (-x_{km}^{-1} \theta_m) \quad (\text{A.65})$$

Representando a (A.65) na forma matricial, temos

$$P = B' \theta \quad (\text{A.66})$$

onde:

$P$  – vetor das injeções de potência ativa

$B'$  – matriz do tipo admitância nodal

$\theta$  – vetor dos ângulos das tensões nodais  $\theta_k$

Os elementos da matriz  $B'$  são dados por:

$$B'_{km} = -x_{km}^{-1} \quad (\text{A.67})$$

$$B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1}$$

A matriz  $B'$  é singular, de dimensão  $NB \times NB$ , onde  $NB$  corresponde ao número de barras. Para que o sistema representado na (A.66) possa ser resolvido, adota-se uma barra como sendo de referência, excluindo-se das equações a linha correspondente a essa barra. Retira-se também a coluna da matriz  $B'$  correspondente a barra de referência. O sistema passa então a ser não-singular com  $NB - 1$  equações, sendo  $(NB - 1) \times (NB - 1)$  a nova dimensão da matriz  $B'$ .

A matriz  $B'$  é formada da mesma forma, seja para linhas de transmissão, transformadores em fase ou defasadores. Em relação ao vetor  $P$ , leva-se em conta na sua formação as injeções equivalentes que são utilizadas na representação de transformadores defasadores.

#### A. 4. 1. O Modelo CC com Perdas

O Modelo CC permite que sejam representadas de forma aproximada as perdas nas linhas de transmissão [2]. Para linhas de transmissão de grandes dimensões essa representação é fundamental, uma vez que as perdas podem apresentar magnitudes elevadas quando comparadas com o nível de geração da barra de referência.

No intuito de formar uma expressão que permita incluir no Modelo CC os valores das perdas, consideremos inicialmente a expressão da potência ativa  $P_k$ :

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.68})$$

Presente na (A.68),  $K$  representa o conjunto das barras vizinhas a barra  $k$ , incluindo a própria barra  $k$ . Assumindo  $V_k = V_m = 1\text{pu}$ , a (A.68) pode ser simplificada para:

$$P_k = G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.69})$$

O conjunto  $\Omega_k$ , existente na (A.69), contém exclusivamente as barras vizinhas a barra  $k$ . Observemos agora a (A.70), composta pelas igualdades:

$$\begin{aligned} G_{kk} &= \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \\ G_{km} &= -g_{km} \\ B_{km} &\cong x_{km}^{-1} \end{aligned} \quad (\text{A.70})$$

Com base na (A.70), a (A.69) pode ser reescrita como:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} (1 - \cos \theta_{km}) g_{km} + \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \sin \theta_{km} \quad (\text{A.71})$$

Assumindo as aproximações

$$\begin{aligned}\cos \theta_{km} &\cong 1 - \theta_{km}^2 / 2 \\ \sin \theta_{km} &\cong \theta_{km}\end{aligned}\tag{A.72}$$

a expressão (A.71) assume a forma:

$$P_k - 1/2 \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \theta_{km}^2 = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \theta_{km}\tag{A.73}$$

Consideremos agora a expressão:

$$Perdas = P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km})\tag{A.74}$$

Efetuem os na (A.74), que representa as perdas de transmissão em uma linha  $k - m$ , as simplificações:

$$\begin{aligned}V_k &= V_m = 1 \text{ pu} \\ \cos \theta_{km} &= (1 - \theta_{km}^2 / 2)\end{aligned}$$

Através das aproximações realizadas, obtemos:

$$Perdas = g_{km} \theta_{km}^2\tag{A.75}$$

Assim sendo, o termo  $g_{km} \theta_{km}^2$  corresponde ao valor aproximado das perdas entre as barras  $k$  e  $m$ , e, portanto, o segundo termo do lado direito da (A.73) representa a metade das perdas ativas de todas as linhas adjacentes a barra  $k$ . Deste modo, a partir da (A.73), o Modelo CC assume a forma:

$$P + P^{perdas} = B' \theta\tag{A.76}$$

O vetor  $P^{perdas}$  representa o efeito das perdas como sendo cargas adicionais obtidas através da divisão das perdas de cada linha entre suas barras terminais, e é dado por:

$$P^{perdas} = -1/2 \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \theta_{km}^2\tag{A.77}$$

Para se solucionar o sistema (A.76), inicialmente deve-se obter o vetor  $\theta$ , sem se levar em consideração as perdas de transmissão no sistema. Para incluí-las no Modelo CC, calculemos a (A.77) a partir do vetor  $\theta$ , substituindo após essa operação o vetor encontrado  $P^{perdas}$  na (A.76), com o objetivo de se encontrar o novo vetor  $\theta$ . Esse novo vetor dos ângulos de tensão foi alcançado levando em consideração as perdas de transmissão no sistema. Observemos que nessa operação resolvemos dois sistemas distintos, primeiro o (A.66), seguido do (A.76). Notemos também que a matriz  $B'$  em ambos sistemas se mantém inalterada, ou seja, a mesma matriz inversa  $(B')^{-1}$  é utilizada nos dois sistemas.

O processo de estimativa das perdas é iterativo, pois o procedimento utilizado para tal cálculo pode ser repetido até que haja convergência dos valores dos ângulos contidos no vetor  $\theta$ .



# Apêndice B

## B. PROGRAMA COMPARADOR DE DISCREPÂNCIAS

### B. 1. Aspectos Básicos

No intuito de aliar a praticidade de uma interface computacional moderna com a robustez de uma linguagem de programação tradicionalmente muito utilizada na Engenharia Elétrica, o aplicativo foi desenvolvido a partir do Visual Basic (VB) [27] e da linguagem Fortran [28]. Foi adotada a partir do VB a modelagem orientada a objetos (MOO), capaz de processar e exibir por meio de uma interface agradável e intuitiva os dados provenientes dos sistemas de potência. Tal operação é realizada com o intermédio de rotinas compiladas em Fortran e armazenadas em arquivos com extensão “dll” (*dynamic link library*). A Figura B.1 exibe um esquemático simplificado representando o fluxo operacional do programa desenvolvido.

