

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

JOÃO RICARDO PAES DE BARROS

(Engenheiro Eletricista)

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA
TRANSMISSÃO BASEADO EM CUSTOS
MARGINAIS DE CONFIABILIDADE**

Tese Submetida ao Programa de Engenharia Elétrica da
UNIFEI como Parte dos Requisitos para Obtenção do
Título de Doutor em Ciência em Engenharia Elétrica

Orientadores: Prof. Armando Martins Leite da Silva, Dr. - UNIFEI.

Prof. Albert Cordeiro Geber de Melo, Dr. - UERJ/CEPEL.

Itajubá, Agosto de 2004.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI

JOÃO RICARDO PAES DE BARROS

(Engenheiro Eletricista)

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO BASEADO EM CUSTOS MARGINAIS DE CONFIABILIDADE

Comissão Examinadora:

Dr^a. Andréa de Mattos Rei - CEPEL

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso - UFSJ.

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima - UNIFEI.

Prof. Dr. Robson Celso Pires - UNIFEI.

Prof. Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo. - CEPEL/UERJ.

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva - UNIFEI.

Presidente da Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza - UNIFEI.

Itajubá, Agosto de 2004.

"O que vale na vida não é o ponto de partida e
sim a caminhada. Caminhando e semeando, no fim
terás o que colher."

Cora Coralina

"Se não houver frutos, valeu a beleza das flores.
Se não houver flores, valeu a sombra das folhas.
Se não houver folhas, valeu a intenção da
semente."

Henfil (1944-1988).

"Agradeço a Deus por ter me concedido saúde e forças para alcançar mais uma importante etapa da minha vida e coragem para continuar".

"Dedico à minha esposa Fátima por mais esta grande conquista e por saber entender tantas vezes o tempo dedicado a esta tese".

"Aos meus filhos Gabriela, Bárbara, Dimitri e Camila, que compartilharam comigo a imensa alegria de ver o objetivo deste trabalho de tese ser alcançado com muito sucesso".

"Aos meus pais, João "Reinaux" (in Memoriam) e Dalila, pelas condições oferecidas para a minha formação".

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO BASEADO EM CUSTOS MARGINAIS DE CONFIABILIDADE

AGRADECIMENTO ESPECIAL

Aos meus orientadores Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva e Prof. Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo, por seus conhecimentos, presteza, dedicação, amizade e respeito cultivados nestes anos de trabalho. Sem dúvida nossa convivência na realização desta tese resultou em uma excelente experiência para minha formação profissional.

AGRADECIMENTOS

À CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco, representada pelos seus Diretores: José Ailton de Lima e Leonardo Lins de Albuquerque e Superintendentes José Carlos de Miranda Farias e Ronaldo Honório de Albuquerque, por terem acreditado em minha capacidade técnica para enfrentar o doutorado, pela oportunidade oferecida e recursos disponibilizados para sua realização do mesmo.

Às secretárias da pós-graduação em engenharia elétrica: Cristina Silva e Débora Luiza dos Santos que muito me auxiliaram na solução dos trâmites burocráticos para o encaminhamento deste trabalho de tese.

À minha esposa M^a de Fátima A. de Barros pelo seu companheirismo, assistência e exemplo de que a fusão entre o sorriso e a paciência pode se dar em todos os dias de todos os anos.

Aos meus filhos, Gabriela, Bárbara, Dimitri e Camila, pelas suas alegres companhias e pelo entendimento da minha ausência.

A minha gratidão à Vilma de Souza Andrade e M^a Julieta C. de Aguiar pelos incentivos.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Jacqueline Rodrigues de Oliveira Balducci – CRB_6/1698

B277p

Barros, João Ricardo Paes de.

Planejamento da Expansão da Transmissão Baseado em Custos
Marginais de Confiabilidade / por João Ricardo Paes de Barros --
Itajubá (MG) : [s.n.], 2004.

372 p. : il.

Orientador : Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva - UNIFEI

Co-Orientador: Prof. Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo - CEPEL

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá –

Departamento de Elétrica .

1.Planejamento da transmissão. 2. Reativos em derivação.3. Custo
marginal de confiabilidade. 4. Interligações. 5. Heurística Matemática.
I. Silva, Armando Martins Leite da, orient. II. Melo, Albert Cordeiro
Geber de, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá . IV. Título.

CDU 621.3:621.315 (043)

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.



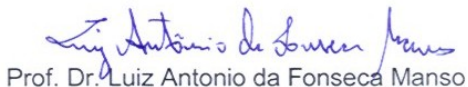
Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei 10435, de 24 de abril de 2002

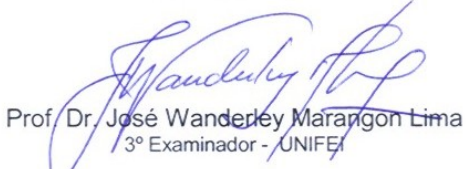
PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO

A Comissão Examinadora nomeada pela Portaria nº 358 de 23 de agosto de 2004, cumpridas todas as etapas da Sessão de Defesa de Tese previstas no Regulamento do Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica, se posiciona favoravelmente à **“Aprovação”** da Tese de Doutorado intitulada: **“Planejamento da Expansão da Transmissão baseado em Custos Marginais de Confiabilidade”** e emite instrução para que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, tome as providências necessárias junto ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) para a expedição do título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração de Sistemas Elétricos de Potência**, desde que atendidas as demais exigências regimentais, a **João Ricardo Paes de Barros**.

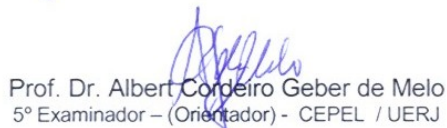
Itajubá, 25 de agosto de 2004.

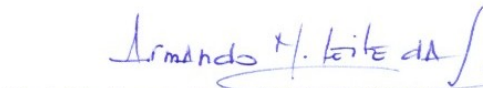

Dr.ª Andréa de Mattos Rei
1º Examinador – CEPEL


Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso
2º Examinador – UFSJ


Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. Robson Celso Pires
4º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo
5º Examinador – (Orientador) - CEPEL / UERJ


Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador – (Orientador) - UNIFEI


Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
Presidente da Comissão Examinadora – UNIFEI



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO

Título da Tese: **Planejamento da Expansão da Transmissão baseado em Custos Marginais de Confiabilidade**

Autor: **João Ricardo Paes de Barros**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 25 de agosto de 2004.

Drª Andréa de Mattos Rei
1º Examinador – CEPEL

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso
2º Examinador – UFSJ

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Robson Celso Pires
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo
5º Examinador – (Orientador) - CEPEL / UERJ

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador – (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
Presidente da Comissão Examinadora – UNIFEI

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Planejamento da Expansão da Transmissão Baseado em Custos Marginais de Confiabilidade

JOÃO RICARDO PAES DE BARROS

(Engenheiro Eletricista)

Resumo

O principal objetivo do planejamento da expansão do sistema de transmissão é definir, onde, quando e quais circuitos devem ser adicionados à rede elétrica para propiciar um suprimento adequado de energia em função do crescimento do mercado consumidor e da entrada de novas capacidades de geração. Usualmente o horizonte de planejamento é dividido em curto, médio e longo prazo, em função das decisões a serem tomadas e dos diferentes graus de precisão das informações disponíveis, e.g., incertezas consideradas e nível de detalhamento do sistema (rede CA e CC).