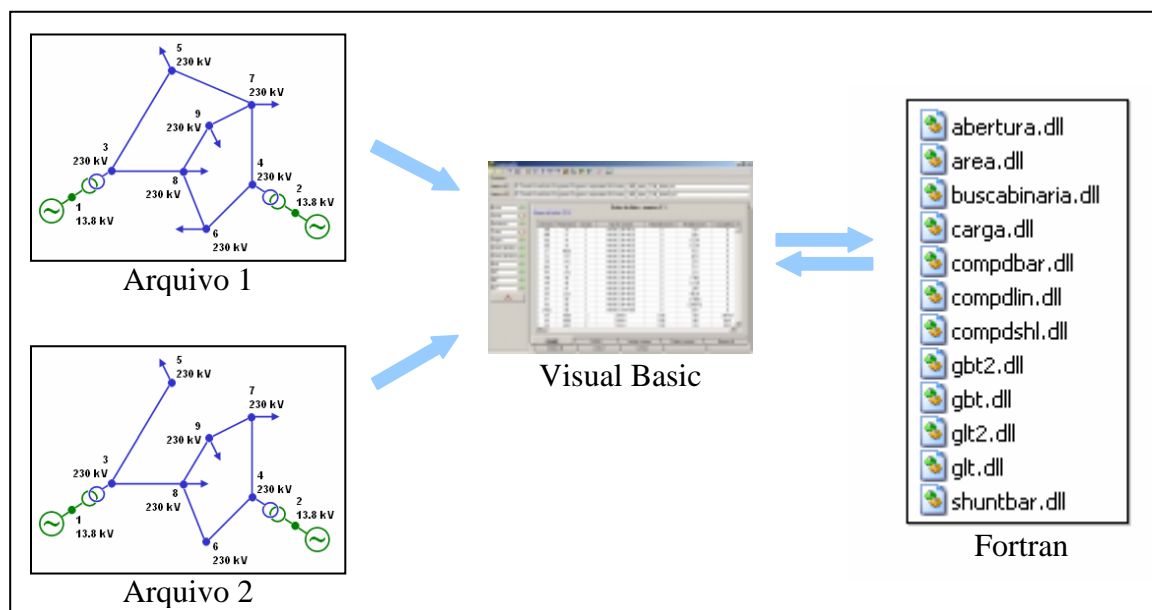


Figura B.1 – Fluxo de informações VB – Fortran (visão simplificada)

Para os arquivos de entrada, representados esquematicamente na Figura B.1 como arquivo 1 e 2, foi adotado o formato padrão utilizado pelo programa ANAREDE do CEPEL (arquivo de texto puro conhecido como “cartão”).

## B. 2. Estratégia de Leitura e Manipulação dos Dados

As rotinas compiladas em Fortran e armazenadas na dll “abertura” se encarregam de efetuar todo o tratamento inicial do programa Comparador. A partir dessa dll, são lidos os arquivos 1 e 2 (no formato de entrada do ANAREDE) representantes de dois sistemas de potência. Para cada arquivo, são lidos os dados de barra CA, dados de circuito CA (linhas e transformadores), de grupos de limite de tensão, de grupos de base de tensão de barras CA, de intercâmbio de potência ativa entre áreas e os dados de dispositivos shunt de circuito CA. Os dados básicos de entrada para o problema de fluxo de potência são o carregamento do sistema, a topologia e os parâmetros da rede. Estes dados são definidos para o sistema a partir dos dados de barra e de circuito CA [12].

Conforme o padrão do ANAREDE, os dados são armazenados no cartão em campos apropriados, delimitados pelos índices das colunas do arquivo de texto. Também de acordo com este padrão, cada tipo de dados (dados de barra CA, de linha CA, etc) do arquivo de entrada é definido a partir de um código de execução próprio, posicionado no arquivo cartão imediatamente antes do início dos dados propriamente ditos. As tabelas B.1 a B.6 exibem as grandezas associadas a cada tipo de dados e a posição que cada variável ocupa no arquivo cartão.

Tabela B. 1 – Dados de Barra CA (Código de Execução DBAR)

Campo	Colunas	Descrição
Número	01-04	Número de identificação da barra.
Operação	06-06	A ou 0 - adição de dados de barra. E ou 1 - eliminação de dados de barra. M ou 2 - modificação de dados de barra.
Tipo	08-08	0 - barra de carga (PQ - injeções de potências ativa e reativa fixas). 1 - barra de tensão regulada (PV - injeção de potência ativa e magnitude de tensão fixas). 2 - barra de referência ( $V\theta$ - magnitude da tensão e ângulo de fase fixos). 3 - barra de carga com limite de tensão (PQ - injeções de potências ativa e reativa fixas enquanto a magnitude de tensão permanecer entre valores limites).
Grupo de Base de Tensão	09-09	Dígito (0 a 9) ou caractere (A a Z). Os valores associados aos Grupos Base de Tensão são definidos no código de execução DGBT. Os grupos que não forem definidos terão valor igual a 1 kV.

Nome	10-21	Identificação alfanumérica da barra.
Grupo de Limite de Tensão	22-22	Dígito (0 a 9) ou caractere (A a Z). Os valores associados aos Grupos de Limite de Tensão são definidos no Código de Execução DGLT. Os grupos que não forem definidos terão valores limites de tensão, mínimo e máximo, iguais a 0.8 e 1.2 pu, respectivamente.
Tensão	23-26	Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u. Para barra de tensão de tensão controlada, remotamente ou não, por geração de potência reativa ou por variação de tap de transformador, este campo deve ser preenchido com o valor da magnitude da tensão a ser mantido constante. Ponto decimal implícito entre as colunas 23 e 24.
Ângulo	27-30	Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.
Geração Ativa	31-35	Valor de geração de potência ativa na barra, em MW.
Geração Reativa	36-40	Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar. Para barra de carga este valor é fixo. Para barra de carga com limite de tensão, este valor é mantido constante enquanto a magnitude da tensão permanecer entre os limites especificados. Para barras de tensão regulada e de referência com limites de geração de potência reativa especificados, este campo pode ser deixado em branco.
Geração Reativa Mínima	41-45	Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.
Geração Reativa Máxima	46-50	Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.
Barra Controlada	51-55	Para barras de tensão regulada e de referência, com limites de potência reativa especificados, este campo destina-se ao número da barra cuja magnitude da tensão será controlada. O valor da magnitude da tensão a ser mantido é obtido no campo “tensão” do registro relativo à barra.
Carga Ativa	56-60	Valor da carga ativa da barra, em MW. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo com o valor da carga para a tensão especificada no campo “tensão para definição de carga”.
Carga Reativa	61-65	Valor da carga reativa da barra, em Mvar. No caso da carga variar com a magnitude da tensão da barra, entre neste campo com o valor da carga para a tensão especificada no campo “tensão para definição de carga”.
Capacitor Reator	66-70	Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se à potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.). Este valor deve ser positivo para capacitores e negativo para reatores.
Área	71-72	Número da área à qual pertence a barra.
Tensão para definição de carga	73-76	Entre neste campo com o valor em p.u. da tensão para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa da carga definidos nos campos “carga ativa” e “carga reativa”, respectivamente. Ponto decimal implícito entre as colunas 73 e 74.