Do ponto de vista prático, a maioria das técnicas utilizadas na solução deste problema é baseada em métodos determinísticos. A aplicação de métodos probabilísticos tem sido limitada pela dificuldade de se pré-fixar níveis de confiabilidade adequados. Uma forma de contornar esta dificuldade, apresentada nesta tese, é a consideração do valor econômico da confiabilidade no processo de planejamento.

Esta tese propõe uma Metodologia Econômico-Probabilística para solução dos problemas de planejamento da expansão de redes de transmissão, de interligações entre subsistemas energéticos e de suporte de reativos em derivação.

A metodologia se baseia em heurísticas matemáticas, análises probabilísticas e decisões múltiplos critérios, englobando, além dos custos de investimentos e de perdas ativas, o valor econômico da confiabilidade e os custos associados às penalidades por indisponibilidades de equipamentos.

Os valores esperados dos Custos Marginais de Confiabilidade são obtidos a partir dos Multiplicadores de Lagrange associados às soluções dos problemas de Fluxo de Potência Ótimo não linear, presentes nas análises de confiabilidade efetuadas. Eles são utilizados, dentro de um esquema de Planejamento Iterativo, para definir os circuitos mais estressados e os barramentos mais atrativos, do ponto de vista de confiabilidade, para conexão das adições dos reforços de transmissão (circuitos e reativos em derivação) bem como: as rotas preferenciais, os níveis de tensão de operação dos circuitos e dos suportes de reativos em derivação e as adições de relação benefício/custo mais atrativas.

A eficiência da abordagem metodológica proposta é comprovada a partir de sua aplicação em vários estudos de casos práticos, envolvendo configurações do sistema de transmissão da CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco e da rede de Interligação Norte/Nordeste do Brasil.

Palavras- chave:

1. Planejamento da transmissão. 2. Custo marginal de confiabilidade. 4. Interligações. 5. Heurística Matemática.

Transmission Expansion Planning Based on Reliability Marginal Costs

JOÃO RICARDO PAES DE BARROS

(Engenheiro Eletricista)

Abstract

The main objective of the transmission expansion planning is to define where, when and what reinforcements should be placed in the electrical network to ensure an adequate level of energy supply to consumers, taking into account the load growth and new generator capacities. Usually, the expansion planning horizon is divided into short, medium and long-term periods in accordance with the type of decisions to be made and with the quality of the available data and information involved in the planning process, eg., uncertainties and network modeling (AC and DC).

In the practical point of view, the majority of techniques used to solve this problem are based on deterministic methods. The main difficulty related to the application of probabilistic methods is due to the need of pre-defining adequate reliability levels. One alternative to overcome this difficulty, which is being proposed in this work, is the inclusion of reliability worth in the planning process.

This thesis proposes an approach to solve expansion planning problems associated to transmission network, interconnections and shunt reactive power devices. This methodology is based on mathematical heuristic, probabilistic evaluations and multi-criterion decisions comprising, besides the investment and real power loss costs, the reliability worth, reliability marginal costs, the congestion costs and penalties associated to equipment unavailability.

The expected Reliability Marginal Costs are calculated from the Lagrangian Multipliers associated to the solution of non-linear optimal power flows in the reliability analyses carried out. They are utilized inside an interactive planning scheme to choose, from the reliability view point the most adequate bus-bars to connect new transmission reinforcement (circuits and shunt devices) as well as to identify new transmission corridors and associated voltage shunt reactive power levels.

The efficiency of the proposed approach is verified from its application in several case-studies with configurations of the transmission system of the CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco and with the Brazilian Norther/Northeast network.

Key- words:

1. Transmission Planning. 2. Reliability Marginal Cost. 4. Interconnections. 5. Mathematical Heuristic.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Planejamento da Expansão da Transmissão Baseado em Custos Marginais de Confiabilidade

Sumário

Resumo/Abstract	i
Listas de Figuras e Tabelas.....	v

Capítulo 1

1.0 Introdução	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.1.1 Planejamento da Expansão da Transmissão - PET	3
1.1.2 Planejamento da Expansão de Reativos - PER	8
1.1.3 Otimização da Sequência de Adições de Circuitos	11
1.1.4 Planejamento da Expansão de Interligações - PEI	17
1.2 Revisão Bibliográfica	22
1.2.1 Planejamento da Expansão da Transmissão - PET	22

1.2.1.1 Abordagem Determinística Via o Caminho ① da Figura 1.1 (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)	24
1.2.1.2 Abordagem Determinística Via o Caminho ③ da Figura 1.1 (Multiestágios de Tempo e Sem Incerteza)	25
1.2.1.3 Abordagem Determinística Via o Caminho ④ da Figura 1.1 (Multiestágios de Tempo e Com Incerteza)	28
1.2.1.4 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑤ da Figura 1.1 (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)	28
1.2.1.5 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑦ da Figura 1.1 (Multiestágios de Tempo e Sem Incerteza)	29
1.2.2 Planejamento da Expansão de Reativos - PER	30
1.2.2.1 Abordagem Determinística Via Técnica de Decomposição (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)	30
1.2.2.2 Abordagem Determinística Via Outras Técnicas (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)	31
1.3 Organização da Tese	32

Capítulo 2

2.0 Métodos e Modelos de Avaliação de Confiabilidade e Desempenho	35
2.1 Introdução	35
2.1.1 Modelos de Avaliação de Confiabilidade	39
2.2 Métodos de Avaliação de Confiabilidade	41
2.2.1 Modelagem no Espaço de Estados	42
2.2.1.1 Algoritmo Conceitual de Avaliação de Confiabilidade	43
2.2.1.2 Seleção dos Estados Operativos	44
2.2.1.3 Formulação das Funções-teste	47
2.2.1.4 Cálculo dos Índices de Confiabilidade	48
2.2.1.5 Critérios de Paradas dos Algoritmos	51

2.2.3 Modelo de Análise de Desempenho	53
2.2.3.1 Análise de Desempenho Sob a Ótica de Adequação	54
2.2.2.2 Modelo Computacional NH2	57
2.2.2.3 Análise de Desempenho Sob a Ótica de Segurança	58
2.3 Principais Constatações.....	60

Capítulo 3

3.0 Algoritmos de Medidas Corretivas e Custos Marginais de Confiabilidade	63
3.1 Introdução	63
3.2 Forma Geral do Problema de Otimização	64
3.3 Fluxo de Potência Ótimo	67
3.3.1 Forma Geral do Fluxo de Potência Ótimo	69
3.3.2 Métodos de Solução do Fluxo de Potência Ótimo	70
3.3.2.1 Histórico do Problema do Fluxo de Potência Ótimo	70
3.3.2.2 Resolução do Fluxo de Potência Ótimo Via Pontos Interiores.....	74
3.3.3 Análise de Sensibilidade.....	82
3.3.3.1 Histórico de Sensibilidade em Sistemas de Potência	82
3.3.3.2 Forma Geral dos Índices de Sensibilidade	86
3.3.3.3 Sensibilidade em Fluxo de Potência Ótimo	86
3.4 Principais Constatações.....	93

Capítulo 4

4.0 Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Custos Marginais de Confiabilidade	96
4.1 Introdução	96
4.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta: PET	98
4.2.1 Problema de Mínimo Custo de Corte de Carga	99

4.2.1.1 Modelo Matemático Geral do Fluxo de Potência Ótimo	100
4.2.1.2 Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos.....	104
4.2.1.3 Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos.....	110
4.2.2 Modelagem do Problema do PET	113
4.2.3 Decomposição do Problema do PET	115
4.2.4 Aplicação da Metodologia Proposta para o PET.....	116
4.2.4.1 Sistema de Transmissão da Área Leste da CHESF.....	117
4.2.4.2 Configuração de Referência	118
4.2.4.3 Análise de Desempenho das Configurações Inicial e Final	118
4.2.4.4 Análise de Desempenho das Configurações Intermediárias	139
4.2.4.7 Resumo da Seqüência de Adições Obtidas.....	148
4.3 Principais Constatações.....	149

Capítulo 5

5.0 Metodologia de Planejamento da Expansão de Fontes de Reativos Baseada em Custos Marginais de Confiabilidade	151
5.1 Introdução	151
5.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta para o PER.....	152
5.2.1 Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Corte de Carga.....	154
5.2.1.2 Custos Marginais de Confiabilidade (Barramentos).....	155
5.2.2 Modelagem do Problema do PER.....	156
5.2.3 Decomposição do Problema do PER	157
5.3 Aplicação da Metodologia ao Problema do PER	159
5.3.1 Resultados Obtidos Para o Ano Inicial.....	159
5.3.1.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano Inicial.....	159
5.3.1.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano Inicial.....	170
5.3.2 Resultados Obtidos Para o Ano 2003.....	171
5.3.2.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano 2003	171

5.3.2.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano 2003.....	182
5.3.3 Resultados Obtidos Para o Ano 2005.....	183
5.3.3.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano 2005	183
5.3.3.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano 2005.....	194
5.3.4 Resultados Obtidos Para o Ano Horizonte	195
5.3.4.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano Horizonte	195
5.3.4.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano 2007	205
5.4 Principais Constatações.....	206

Capítulo 6

6.0 Metodologia de Planejamento da Reserva de Capacidade de Transmissão Baseada em Custo Incremental de Confiabilidade.....	209
6.1 Introdução	209
6.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta	212
6.2.1 Conceito de Benefício Líquido Total Máximo.....	219
6.2.2 Aplicação do Conceito de Benefício Líquido Total ao PET	222
6.2.2.1 Sequência Ótima Via Trade-Off Custo x RCT(p).....	222
6.2.2.2 Sequência Ótima Via Trade-Off Custo x Tcrt.....	224
6.2.3 Custo Equivalente de Interrupção do Sistema.....	225
6.2.4 Tarifa de Confiabilidade da Expansão da Transmissão	227
6.3 Estudo de Caso	228
6.3.1 Sistemas de Referência Superior e Inferior.....	229
6.3.2 Alternativas de Configurações Evolutivas Pareto-ótimas.....	234
6.3.3 Sequência Ótima de Adições de Circuitos.....	240
6.4 Principais Constatações.....	248

Capítulo 7

7.0 Metodologia de Planejamento da Expansão de Interligações Considerando Informações Econômica-Energéticas.....	250
7.1 Introdução	250
7.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta	251
7.2.1 Modelo de Obtenção dos Montantes de Cortes de Carga.....	253
7.2.2 Modelo de Avaliação de Confiabilidade (Segurança)	254
7.2.3 Modelos de Avaliação dos Benefícios e Custos.....	255
7.2.3.1 Modelo de Avaliação dos Benefícios Incrementais	255
7.2.3.2 Modelo de Avaliação dos Custos Incrementais	257
7.2.3.3 Regra de Decisão de Investimentos (Critério Econômico).....	258
7.3 Aplicação da Metodologia ao PEI	259
7.3.1 Intercâmbios e Probabilidades de Ocorrências	260
7.3.2 Modo de Falhas	262
7.3.3 Análise dos Efeitos	265
7.3.3.1 Magnitudes dos Índices de Confiabilidade EENS e LOLP	265
7.3.4 Análise dos Índices de Confiabilidade das Ilhas	272
7.3.4.1 Magnitudes das EENS e LOLP da Ilha Nordeste (Ilha Chesf).....	272
7.3.4.2 Magnitudes das EENS e LOLP da Ilha Norte (Ilha Eletronorte)	275
7.3.5 Comparação das EENS e LOLP das Ilhas N e NE.....	277
7.3.6 Análise das Parcelas de Custos e Benefícios.....	279
7.3.6.1 Evolução das Parcelas dos Custos Incrementais	279
7.3.6.2 Comparação dos Custos e Benefícios Incrementais.....	280
7.3.6.3.Comparação dos Custos Unitários dos Ceii do Subsistema NE	281
7.4 Principais Constatações.....	281

Capítulo 8

8.0 Conclusões Finais e Propostas de Trabalhos Futuros.....	283
8.1 Conclusões Finais	283
8.2 Sugestões de Trabalhos Futuros	286

Referências Bibliográficas	289
Anexo I	310
Anexo II.....	324

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Planejamento da Expansão da Transmissão Baseado em Custos Marginais de Confiabilidade

Lista de Figuras e Tabelas

Capítulo 1

Figura 1.1: Árvore de Possibilidades de Abordar o PET, PER e PEI	2
Figura 1.2: Modelo Indicado pelo CTET/CCPE para Solução do Problema do PET e PEI.....	4
Figura 1.3: Tarefas Utilizadas pelo CTET para Formulação de AETs, AERs e AEIs	5
Figura 1.4: Custo Total em Função de Nível de Confiabilidade	6
Figura 1.5: Custo Incremental de Confiabilidade - $tg\alpha$ (US\$/MWh)	11
Figura 1.6: AET Extremas, Dominadas e Pareto-Ótimas.....	13
Figura 1.7: Submercados de Energia Brasileiro e Interligações Regionais	17
Figura 1.8: Modelo Indicado pelo CTET/CCPE para Solução do Problema do PEI	18
Figura 1.9: Etapas para Identificação da Necessidade de Expansão	20
Figura 1.10: Seqüência de Análises Proposta para Formulação de AEIs (Ótica de Segurança).....	21
Figura 1.11: Abordagens Metodológicas Propostas por Décadas	23

Figura 1.12: Evolução das Metodologias Pesquisadas nas Últimas Três Décadas.....	23
Figura 1.13 Distribuição Percentual das Abordagens Metodológicas Pesquisadas	24