Tabela B. 2 – Dados de Linha (Código de Execução DLIN)

Campo	Colunas	Descrição
Da Barra	01-04	Número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo “número” do código de execução DBAR.
Operação	06-06	A ou 0 - adição de dados de circuito. E ou 1 - eliminação de dados de circuito. M ou 2 - modificação de dados de circuito.
Para Barra	09-12	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo “número” do código de execução DBAR.
Circuito	13-14	Número de identificação do circuito CA em paralelo.
Estado	15-15	L se o circuito estiver em operação (ligado). D se o circuito estiver fora de operação (desligado).
Proprietário	16-16	F se o circuito pertencer à área da barra definida no campo “da barra”. T se o circuito pertencer à área da barra definida no campo “para barra”.
Resistência	18-23	Valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 21 e 22.
Reatância	24-29	Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal. Ponto decimal implícito entre as colunas 27 e 28.
Susceptância	30-35	Valor total da susceptância shunt do circuito, em Mvar. Ponto decimal implícito entre as colunas 32 e 33.
Tap	36-40	Valor do tap referido à barra definida no campo “da barra” (em p.u.) para os transformadores de tap fixo ou uma estimativa deste valor para os transformadores com variação automática de tap (LTC). Ponto decimal implícito entre as colunas 37 e 38.
Tap mínimo	41-45	Valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap. Ponto decimal implícito entre as colunas 42 e 43.
Tap máximo	46-50	Valor máximo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap. Ponto decimal implícito entre as colunas 47 e 48.
Defasagem	51-55	Valor do ângulo de defasagem, em graus, para transformadores defasadores. A defasagem angular especificada é aplicada em relação ao ângulo da barra definido no campo “da barra”. Ponto decimal implícito entre as colunas 53 e 54.
Barra Controlada	56-60	No caso de circuitos tipo transformador com variação automática de tap, este campo é destinado ao número da barra cuja magnitude da tensão deve ser controlada.
Capacidade Normal	61-64	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA.
Capacidade Emergência	65-68	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA.
Número de steps	69-70	Número de posições intermediárias entre o tap mínimo e o tap máximo para transformadores de tap variável.

Tabela B. 3 – Dados de Área (Código de Execução DARE)

Campo	Colunas	Descrição
Número	01-04	Número da área, como definido no campo “área” do código de execução DBAR.
Intercâmbio Líquido	09-14	Valor líquido do intercâmbio da área, em MW (valor positivo para exportação e negativo para importação).
Nome	20-55	Identificação alfanumérica da área.
Intercâmbio Mínimo	57-62	Valor mínimo do intercâmbio líquido da área, em MW (valor positivo para exportação e negativo para importação).
Intercâmbio Máximo	64-69	Valor máximo do intercâmbio líquido da área, em MW (valor positivo para exportação e negativo para importação).

Tabela B. 4 – Dados de Grupos de Base de Tensão (Código de Execução DGBT)

Campo	Colunas	Descrição
Grupo	01-02	Identificador do grupo base de tensão, como definido no campo “grupo base de tensão” do código de execução DBAR.
Tensão	04-08	Tensão base associada ao grupo, em kV.

Tabela B. 5 – Dados de Grupos de Limite de Tensão (Código de Execução DGLT)

Campo	Colunas	Descrição
Grupo	01-02	Identificador do grupo limite de tensão, como definido no campo “grupo limite de tensão” do código de execução DBAR.
Limite mínimo	04-08	Valor mínimo de tensão a ser associado ao grupo de limite de tensão, em p.u.
Limite máximo	10-14	Valor máximo de tensão a ser associado ao grupo de limite de tensão, em p.u.

Tabela B. 6 – Dados de Dispositivo Shunt de Circuito CA (Código de Execução DSHL)

Campo	Colunas	Descrição
Da barra	01-04	Número da barra de uma das extremidades do circuito CA como definido no campo “número” do código de execução DBAR.
Operação	06-06	A ou 0 - adição de dados de dispositivo shunt de circuito CA. E ou 1 - eliminação de dados de dispositivo shunt de circuito CA. M ou 2 - modificação de dados de dispositivo de shunt de circuito CA.
Para barra	09-12	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo “número” do código de execução DBAR.
Circuito	13-14	Número de identificação de circuito CA em paralelo.
Shunt de	16-21	Potência reativa dos shunts na extremidade definida no campo “da barra” para tensão nominal (1,0 p.u.), em Mvar.
Shunt para	22-27	Potência reativa dos shunts na extremidade definida no campo “para barra” para tensão nominal (1,0 p.u.) em Mvar.

### B. 3. Funcionalidades e Interface do Programa Comparador

Dentre as funcionalidades existentes no programa Comparador, podem ser destacadas:

- interface gráfica intuitiva de fácil utilização e agradável ao usuário;
- 73 tabelas (planilhas) para a exibição dos dados dos sistemas;
- possibilidade de exportação de quaisquer das 73 planilhas para o Microsoft Excel;
- possui outros facilitadores, tal como instalador e desinstalador, arquivo de ajuda, abertura de arquivos e salvamento de relatório a partir de caixa de diálogo no padrão Windows, dentre outros.

A Figura B.2 exibe a tela principal do programa onde, no caso, são exibidas as planilhas com os dados de barra de dois arquivos distintos.