Capítulo 2

Figura 2.1: Categorias de Níveis Hierárquicos das Análises de Confiabilidade.....	36
Figura 2.2: Enfoques de Abordagem das Análises de Confiabilidade	37
Figura 2.3: Relacionamento das Avaliações de Confiabilidade com os Horizontes de Análises.....	38
Figura 2.4: Possibilidades de Amostragem dos Estados de um Sistema	41
Figura 2.5: Predominância do Regime Estático.....	58
Figura 2.6: Predominância do Regime Dinâmico	58
Tabela 2.1: Modelos Computacionais de Avaliação de Confiabilidade.....	40

Capítulo 3

Figura 3.1: Gráfico da Função $f(x,y)$ Definida pela Equação (3.53)	79
Figura 3.2: Curvas de Níveis da Função $f(x,y)$ Definida pela Equação (3.53)	79
Figura 3.3: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_1=10$ "	81
Figura 3.4: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_2=5$ "	81
Figura 3.5: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_3=2,5$ "	81
Figura 3.6: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_4=0,001$ "	82

Capítulo 4

Figura 4.1: Sequência de Análises para Formulação de AET (Ótica de Adequação)	99
Figura 4.2: Custo Unitário na Ontario Hydro	102
Figura 4.3: Custo Unitário no Brasil	102
Figura 4.4: Rede de Transmissão de Cinco Barramentos	106
Figura 4.5: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE RTS de Vinte e Quatro Barramentos.....	112
Figura 4.6: Estratégia de Decomposição Hierárquica do Problema do PET	116

Figura 4.7: Rede Elétrica e Zonas Geo-elétricas da Área Leste do Sistema CHESF.....	117
Figura 4.8: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 1	119
Figura 4.9: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 1	120
Figura 4.10: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 2	120
Figura 4.11: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 2	120
Figura 4.12: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 3	121
Figura 4.13: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 4	121
Figura 4.14: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 4	121
Figura 4.15: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 4	122
Figura 4.16: Rota Messias - Angelim (Zona 1)	122
Figura 4.17: Rota Xingó - Messias (Zona 1)	123
Figura 4.18: Rota Itaparica - Tacaimbó (Zona 3).....	123
Figura 4.19: Rota Xingó - Angelim (Zona 1)	123
Figura 4.20: Autotransformadores de Angelim (Zona 1)	123
Figura 4.21: Rota Angelim - Campina Grande 500 kV (Zona 3)	124
Figura 4.22: Rota Angelim - Campina Grande 230 kV (Zona 3).....	124
Figura 4.23: Rota Banabuiú - Mossoró (Zona 4).....	124
Figura 4.24: Adições do Ano Inicial (Zonas 1, 3 e 4)	125
Figura 4.25: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 1.....	126
Figura 4.26: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 1.....	127
Figura 4.27: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 2	127
Figura 4.28: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 2	128
Figura 4.29: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 3	128
Figura 4.30: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 3.....	128
Figura 4.31: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 4.....	129
Figura 4.32: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 4.....	129
Figura 4.33: Rota Messias - Angelim (Zonas 1 e 2)	130
Figura 4.34: Rota Xingó - Messias (Zonas 1 e 2).....	130
Figura 4.35: Rota Itaparica - Tacaimbó (Zona 3).....	130
Figura 4.36: Rota Xingó - Angelim (Zonas 1 e 2).....	130
Figura 4.37: Autotransformadores de Angelim (Zonas 1 e 2).....	131
Figura 4.38: Rota Angelim - Campina Grande 500 kV (Zona 3).....	131

Figura 4.39: Rota Angelim - Campina Grande 230 kV (Zona 3).....	131
Figura 4.40: Rota Banabuiú - Mossoró (Zona 4).....	132
Figura 4.41: Adições Realizadas no Ano Inicial (Zonas 1, 3 e 4).....	132
Figura 4.42: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 1.....	133
Figura 4.43: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 1.....	133
Figura 4.44: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 2.....	134
Figura 4.45: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 2.....	134
Figura 4.46: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 3.....	134
Figura 4.47: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 3.....	135
Figura 4.48: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 4.....	135
Figura 4.49: Ano 2007: CNB da Zona Geo-elétrica 4.....	135
Figura 4.50: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 1.....	136
Figura 4.51: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 1.....	136
Figura 4.52: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 2.....	137
Figura 4.53: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 2.....	137
Figura 4.54: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 3.....	137
Figura 4.55: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 3.....	138
Figura 4.56: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 4.....	138
Figura 4.57: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 4.....	138
Figura 4.58: Adições Realizadas no Ano Horizonte de Planejamento (Zonas 1 e 4).....	139
Figura 4.59: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 1.....	140
Figura 4.60: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 1.....	141
Figura 4.61: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 2.....	141
Figura 4.62: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 2.....	141
Figura 4.63: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 3.....	142
Figura 4.64: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 3.....	142
Figura 4.65: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 4.....	142
Figura 4.66: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 4.....	143
Figura 4.67: Adições Realizadas no Ano 2003 (Zonas 1 e 3).....	143
Figura 4.68: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 1.....	144
Figura 4.69: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 1.....	144
Figura 4.70: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 2.....	145

Figura 4.71: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 2.....	145
Figura 4.72: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 3.....	145
Figura 4.73: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 3.....	146
Figura 4.74: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 4.....	146
Figura 4.75: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 4.....	146
Figura 4.76: Adições Realizadas no Ano de 2005 (Zonas 1 e 3).....	147
Tabela 4.1: Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos.....	106
Tabela 4.2: Dados de Barramentos da Rede Elétrica de Teste com Cinco Barramentos.....	107
Tabela 4.3: Dados de Circuitos da Rede Elétrica de Teste com Cinco Barramentos.....	107
Tabela 4.4: Limites de Tensão da Rede Elétrica de Teste com Cinco Barramentos.....	107
Tabela 4.5: Custos Marginais de Barramentos Antes do Incremento de 1 MW	108
Tabela 4.6: Custos Marginais de Barramentos Após o Incremento de 1 MW	108
Tabela 4.7: Custos Marginais de Barramentos Após o Incremento de 1 MVar	109
Tabela 4.8: Custos Marginais de Barramentos Após o Incremento de 1 MW e 0,3 MVar.....	110
Tabela 4.9: Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos	111
Tabela 4.10: Custos Marginais de Circuitos Antes da Redução de 1 pu	113

Capítulo 5

Figura 5.1: Seqüência de Análises para Formulação de AER (Ótica de Adequação).....	153
Figura 5.2: Estratégia de Decomposição Hierárquica do Problema do PER	158
Figura 5.3: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	160
Figura 5.4: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	160
Figura 5.5: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	161
Figura 5.6: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3	161
Figura 5.7: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4	161
Figura 5.8: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 5.....	162
Figura 5.9: Acréscimo de Reativos Capacitivos ao Caso Base	162
Figura 5.10: Ano 2000 - Custos Marginais Associados a Zona Geo-elétrica 1	163
Figura 5.11: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	163
Figura 5.12: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	163
Figura 5.13: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3	164