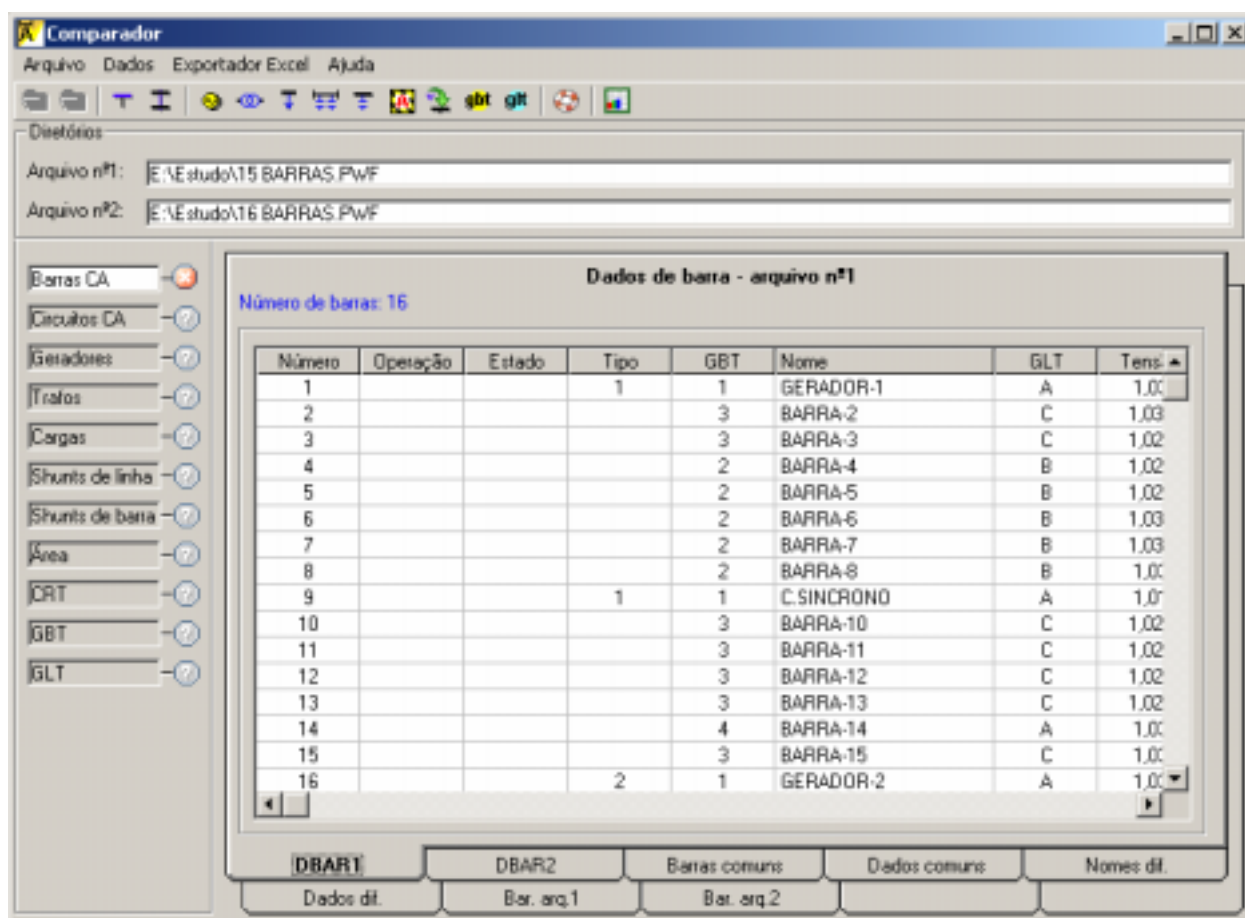


Figura B.2 – Interface do Programa Comparador

Conforme pode ser observado na Figura B.2, na parte superior da tela do programa se encontra a barra de ícones. Estes ícones têm as funções relacionadas na Figura B.3.



Figura B.3 – Barra de Ícones e Respectivas Funções

Como pode ser também visualizado a partir da Figura B.2, o programa é dotado de uma barra de menus. Estes menus são representados com maiores detalhes na Figura B.4.

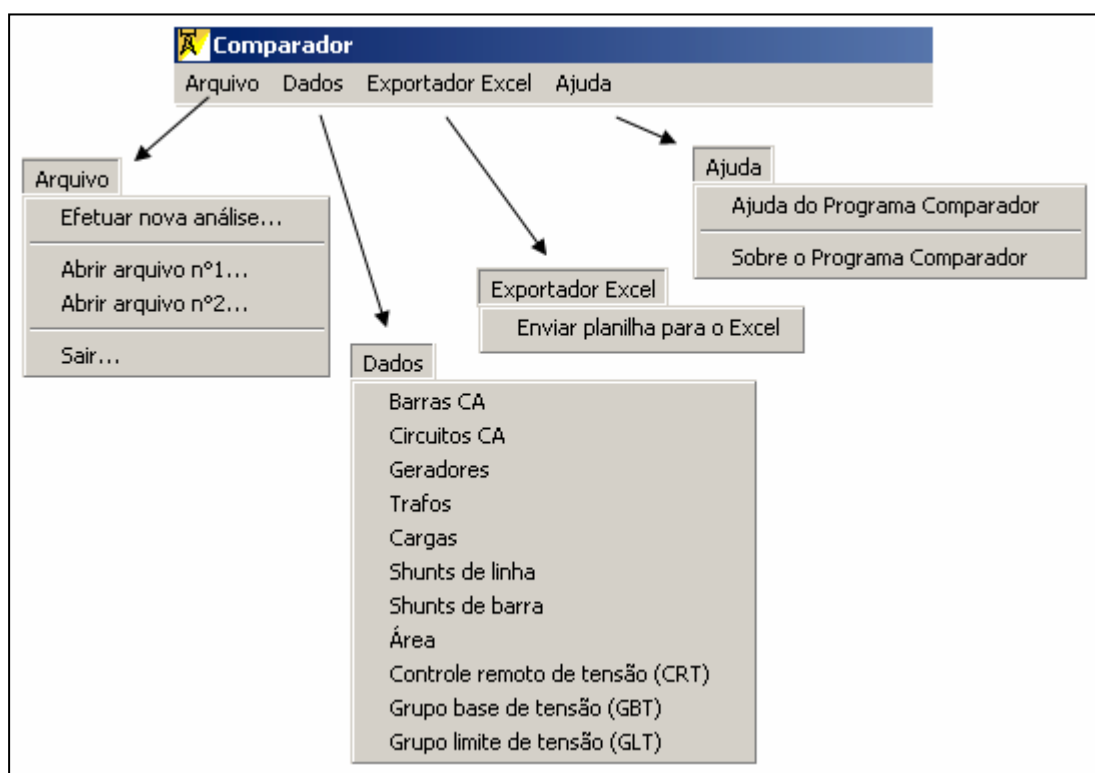


Figura B.4 – Menus do Programa

Basicamente, os menus apresentados (Figura B.4) possuem as mesmas funções que os ícones do programa (Figura B.3): dentre as existentes, somente as opções “efetuar nova análise”, “sobre o programa comparador” e “sair” são exclusivas da barra de menus.

Os demais componentes da tela principal do programa (Figura B.2) são as caixas de texto para exibição dos respectivos diretórios dos arquivos (logo abaixo da barra de ícones), as planilhas com os seus respectivos dados (no centro da tela) e o “indicador de discrepâncias” no lado esquerdo da tela. Tal indicador tem a função de mostrar ao usuário se determinado tipo de dado do arquivo nº 1 tem ou não diferença em relação ao mesmo tipo de dado no arquivo nº 2. Este dispositivo é ilustrado com detalhes na Figura B.5.

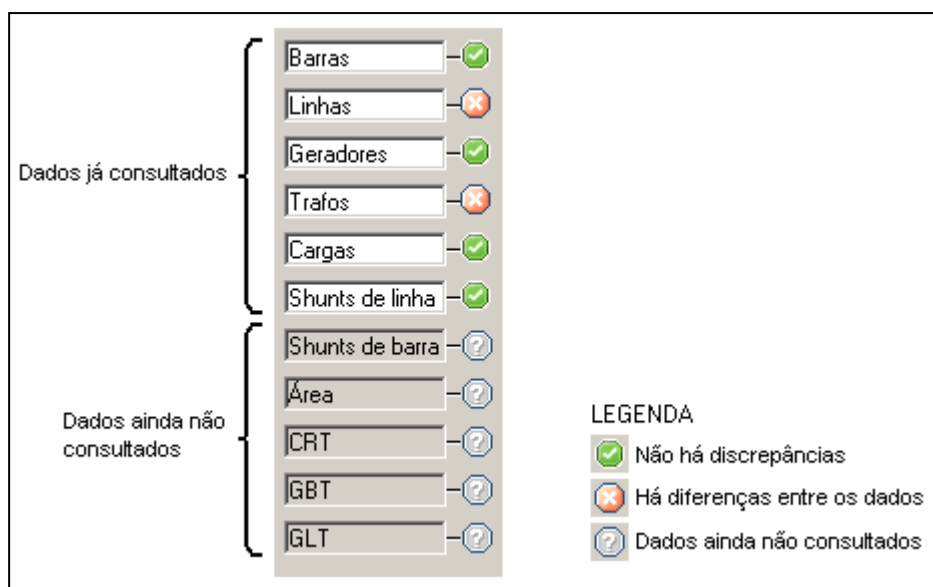


Figura B.5 – Indicador de Discrepâncias

## B. 4. Instruções de Uso

### B. 4. 1. Instalador do Programa Comparador

Como já mencionado anteriormente, é parte componente do programa Comparador o pacote de arquivos de instalação do aplicativo. Tal pacote, presente no disco anexado a este volume, permite que o programa seja instalado a partir da execução do arquivo denominado *setup.exe*. Quando acionado este arquivo, é apresentada ao usuário a tela ilustrada na Figura B.6.





Figura B.6 – Instalador do Programa – Tela de Apresentação

Depois de confirmado pelo usuário que a instalação do programa deverá ser realmente implementada (acionamento do botão OK representado na Figura B.6), é apresentada então a tela da Figura B.7:

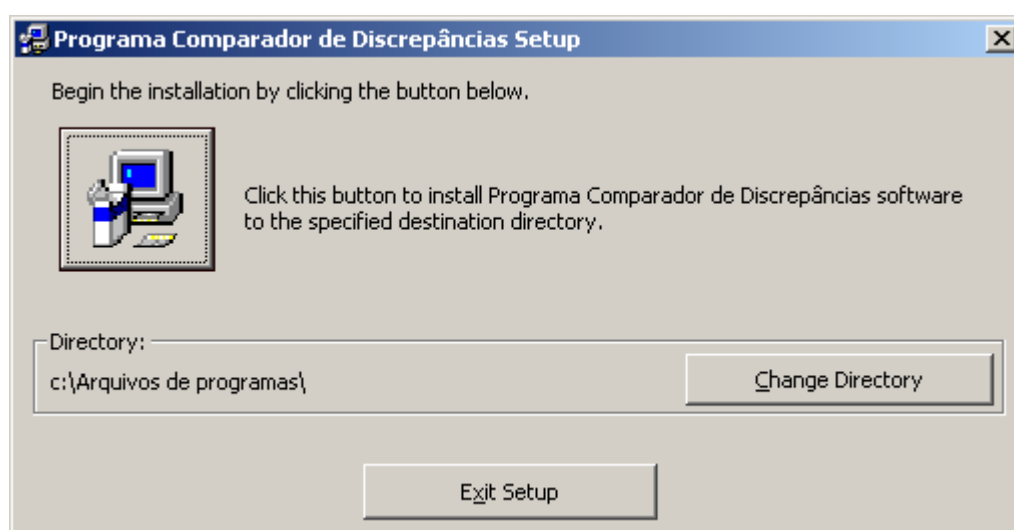


Figura B.7 – Tela de Definição do Diretório e Início de Instalação

A partir da tela da Figura B.7, o usuário pode alterar o diretório onde deseja instalar o programa (acionamento do botão *change directory*), sair do processo de instalação (acionamento do botão *exit setup*) ou iniciar o processo de instalação propriamente dito (acionamento do botão com a ilustração de um computador). Deste ponto em diante, a instalação ocorre de forma automática.

#### **B. 4. 2. Abertura dos Arquivos e Implementação das Comparações**

Para que o programa Comparador possa identificar as possíveis discrepâncias topológicas, paramétricas e de ponto de operação que possam vir a existir entre arquivos de entrada de dados distintos deve-se, inicialmente, proceder a abertura dos dois sistemas a serem confrontados. Para tanto, há duas opções para a implementação desta operação: através do menu “arquivo” (Figura B.4) ou a partir dos ícones de abertura de arquivos (Figura B.3). Depois de efetuada a abertura dos arquivos 1 e 2, as comparações topológicas, paramétricas e de ponto de operação entre os sistemas é feita automaticamente a partir do acionamento das opções presentes no menu “dados” (Figura B.4) ou pela escolha dos ícones de “exibição de dados” (Figura B.3).

# Apêndice C

## C. DADOS DOS SISTEMAS – TESTE

Os dados originais dos sistemas-teste utilizados nas análises de fluxo de potência abordadas neste trabalho estão, com exceção dos dados referentes ao SIN, transcritos neste Apêndice.

Os sistemas de 9, 16 e 33 barras, cujos dados serão expostos nas próximas seções, são conhecidos como *Sistemas-Teste Brasileiros (STB)*, dado que foram especialmente criados para representar características próprias do setor elétrico nacional [29]. Os demais sistemas apresentados são os de 15 e 24 barras. O sistema de 15 barras corresponde à rede de 16 barras com algumas modificações topológicas, paramétricas e de ajustes operacionais. Já a rede de 24 barras consiste em um sistema do IEEE.

### C. 1. Sistema de 9 Barras (STB-9)

```
TITU
Sistema Teste - 9 Barras - Caso Base
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
QLIM L CREM L CTAP L NEWT L MOCT L MOCG L MOCF L RCVG L RMON L
9999
DBAR
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A(Vf)
1 2A BAR-1 GER1 A1030 0.178.7 10.4-122. 122. 11000
2 1A BAR-2 GER2 A1035 -.5 150.19.24 -96. 96. 11000
3 A BAR-3 A1029-5.2 11000
4 A BAR-4 A1027-6.7 11000
5 A BAR-5 CAR1 A1012-8.9 55. 27. 11000
6 A BAR-6 CAR2 A1022 -9. 37. 18. 11000
7 A BAR-7 CAR3 A1007-11. 68. 45. 11000
8 A BAR-8 CAR4 A1019-10. 90. 35. 11000
9 A BAR-9 CAR5 A1003-13. 75. 28. 11000
9999
DLIN
(De) O (Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc)(Cn)(Ce)Ns
1 3 1 5.34 1. 300 330
2 4 1 7.68 1. 230 253
3 5 1 1.7 9.2 15.8 200 220
3 8 1 1. 8.5 17.6 200 220
4 7 1 .9 7.9 16.2 200 220
5 7 1 3.2 16.1 30.6 200 220
6 4 1 .85 7.2 14.9 200 220
```

```

6      8 1      1.1  8.4  25.6      200 220
7      9 1      1.19 10.08 20.9      200 220
8      9 1      3.9  17.  35.8      200 220
9999
DGLT
(G (Vmn) (Vmx)
A      .95  1.05
99
DARE
(Ar)      (Xchg)      (      Identificacao da area      ) (Xmin) (Xmax)
1      0.      *** AREA 1 ***
9999
FIM