Figura 5.14: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	164
Figura 5.15: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4	164
Figura 5.16: Acréscimo de Reativos Capacitivos na 1º Estágio	165
Figura 5.17: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	165
Figura 5.18: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2	166
Figura 5.19: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	166
Figura 5.20: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	166
Figura 5.21: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	167
Figura 5.22: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	167
Figura 5.23: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	168
Figura 5.24: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	168
Figura 5.25: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	168
Figura 5.26: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	169
Figura 5.27: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)	169
Figura 5.28: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	169
Figura 5.29: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios.....	170
Figura 5.30: Ano 2000 - Acréscimo de Capacitores nos Barramentos	170
Figura 5.31: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	171
Figura 5.32: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	172
Figura 5.33: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	172
Figura 5.34: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	172
Figura 5.35: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)	173
Figura 5.36: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	173
Figura 5.37: Acréscimo de Reativos Capacitivos no Caso Base.....	174
Figura 5.38: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	174
Figura 5.39: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	175
Figura 5.40: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	175
Figura 5.41: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3	175
Figura 5.42: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)	176
Figura 5.43: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	176
Figura 5.44: Acréscimo de Reativos Capacitivos na 1º Estágio	177
Figura 5.45: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	177

Figura 5.46: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	178
Figura 5.47: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	178
Figura 5.48: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	178
Figura 5.49: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	179
Figura 5.50: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	179
Figura 5.51: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	180
Figura 5.52: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	180
Figura 5.53: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	180
Figura 5.54: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	181
Figura 5.55: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	181
Figura 5.56: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	181
Figura 5.57: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios.....	182
Figura 5.58: Acréscimo de Capacitores nos Barramentos no Ano 2003.....	182
Figura 5.59: Custos Marginais de Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	183
Figura 5.60: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	184
Figura 5.61: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	184
Figura 5.62: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	184
Figura 5.63: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	185
Figura 5.64: Custos Marginais de Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	185
Figura 5.65: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 1º Estágio.....	186
Figura 5.66: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	186
Figura 5.67: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	187
Figura 5.68: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	187
Figura 5.69: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	187
Figura 5.70: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	188
Figura 5.71: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	188
Figura 5.72: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 2º Estágio.....	189
Figura 5.73: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1.....	189
Figura 5.74: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	190
Figura 5.75: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	190
Figura 5.76: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	190
Figura 5.77: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	191

Figura 5.78: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	191
Figura 5.79: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	192
Figura 5.80: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	192
Figura 5.81: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	192
Figura 5.82: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	193
Figura 5.83: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)	193
Figura 5.84: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	193
Figura 5.85: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios.....	194
Figura 5.86: Acréscimo de Capacitores nos Barramentos do Ano 2005	194
Figura 5.87: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	195
Figura 5.88: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	196
Figura 5.89: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	196
Figura 5.90: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	196
Figura 5.91: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	197
Figura 5.92: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	197
Figura 5.93: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 1º Estágio.....	197
Figura 5.94: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	198
Figura 5.95: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	198
Figura 5.96: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	199
Figura 5.97: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	199
Figura 5.98: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)	199
Figura 5.99: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	200
Figura 5.100: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 1º Estágio.....	200
Figura 5.101: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	201
Figura 5.102: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	201
Figura 5.103: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)	201
Figura 5.104: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	202
Figura 5.105: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)	202
Figura 5.106: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	202
Figura 5.107: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 2º Estágio.....	203
Figura 5.108: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1	203
Figura 5.109: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2.....	204

Figura 5.110: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.).....	204
Figura 5.111: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3.....	204
Figura 5.112: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.).....	205
Figura 5.113: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4.....	205
Figura 5.114: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios.....	205
Figura 5.115: Acréscimo de Capacitores nos Barramentos do Ano 2007.....	206

Capítulo 6

Figura 6.1: Ilustração Gráfica da Variação da Reserva em Função do Tempo.....	210
Figura 6.2: Tarefas e Modelos Matemáticos Propostas para Obtenção da Reserva Ótima.....	212
Figura 6.3: Tarefas Necessárias para Obtenção dos Sistemas Intermediários - s_t^I e Inferior - s_t^{RI} ...	214
Figura 6.4: para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante a ABTI.....	215
Figura 6.5: Análises Ilustração Gráfica de AETs Dominadas.....	216
Figura 6.6: Relação de Equilíbrio entre Custo e Ceis.....	218
Figura 6.7: Relação de Equilíbrio entre Custo e Tcrt.....	219
Figura 6.8: Ilustração Gráfica da Eficiência Econômica de Pareto-Ótima.....	220
Figura 6.9: Evolução dos Custos e Benefícios em Função da EENS.....	221
Figura 6.10: Custos Marginais e Nível Ótimo de RCT(p).....	223
Figura 6.11: Custos Marginais e Nível Ótimo da EDS.....	225
Figura 6.12: Rede de Transmissão de Mínimo Custo Planejada Com o Critério "N-1".....	230
Figura 6.13: Comparação dos Custos de Investimentos dos Sistemas s_t^{RS} e s_t^{RI}	231
Figura 6.14: Evoluções dos Índices de EENS dos Sistemas de Referências s_t^{RS} e s_t^{RI}	231
Figura 6. 15: Oscilações das EENS dos Sistemas s_t^{RS} e s_t^{RI} em Torno do Valor Médio.....	232
Figura 6 16: Evolução das Perdas Ativas dos Sistemas de Referências s_t^{RS} e s_t^{RI}	233
Figura 6 17: Oscilações das Perdas Ativas dos Sistemas s_t^{RS} e s_t^{RI} em Torno do Valor Médio.....	234
Figura 6 18: Comparação dos Custos das Seis Alternativas Pareto-ótimas.....	235
Figura 6 19: Comparação dos Valores de IME_{eq}^I das Seis Alternativas Pareto-ótimas.....	236
Figura 6 20: Comparação das $EENS_{eq}^I$ das Seis Alternativas Pareto-ótimas.....	237
Figura 6 21: Comparação das $LOLP_{eq}^I$ das Seis Alternativas Pareto-ótimas.....	237
Figura 6.22: Valores dos Índices $Ceis_{eq}^{I*}$ das Seis Alternativas Pareto-Ótimas.....	238

Figura 6.23 :dos Índices $I_{eur_{eq}}^{I*}$ das Seis Alternativas Pareto-ótimas	239
Figura 6.24: Curva de Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times Ceis_{eq}^{I*}$	240
Figura 6.25: Curva de Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times TCrt_{eq}^{I*}$	242
Figura 6.26: Curva de Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times EENS_{eq}^{I*}$	242
Figura 6.27: Custos Associados aos Sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO}	243
Figura 6.28: Comparação dos Índices de Méritos dos Sistemas S^{N-0} , S^4 e S^{PO}	244
Figura 6.29: Comparação das EENS dos Sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO}	245
Figura 6.30: Comparação Relativa dos Índices $LOLD^4$ e $LOLF^4$	246
Figura 6.31: Comparação das $LOLF^4$ dos Sistemas S^{N-0} , S^4 e S^{PO}	247
Figura 6.32: Comparação dos Índices $I_{eur_{eq}}$ dos Sistemas S^{N-1} e S^4	247
Tabela 6.1: Variações das Parcelas de Custos de CINV, CPPA e CENS	211
Tabela 6.2: Datas de Adições de Circuitos das Seis Alternativas Pareto-Ótimas	235
Tabela 6.3: Variações dos Custos dos Sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO}	244
Tabela 6.4: Datas de Adições de Reforços dos Sistemas	245
Tabela 6.5: Vantagens dos Critérios Baseados em Trade-off	248