```

## C. 2. Sistema de 15 Barras (STB-16 modificado)

```

TITU
Sistema Teste - 15 Barras - Caso Base
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
QLIM L CREM L CTAP L STEP L NEWT L MOCT L MOCG L MOCF L RCVG L RMON L
9999
DBAR
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A(Vf)
2      3BARRA-2      D1038-.61      11040
3      3BARRA-3      C1027-5.2      27.  31.  -60.  11027
4      2BARRA-4      B1021-7.3      106.  70.      21034
5      2BARRA-5      B1028-5.8      31.  28.      21040
6      2BARRA-6      B1032-2.8      17.  12.      21039
7      12BARRA-7      B1031-5.9  350.-44.7-180.  180.  15.  14.      21038
8      2BARRA-8      B1030-7.8      39.  24.      21030
9      11C.SINCRONO  A1010-7.8  0.-14.7 -50.  70.  4      21010
10     3BARRA-10     C1024-9.6      42.  30.  20.  11026
11     3BARRA-11     C1028-9.4      40.  28.      11028
12     3BARRA-12     C1029-8.3      101.  56.  -30.  11025
13     3BARRA LESTE  C1030-7.3      31.  30.  -30.  11025
14     2BARRA-14     A1030-7.7      57.  39.      11030
15     3BARRA-15     A1030 -6.      11030
16     21GERADOR-2  A1030  0.209.1-3.54-180.  180.      21030
9999
DLIN
(De) O (Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc)(Cn)(Ce)Ns
2      3 1      .45  4.96  84.8      300 330
2      3 2      .45  4.96  84.8      300 330
3      12 1     .24  2.64  45.05      300 330
3      14 1     8.33      .9662  .9  1.1      14 165 18132
3      15 1     .79  8.38  30.63      200 220
3      15 2     .79  8.38  30.63      200 220
4      5 1      .69  7.37  26.95      200 220
4      5 2      .69  7.37  26.95      200 220
4      15 1     6.67      1.015  .9  1.1      15 300 33032
5      6 1      .5  5.36  19.6      200 220
6      7 1      .6  6.37  23.28      200 220
6      16 1     2.5      1.020      450 495
7      8 1      .47  5.03  18.38      200 220
8      9 1      12.5      1.      100 110
10     8 1      10.      .9665  .9  1.1      8 260 28632
10     11 1     .25  3.72  63.6      300 330
11     12 1     .39  4.34  74.2      300 330
11     13 1     .22  2.48  42.4      300 330
11     13 2     .22  2.48  42.4      300 330
9999
DGLT
(G (Vmn) (Vmx)
A      .95  1.05
C      .95  1.08
(B      .95  1.07
B      .95  1.06
D      .95  1.04
99
DGBT
(G ( kV)
1      13.8
2      230.
3      345.

```

```

99
DSHL
(De) O (Pa)Nc (Shde)(Shpa)
3 15 1 -60. -60.
9999
DARE
(Ar) (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
1 0. ***** AREA 1 *****
2 0. ***** AREA 2 *****
9999
FIM

```

### C. 3. Sistema de 16 Barras (STB-16)

```

TITU
Sistema Teste - 16 Barras - Caso Base
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
QLIM L CREM L CTAP L STEP L NEWT L MOCT L MOCG L MOCF L RCVG L RMON L
9999
DBAR
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A(Vf)
1 11GERADOR-1 A10302.21 350.-44.7-180. 180. 11030
2 3BARRA-2 C1038-.61 11040
3 3BARRA-3 C1027-5.2 47. 31. -90. 11027
4 2BARRA-4 B1021-7.3 106. 70. 21034
5 2BARRA-5 B1028-5.8 31. 20. 21040
6 2BARRA-6 B1032-2.8 17. 12. 21039
7 2BARRA-7 B1031-5.9 15. 14. 21038
8 2BARRA-8 B1030-7.8 39. 24. 21030
9 11C.SINCRONO A1010-7.8 0.-14.7 -50. 70. 21010
10 3BARRA-10 C1024-9.6 42. 30. 20. 11026
11 3BARRA-11 C1028-9.4 40. 28. -30. 11028
12 3BARRA-12 C1029-8.3 101. 56. 11025
13 3BARRA-13 C1026-8.7 59. 34. -30. 11022
14 4BARRA-14 A1030-7.7 57. 39. 11030
15 3BARRA-15 C1030 -6. 11030
16 21GERADOR-2 A1030 0.209.1-3.54-180. 180. 21030
9999
DLIN
(De) O (Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc)(Cn)(Ce)Ns
1 2 1 1.5 1. 520 572
2 3 1 .45 4.96 84.8 300 330
2 3 2 .45 4.96 84.8 300 330
3 12 1 .24 2.64 45.05 300 330
3 14 1 8.33 .9662 .9 1.1 14 165 18132
3 15 1 .79 8.38 30.63 200 220
3 15 2 .79 8.38 30.63 200 220
4 5 1 .69 7.37 26.95 200 220
4 5 2 .69 7.37 26.95 200 220
4 15 1 6.67 1.015 .9 1.1 15 300 33032
5 6 1 .5 5.36 19.6 200 220
6 7 1 .6 6.37 23.28 200 220
6 16 1 2.5 1. 450 495
7 8 1 .47 5.03 18.38 200 220
8 9 1 12.5 1. 100 110
10 8 1 10. .9665 .9 1.1 8 260 28632
10 11 1 .34 3.72 63.6 300 330
11 12 1 .39 4.34 74.2 300 330
12 13 1 .22 2.48 42.4 300 330
12 13 2 .22 2.48 42.4 300 330
9999
DGLT
(G ( Vmn) ( Vmx)
A .95 1.05
C .95 1.08
B .95 1.07
99
DGBT
(G ( kV)
1 13.8
2 230.
3 345.
4 138.
99

```

```

DARE
( Ar )      ( Xchg )      (      Identificacao da area      ) ( Xmin ) ( Xmax )
1           0.          ***** AREA 1 *****
2           0.          ***** AREA 2 *****
9999
FIM