Capítulo 7

Figura 7.1: Seqüência de Análises para Formulação de Alternativas (Ótica de Segurança)	251
Figura 7.2: Interligação Norte/Nordeste Estudada	260
Figura 7.3: Magnitudes dos Intercâmbios Anuais do Sistema Interligado N/NE	260
Figura 7.4: Magnitudes das Probabilidades Mensais - Intercâmbios N/NE	261
Figura 7.5: Magnitudes das Probabilidades Mensais - Intercâmbio NE/N	261
Figura 7.6: Magnitudes das Probabilidades Mensais - Intercâmbio Nulo	262
Figura 7.7: Magnitudes das Probabilidades dos Intercâmbios Anuais	262
Figura 7.8: Defeito entre as Subestações de Tucuruí e Vila do Conde	263
Figura 7.9: Defeito entre as Subestações de Tucuruí e P. Dutra	263
Figura 7.10: Defeito entre as Subestações de P. Dutra e Boa Esperança	264
Figura 7.11: Defeito entre as Subestações de Boa Esperança e P. Afonso	264
Figura 7.12: Ano 1 - Índices EENS em Carga Pesada	265
Figura 7.13: Ano 1 - índices EENS em Carga Leve	265
Figura 7.14: Ano 2 - índices EENS em Carga Pesada	266

Figura 7.15: Ano 2 - Índices EENS em Carga Leve	266
Figura 7.16: Ano 3 - Índices EENS em Carga Pesada.....	266
Figura 7.17: Ano 3 - Índices EENS em Carga Leve	266
Figura 7.18: Ano 4 - Índices EENS em Carga Pesada.....	267
Figura 7.19: Ano 4 - Índices EENS em Carga Leve	267
Figura 7.20: Ano 5 - Índices EENS em Carga Pesada	267
Figura 7.21: Ano 5 - Índices EENS em Carga Leve	267
Figura 7.22: Ano 6 - Índices EENS em Carga Pesada	268
Figura 7.23: Ano 6 - Índices EENS em Carga Leve	268
Figura 7.24: Ano 7 - Índices EENS em Carga Pesada	268
Figura 7.25: Ano 7 - Índices EENS em Carga Leve	268
Figura 7.26: : Ano 8 - Índices EENS em Carga Pesada.....	269
Figura 7.27: Ano 8 - Índices EENS em Carga Leve	269
Figura 7.28: Ano 1 - Índice LOLP em Carga Pesada	269
Figura 7.29: Ano 1 - Índice LOLP em Carga Leve	269
Figura 7.30: Ano 2 - Índice LOLP em Carga Pesada	270
Figura 7.31: Ano 2 - Índice LOLP em Carga Leve	270
Figura 7.32: Ano 3 - Índice LOLP em Carga Pesada	270
Figura 7.33: Ano 3 - índice LOLP em Carga Leve.....	270
Figura 7.34: Ano 4 - índice LOLP em Carga Pesada	270
Figura 7.35: Ano 4 - Índice LOLP em Carga Leve.....	270
Figura 7.36: Ano 5 - índice LOLP em Carga Pesada	271
Figura 7.37: Ano 5 - Índice LOLP em Carga Leve.....	271
Figura 7.38: Ano 6 - Índice LOLP em Carga Pesada	271
Figura 7.39: Ano 6 - Índice LOLP em Carga Leve.....	271
Figura 7.40: Ano 7 - Índice LOLP em Carga Pesada	271
Figura 7.41: Ano 7 - Índice LOLP em Carga Leve	271
Figura 7.42: Ano 8 - Índice LOLP em Carga Pesada	272
Figura 7.43: Ano 8 - Índice LOLP em Carga Leve.....	272
Figura 7.44: Magnitudes das EENS da Ilha Chesf em Carga Pesada	273
Figura 7.45: Magnitudes das EENS da Ilha Chesf em Carga Leve	273
Figura 7.46: Evolução das EENS da Ilha Chesf (Subsistema Nordeste)	273
Figura 7.47: Magnitudes das LOLP da Ilha Chesf em Carga Pesada	274
Figura 7.48: Magnitudes das LOLP da Ilha Chesf em Carga Leve.....	274

Figura 7.49: Evolução das LOLP da Ilha Chesf (Subsistema Nordeste)	274
Figura 7.50: Magnitudes das EENS da Ilha Eletronorte em Carga Pesada.....	275
Figura 7.51: Magnitudes das EENS da Ilha Eletronorte em Carga Leve.....	276
Figura 7.52: Evolução das EENS da Ilha Eletronorte (Subsistema Norte)	276
Figura 7.53: Magnitudes das LOLP da Ilha Eletronorte em Carga Pesada	276
Figura 7.54: Magnitudes das LOLP da Ilha Eletronorte em Carga Leve	277
Figura 7.55: Evolução das LOLP da Ilha Eletronorte (Subsistema Norte).....	277
Figura 7.56: Comparação das EENS das Ilhas Energéticas N e NE.....	278
Figura 7.57: Comparação das LOLP das Ilhas Energéticas N e NE	278
Figura 7.58: Evolução das Parcelas dos Custos Incrementais.....	279
Figura 7.59: Evolução dos Custos e Benefícios Incrementais.....	280
Figura 7.60: Comparação dos Benefícios e Custos Incrementais.....	280
Figura 7.61: Evolução dos Índices Ceii do Subsistema Nordeste	281

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Planejamento da Expansão da Transmissão Baseado em Custos Marginais de Confiabilidade

Lista de Abreviaturas e Símbolos

Lista de Símbolos

☒ Capítulo 1

☒ Capítulo 2

s - Vetor composto por um conjunto dos estados operativos $s=(s_1, s_2, \dots, s_m)$, onde "m" corresponde ao número total de componentes do sistema.

S - Espaço de estados operativos constituído pelo conjunto de todos os possíveis estados em que podem se encontrar os componentes do sistema.

$P(s)$ - Vetor contendo as probabilidades associadas aos estados operativos $s \in S$.

$F(s)$ - Função-teste relacionada ao estado operativo analisado.

$E[F(s)]$ - Valor esperado de $F(s)$ relativo aos estados operativos analisados.

$\hat{p}$ - Estimador da LOLP.

$N(s)$ - Número de ocorrências do estado "s".

NS - Número de sorteios realizados no período de análise (normalmente um ano).

$P(S')$ - Probabilidade acumulada dos estados, onde $s \in S'$.

F_{inf} e F_{sup} - Limites inferior e superior estimados para $F(s)$, respectivamente, sendo $s \in S'$.