```

## C. 4. Sistema de 24 Barras (IEEE-24)

```

TITU
SISTEMA TESTE DE 24 BARRAS DO IEEE - DADOS NO FORMATO ANAREDE
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 100. TEPA .1 EXST .4 TETP .5 TBPA 5.
TLPP 1. TEPR .1 QLST .4 TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP .1 TLVC .5 TLTC .1 TSFR .01
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 150. VDVN 50. TUDC .01 TADC .01
PGER 30. TPST .1 VFLD 70. ZMIN .01 HIST 470 LFIT 10
ACIT 30 LFCV 1 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 20 LFLP 5
PDIT 3 LCRT 30 LPRT 60 CSTP 5.0
9999
DBAR
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A
20 01BARRA--20 11037 -6 128.3 26.0 02
16 11BARRA--16 11010 -6123.4 6.6-50.0 54.3 99.8 20.3 02
1 12BARRA---1 01040 -21150.6 34.8-50.0 62.4 108.3 22.0 01
7 12BARRA---7 0 990 -13300.0 19.0 0.0 75.0 125.4 25.5 01
2 12BARRA---2 01040 -21150.6 20.0-50.0 62.4 96.9 19.7 01
23 11BARRA--23 11050 -5507.9106.3 -125248.6 0.0 0.0 02
3 02BARRA---3 0 983 -20 179.5 36.5 01
4 02BARRA---4 01005 -22 74.1 15.0 01
8 02BARRA---8 0 972 -20 171.0 34.7 01
21 21REFER--21 11030 0389.4 61.3-50.0100.0 0.0 0.0 02
9 02BARRA---9 01010 -19 173.9 35.3 01
10 02BARRA--10 01028 -21 193.8 39.4 01
11 01BARRA--11 11003 -14 0.0 0.0 01
18 11BARRA--18 11025 -1380.0 39.7-50.0100.0 333.5 67.7 02
12 01BARRA--12 11013 -13 0.0 0.0 01
5 02BARRA---5 01021 -23 71.3 14.5 01
6 02BARRA---6 01013 -25 270.8150.8 01
13 11BARRA--13 11040 -10487.0148.3 0.0206.9 265.0 53.8 02
24 01BARRA--24 1 986 -11 0.0 0.0 02
14 11BARRA--14 1 995 -12 0.0 15.0-50.0200.0 193.8 39.4 02
15 11BARRA--15 11006 -5144.1 13.1-50.0 66.3 316.3 64.2 02
17 01BARRA--17 11022 -2 0.0 0.0 02
22 11BARRA--22 11050 5256.9 18.5-60.0 30.0 0.0 0.0 02
19 01BARRA--19 11019 -7 182.4 37.0 02
9999
DLIN
(De) O (Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc)(Cn)(Ce)
15 24 0.670 5.19010.910 500
9 11 0.230 8.390 1000 950 1050 400
1 5 2.180 8.450 2.290 175
2 6 4.97019.200 5.200 175
3 24 0.230 8.390 1000 950 1050 400
5 10 2.280 8.830 2.390 175
1 3 5.46021.120 5.720 175
6 10 1.390 6.050245.90 175
7 8 1.590 6.140 1.660 175
8 9 4.27016.510 4.470 175
12 23 1.240 9.66020.300 500
16 19 0.300 2.310 4.850 500
4 9 2.68010.370 2.810 175
13 23 1.110 8.65018.180 500
14 16 0.500 3.890 8.180 500
15 16 0.220 1.730 3.640 500
8 10 4.27016.510 4.470 175
15 21 0.630 4.90010.300 500
21 22 0.870 6.78014.240 500
9 12 0.230 8.390 1000 950 1050 400
18 21 0.330 2.590 5.450 500
10 11 0.230 8.390 1000 950 1050 400
20 23 0.280 2.160 4.550 500
11 13 0.610 4.760 9.990 500
3 9 3.08011.900 3.220 175

```

```

11      14      0.540 4.180 8.790      500
12      13      0.610 4.760 9.990      500
2       4       3.28012.670 3.430      175
15      21      0.630 4.90010.300      500
1       2       0.260 1.39046.110      175
16      17      0.330 2.590 5.450      500
19      20      0.510 3.960 8.330      500
17      22      1.35010.53022.120      500
20      23      0.280 2.160 4.550      500
18      21      0.330 2.590 5.450      500
19      20      0.510 3.960 8.330      500
17      18      0.180 1.440 3.030      500
10      12      0.230 8.390      1000 950 1050      400
9999
DGBT
(G ( kV)
1 230.
2 138.
99
DARE
(Ar) (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
01 0.0 0.0 0.0
02 0.0 0.0 0.0
9999
FIM

```

## C. 5. Sistema de 33 Barras (STB-33)

```

TITU
Sistema Teste - 33 Barras - Caso Base
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
QLIM L CREM L CTAP L STEP L NEWT L MOCT L MOCG L MOCF L RCVG L RMON L
FILE L
9999
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 100. TEPA 1. EXST 4. TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR 1. QLST 4. TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .5 TLTC .01 TSFR .1E-7
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 200. VDVN 40. TUDC .001 TADC .01
PGER 30. TPST 2. VFLD 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10
ACIT 90 LFCV 1 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
PDIT 10 LCRT 24 LPRT 60 CSTP 500.
ICIT 30 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 32
ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.
VPVT 2. VPVF 5. VPMF 10. VSVF 20. VINP 1. VSUP 1.
9999
DBAR
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A(Vf)
800 2 GBMUNHOZ-3GRA1010 0.918.4-49.2-800. 800. 11000
808 1 SCAXIAS--4GRA1020 11.1000.40.92-600. 600. 21000
810 1 SSEGREDO-4GRA10104.921000.-235.-400. 532. 21000
814 BATEIAS--230A1000-21. 680. 130. 11000
824 GBMUNHOZ-500B1045-5.7 11000
839 CASCAVEL-230A10042.84 21000
840 CASCAVEL-138A 952-.19 150. 32. 21000
848 FCHOPIIM--138A 9704.43 90. 17. 21000
856 SEGREDO--500B1040-.82 21000
895 BATEIAS--500B1022-19. 11000
896 CASCAVELO500B10364.37 21000
897 SCAXIAS--500B10455.41 21000
898 FCHOPIIM--230A10257.88 21000
904 1 ITA-----3GRA1010-7.2 400.-390.-475. 475. 11000
915 1 MACHADIN-1GRA1020-2.6 400.-108.-516. 465. 11000
919 1 SOSORIA4-4GRA102015.6 700.114.3-148. 220. 21000
925 1 SSANTIAG-3GRA10207.62 800.2.145-440. 420. 21000
933 AREIA---500B1045 -6. 11000
934 AREIA---230A1000-5.5 235. 57. 21000
938 BLUMENAU-500B1053-22. 11000
939 BLUMENAU-230A1000-24. 940. 50. 11000
955 CNOVOS---500B1082-13. 11000
959 CURITIBA-500B1023-19. 11000
960 CURITIBA-230A1000-22. 790. 330. 11000
964 CAXIAS---500B1076-20. 11000

```

965	CAXIAS---230A1000-22.	700.	49.	11000
976	GRAVATAI-500B1056-22.			11000
995	ITA-----500B1071-10.			11000
1030	MACHADIN-500B1076-11.			11000
1047	SOSORIO--230A10318.92			21000
1060	SSANTIAG-500B1050.966			21000
1210	GRAVATAI-230A1000-24.	1100.	400.	21000
2458	CASCAVEL-230A10002.46	400.	125.	21000