$V(F)$ - Variância da função-teste " $F(s)$ ".

$C(S)$ - Montante de corte de carga efetuado no estado operativo "s".

$p(s_k)$ - Probabilidade de ocorrência de cada estado de falha " s_k ".

$N(s_k) \in N(s)$ - Número de sorteios com cortes de carga no estado "k".

V_i e V_j = Módulos das tensões nos barramentos "i" e "j".

t_{ij} = Tap do transformador "i-j".

ψ_{ij} = Ângulo de defasamento do circuito "i-j".

θ_{ij} = Diferença angular ($\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$) entre as tensões dos barramentos "i" e "j".

P_{Li} e P_{Gi} = Magnitudes da carga e geração ativa do barramento "i", respectivamente.

Q_{Li} e Q_{Gi} = Magnitudes da carga e geração reativa do barramento "i", respectivamente.

b_{ij} e g_{ij} = Susceptância e condutância série do circuito "i-j".

b_{ij}^{sh} = Susceptância em derivação (shunt) do circuito "i-j".

P_{ij} = Fluxo de potência ativa no circuito "i-j".

Q_{ij} = Fluxo de potência reativa no circuito "i-j".

☑ Capítulo 3

$z^- \in \Re^n$ - Vetor de variáveis de decisão (variáveis de otimização) do problema.

$f : \Re^n \rightarrow \Re$ - Índice de desempenho ou função-objetivo.

$g : \Re^n \rightarrow \Re^m$ - Vetor de funções das restrições de igualdade.

$h : \Re^n \rightarrow \Re^p$ - Vetor de funções das restrições de desigualdades.

$\lambda g \in \Re^n$ e $\lambda h \in \Re^p$ - Vetores de Multiplicadores de Lagrange.

$e=[1,1,\dots,1]$.

$\begin{bmatrix} \mu \\ -h(z^*) \end{bmatrix}$ - Matriz diagonal de elementos $\begin{bmatrix} \mu_i \\ -h_i(z^*) \end{bmatrix}$.

$\begin{bmatrix} \mu \\ -h(z^*) \end{bmatrix} \cdot e$ - Vetor compostos dos elementos $\left\{ \frac{\mu_1}{-h_1(z^*)}, \dots, \frac{\mu_i}{-h_i(z^*)}, \dots, \frac{\mu_{nd}}{-h_i(z^*)} \right\}$.

PL_i, QL_i - Cargas ativa e reativa do barramento "i".

PG_i, QG_i - Potência ativa e reativa gerada no barramento "i".

fc_i - Fração de carga cortada (em pu) no barramento "i".

$PG_i^{\min}, PG_i^{\max}$ - Limites mínimo e máximo de potência ativa gerada no barramento "i".

$QG_i^{\min}, QG_i^{\max}$ - Limites mínimo e máximo de potência reativa gerada no barramento "i".

$S_{ij}^{\min}, S_{ij}^{\max}$ - Limites mínimo e máximo de potência aparente do circuito "i-j".

$V_i^{\min}, V_i^{\max}$ - Limites mínimo e máximo da tensão do barramento "i".

$a_{ij}^{\min}, a_{ij}^{\max}$ - Limites mínimo e máximo do tap do transformador "i-j".

a_{ij} = tap do transformador conectado aos barramentos "i" e "j".

$f(\bar{x}, \bar{y}) \in \Re$ - Função-objetivo a ser minimizada.

$\bar{x} \in \Re^n$ - Vetor das variáveis de estado (variáveis de decisão).

$\bar{y} \in \Re^n$ - Vetor das variáveis de controle (variáveis especificadas).

$g(\bar{x}, \bar{y}) \in \Re^m$ - Vetor composto das restrições não lineares de igualdade do Fluxo de Potência Ótimo.

$h(\bar{x}, \bar{y}) \in \Re^p$ - Vetor composto das restrições não lineares de desigualdades do FPO.

$\underline{\bar{y}}$ e $\overline{\bar{y}} \in \Re^n$ - Vetor composto dos limites mínimos e máximos das variáveis de controle.

μ_i - Parâmetro barreira logarítmica (decrece forçadamente para zero quando $r \rightarrow \infty$).

∂f - Derivada (em "y") da função objetivo.

∂g - Derivada (em "y") das restrições de igualdade.

∂h - Derivada (em "y") das restrições de igualdade.

e_k - k-ésimo componente de um vetor unitário - $e=[1, 1, \dots, 1]$.

λg_k - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado à k-ésima restrição de igualdade.

λh_k - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado à k-ésima restrição de desigualdade.

$\bar{\pi}$ - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado ao k-ésimo limite superior de "y" - $\bar{y}_k$.

$\underline{\pi}$ - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado ao k-ésimo limite inferior de "y" - $\underline{y}_k$.

n - Número de variáveis de decisão que possuem limites (variáveis primais do problema), acrescido do número de restrições operacionais.

β - Parâmetro de controle do parâmetro de barreira " μ_r ".

δ_{ik} - Delta de Kronecker.

$\lambda_k^{\min}$ e $\lambda_k^{\max}$ - Multiplicadores de Lagrange associados, respectivamente, às restrições ativas " $h_A^{\min}$ e $h_A^{\max}$ ".

☑ Capítulo 4

Ω_C - Conjunto de barramentos candidatos a cortes de carga.

Ω_k - Conjunto de contingências que provocam corte de carga no barramento "i", $i \in \Omega_C$.

p_k - Probabilidade de ocorrência da k-ésima contingência.

PL_i - Carga ativa no barramento "i".

Cfc_i - Custo unitário do corte de carga no barramento "i".

T_k - Duração da interrupção provocada pela k-ésima contingência.

w_j - Participação da j-ésima classe consumidora.

CE_k - Conjunto de cortes de cargas produzidos pela combinação dos estados de falhas que compõem a k-ésima interrupção.

b_{ij} e g_{ij} = Susceptância e condutância série do circuito "i-j", respectivamente.

b_{ij}^{sh} = Susceptância em derivação (shunt) do circuito "i-j".

ψ_{ij} = Ângulo de defasamento do circuito "i-j".

θ_{ij} = Diferença angular ($\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$) entre as tensões dos barramentos "i" e "j".

a_{ij} = Tap do transformador conectado aos barramentos "i" e "j".

PL_i - Carga ativa no barramento "i".

QL_i - Carga reativa no barramento "i".

fc_{ik} - Fração de carga cortada (em pu) no barramento "i" devido à contingência "k".

P_{ij} - Fluxo de potência ativa no circuito "i-j".

Q_{ij} - Fluxo de potência reativa no circuito "i-j".

S_{ijmax} - Limite máximo de potência aparente do circuito "i-j".

y_{ij} - Admitância do circuito "ij".

CMB_{PLi} e CMB_{QLi} - Custos Marginais de Confiabilidade referentes às cargas ativas e reativas.

λ_{PLi} e λ_{QLi} - Multiplicadores de Lagrange referentes às cargas ativas e reativas.