9999

DLIN

(De)	O	(Pa)	NcEP	( R% )	( X% )	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	( Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns
814		895	1	.032	1.146		.9884	.95	1.15		814	600	60032	
814		895	2	.031	1.1651		.9884	.95	1.15		814	600	60032	
824		800	1		1.12		1.024						16761676	
824		933	1	.01	.12415.204								21822182	
824		933	2	.01	.12615.428								21822182	
839		840	1		6.64		1.043	.8691	.043		-840	150	15032	
839		840	2		6.29		1.043	.8691	.043		-840	150	15032	
839		898	1	1.13	6.9912.617								189 318	
839		1047	1	1.22	7.69 13.81								189 323	
839		2458	1	.22	1.091.8601								319 413	
839		2458	2	.17	1.032.0537								356 356	
856		810	1		1.05		1.						12601260	
856		933	1	.052	.65480.493								22732273	
856		1060	1	.056	.69785.746								21822182	
896		897	1	.05	.73 78.06								16371637	
897		808	1		1.02		1.024						13441478	
898		848	1		6.36		1.043	.8691	.043		-848	150	15032	
898		1047	1	.15	.891.6317								324 324	
933		895	1	.2	2.55312.72								21102110	
933		955	1	.162	2.048250.17								21102110	
933		959	1	.2	2.69 336.4								21822182	
934		933	1 T	.031	1.207		.9701	.9221	.127		934	672	80632	
934		1047	1		3.04515.73827.123								319 319	
934		1047	2		3.04115.71827.089								319 319	
938		955	1	.25562.9224	360.4								20372037	
938		959	1	.127	1.603195.89								12661266	
939		938	1 T	.031	1.15		.9548	.9451	.155		939	672	80632	
939		938	2 T	.032	1.163		.9548	.9451	.155		939	672	80632	
939		938	3		1.277		.9548	.9451	.155		939	672	67232	
955		964	1	.18772.3467287.24									16881688	
959		895	1	.05	.44 47.58								21102110	
960		959	1 T	.032	1.163		.9995	.9451	.155		960	672	80632	
960		959	2 T	.031	1.166		.9995	.9451	.155		960	672	80632	
964		976	1	.0733	.9164112.17								16881688	
965		964	1 T	.02	1.211		.9368	.9	1.1		965	672	80632	
965		964	2 T	.02	1.233		.9368	.9	1.1		965	672	80632	
976		995	1	.282	3.852 493.7								16881688	
995		904	1 T	.012331.5383			1.						16251625	
995		964	1	.16433.0339354.88									21822182	
995		1030	1	.073	.92112.26								21822182	
995		1060	1	.172	2.17265.16								21102110	
1030		915	1 T		4.131		1.						12541254	
1030		955	1	.047	.5971.818								21822182	
1047		919	1 T	.024251.7022			1.025						788 788	
1060		897	1	.076	1.171124.58								23702681	
1060		925	1 T	.01133	1.515		1.024						14021402	
1210		976	1 T	.03	1.219		.967	.9451	.155		1210	672	80632	
1210		976	2 T	.039	1.138		.967	.9451	.155		1210	672	80632	
1210		976	3 T	.036	1.217		.967	.9451	.155		1210	672	80632	
2458		896	1		1.27		.9863	.9	1.1		2458	600	60032	

9999

DGLT

(G (Vmn) (Vmx)

A .95 1.05

B .95 1.09

99

DARE

(Ar) (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)

1 0. AREA UM

2 0. AREA DOIS

9999

FIM



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ 1 ] PEIXOTO, P.G., **Obtenção de Casos de Pré-Ocorrência para Análise Pós-Operativa do Sistema Interligado Sul/Sudeste**, Universidade de Brasília, Depto. de Eng. Elétrica, 169129 Estágio Supervisionado 2, Brasília, Julho, 1997.
- [ 2 ] MONTICELLI, A. J., **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**, Edgard Blücher, 1983.
- [ 3 ] STAGG, G. W., EL-ABIAD, A. H, **Computação Aplicada a Sistemas de Geração e Transmissão de Potência**, Editora Guanabara Dois, 1979.
- [ 4 ] JARDIM, J. L., STOTT, B., **Synthetic Dynamics Power Flow**, IEEE General Meeting, San Francisco, 12-16, Junho de 2005.
- [ 5 ] CLOSE, C. M., **Circuitos Lineares**, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A, 2ª ed.,1990.
- [ 6 ] GRAINGER, John J., STEVENSON, Willian D., **Power System Analysis**, McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [ 7 ] RAMOS, D. S., DIAS, E. M., **Sistemas Elétricos de Potência - Regime Permanente**, Volume 1, Editora Guanabara Dois, 1982.
- [ 8 ] PAI, M.A., **Computer Techniques in Power System Analysis**, Tata McGraw – Hill, 1979.
- [ 9 ] MONTICELLI, A. J., GARCIA, A., **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**, Editora Unicamp, São Paulo, 2000.
- [ 10 ] STOTT, B., **Power System Load Flow Calculation**, Comissão de Publicações da COPPE/UFRJ – PDD 16/78, 1978.
- [ 11 ] HOARE, C.A.R., **Quicksort**, The Computer Journal 5, 10–15, 1962.
- [ 12 ] CEPEL, **Programa de Análise de Redes – Manual do Usuário Versão V08-03/05**, 2005.
- [ 13 ] STOTT, B., **Review of Load Flow Calculation Methods**, Proceedings of the IEEE, Volume 62, No.7, pp.916-929, Julho de 1974.
- [ 14 ] PURCHALA, K., MEEUS, L., Van Dommelen, D., Belmans, R., **Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis**, Power Engineering Society General Meeting, 2005 - IEEE, 454 - 459 Vol. 1, Junho de 2005.
- [ 15 ] ONS, **Planejamento Anual da Operação Energética**, Sumário Executivo, 2005.
- [ 16 ] PASSOS FILHO, J. A., **Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**, Dissertação de Mestrado, UFJF, 2000.

- [ 17 ] SOARES, N. H. M., **Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro**, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Minas Gerais, 2002.
- [ 18 ] ONS, **Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2004 a 2006**, Volume I, 2003.
- [ 19 ] OVERBYE, T. J., KLUMP, R. P., **Effective Calculation of Power System Low-Voltage Solutions**, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 11, No.1, 75 – 82, 1996.
- [ 20 ] CANIZARES, C. A., ALVARADO, F. L., **Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems**, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 8, No.1, 1 – 8, 1993.
- [ 21 ] FERRAZ, J. C. R., **Fluxo de Potência Continuado e Análise Modal da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte**, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1998.
- [ 22 ] SAADAT, H., **Power System Analysis**, WCB / McGraw-Hill, 1999.
- [ 23 ] BROWN, H. E., **Solution of Large Networks by Matrix Methods**, John Wiley & Sons, 1975.
- [ 24 ] ELGERD, O. I., **Electric Energy Systems Theory**, McGraw-Hill, 1982.
- [ 25 ] TINNEY, W. F., HART, C. E., **Power Flow Solution by Newton's Method**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume: PAS-86, 1449-1460, 1967.
- [ 26 ] TINNEY, W. F., WALKER, J. W., **Direct Solutions of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorization**, Proceedings of the IEEE, Volume 55, 1801-1809, 1967.
- [ 27 ] PETROUTSOS, E., **Dominando o Visual Basic 6 - A Bíblia**, Makron Books, São Paulo, 1999.
- [ 28 ] HAHN, B. D., **Fortran 90 for Scientists and Engineers**, Cambridge University Press, 1994.
- [ 29 ] ALVES, W. F., **Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência**, Dissertação de Mestrado, UFF, Rio de Janeiro, 2007.