J_p e J_q - Matrizes Jacobianas das equações de balanço do fluxo de potência ativa e reativa, em relação as variáveis de estados " PL_i " e " QL_i ".

CMB_{Si} - Custo Marginal de Confiabilidade Composto.

S_i - Potência aparente da carga do "i-ésimo" barramento.

☑ Capítulo 5

Ω_C - Conjunto de barramentos candidatos a cortes de carga.

Ω_k - Conjunto de contingências que provocam corte de carga no barramento "i", $i \in \Omega_C$.

p_k - probabilidade de ocorrência da k-ésima contingência.

PL_i - Carga ativa no barramento "i".

ΔPL_i - Corte de carga, efetuado pelo algoritmo de medidas corretivas, no barramento "i".

NC_{kl} - Número de circuitos adicionados ao ramo "kl" no instante de tempo "t" (além dos existentes na configuração inicial e das adicionadas na etapa anterior).

NC_{kl}^{max} - Número máximo de circuitos que podem ser adicionados ao ramo "kl".

ΔPL_i e ΔQL_i - Cortes de carga ativa e reativa no barramento "i", respectivamente.

t_d - Taxa de desconto, aplicada ao longo do horizonte de planejamento.

C_{kl} - Custo de implantação de um circuito adicionado ao ramo "kl".

CR - Custo do corte de carga.

H - Horizonte de planejamento.

fc_{ik} - Fração de corte de carga no barramento "i".

Ω_e - Conjunto de infactibilidades.

☑ Capítulo 6

RCT_t^{N-1} - Reserva de Capacidade de Transmissão associada ao critério "N-1".

CT_t^{N-1} - Capacidade de Transmissão associada ao critério "N-1".

t - Período de tempo.

q - Quantidade de adições de circuitos.

x - Vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear.

y - Vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear.

g - Vetor de restrições de igualdades.

h - Vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores e superiores das variáveis y .

$\underline{x}$ e $\overline{x}$ - Limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle.

$CTOT_{eq}^I$ - Custo Total Equivalente associado à cada configuração intermediária.

$CINV_{eq}^I$ - Custo de Investimento Equivalente associado a cada configuração intermediária.

$CPPA_{eq}^I$ - Custo de Perdas Ativas Equivalente associado a cada configuração intermediária.

$CENS_{eq}^I$ - Custo de Energia Não Suprida Equivalente associado a cada configuração intermediária.

$BT(D_t)$ - Benefícios associados às quantidades de demanda atendida - D_t .

$CTOT(D_t)$ - Custo total associado a uma determinada alternativa de configurações evolutivas.

BLT_t^a - Função correspondente ao BLT a ser maximizado.

BT_t^a - Função associada ao benefício econômico total de um atendimento perfeito.

τ - Taxa de desconto do capital.

P - Período de postergação.

ΔP_t^{I*} e ΔD_t - Incremento do período de postergação e a redução da demanda, respectivamente.

ΔEDS_t^{I*} - Incremento do nível de demanda suprida.

$I_{eur_{eq}}^{I*}$ - Índice Equivalente de Utilização da Rede de Transmissão.

$Ceis$ - Custo Equivalente de Interrupção do Sistema.

$Cics$ - Custo Incremental de Confiabilidade do Sistema.

$RCT(p)$ - Reserva de Capacidade de Transmissão.

$Tcrt(p)$ - Tarifa de Confiabilidade da Rede de Transmissão.

S_t^{RS} e S_t^{RI} - Sistemas de referência superior e de referência inferior, respectivamente.

S_t^I - Sistemas intermediários.

CIP_t^I e CIP_t^{RI} - Custos de investimentos mais perdas ativas, dos sistemas S_t^I e S_t^{RI} .

IME_{eq} - Índice de Mérito Econômico Equivalente.

☑ Capítulo 7

ΔC_{DP} - Desbalanços de Potências Ativas

ΔC_{RG} - e dos déficits de Reservas Girantes.

PL - Carga ativa do subsistema ilhado.

PG - Potência ativa gerada no subsistema ilhado.

RG - Reserva girante do subsistema ilhado.

ΔPr - Desbalanço de potência ativa de referência, sem corte de carga.

ΔP - Desbalanço de potência ativa no subsistema, com corte de carga.

f - Frequência de oscilação nominal do subsistema ilhado.

Frf - Fator de recuperação da frequência.

$\underline{f}$ - Valor mínimo aceitável da frequência de oscilação do subsistema.

Kp - Fator de perdas ativas.

ΔC - Cortes de Carga

Pfc - Probabilidades de Falhas dos componentes da rede de interligação.

Ppc - Probabilidades de Ocorrências dos Patamares de Carga.

Pfi - Probabilidades das direções dos Fluxos de Intercâmbios.

Nlt - Número de linhas de transmissão na rede de interligação.

Npc - Número de patamares da curva de carga.

Nfi - Número de direções de fluxos de energia.

μ_k -- Taxa de reparo do k-ésimo componente da rede de interligação.

D_{max} - Demanda máxima do subsistema.

$\Delta^{\sim}CINV$ - Reduções dos Custos de Investimentos.

$\Delta^{\sim}CIPV$ - Reduções dos Custos Incorridos pelas Parcelas Variáveis.

Vu = Vida útil das instalações.

DDP = Duração, em horas, de cada desligamento programado.

DOD = Duração, em horas, de cada um dos outros desligamentos.

NP = Número de desligamentos programados da instalação no ano.

NO = Número de outros desligamentos da instalação no ano.

$\Delta^+ \text{CENS}$ - Acréscimos dos Custos das EENS.

$\Delta^+ \text{CPPA}$ - Custos das Potências de Perdas Ativas.

$\Delta^+ \text{CCRI}$ - Custos de Congestionamentos na Rede de Interligação.

Cuf - Custo Unitário de Falha (interrupção) em US\$/MWh.

Cup - Custo unitário de potência de perdas ativas, em US\$/MW.

Fp - Fator de perdas, estimado a partir dos fatores de cargas.

Ct - Capacidade de Transmissão.

Fpre - Fluxo de Intercâmbio Pré-defeito.

CCRI - Custo de Congestionamento na Rede de Interligação.

Cde - Custo de Déficit de Energia.

Ceii - Custo Equivalente de Interrupção da Interligação.

PPA - Potência de Perdas Ativas.

CME - Custo Marginal de Expansão de Energia.

CMP - Custo Marginal de Expansão de Ponta.

☑ **Capítulo 8**

Lista de Abreviaturas

AC - Fluxo de potência em corrente alternada.

AET - Alternativa de Expansão da Transmissão.

AER - Alternativa de Expansão de Reativos.

AEI - Alternativa de Expansão da Interligação.

BT - Benefício Total.

BLT - Benefício Líquido Total.

Caminho ①: Determinístico a Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza.

Caminho ②: Determinístico a Um Estágio de Tempo e Com Incerteza.

Caminho ③: Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza.

Caminho ④: Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Com Incerteza.

Caminho ⑤: Probabilístico a Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza.

Caminho ⑥: Probabilístico a Um Estágio de Tempo e Com Incerteza.

Caminho ⑦: Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza.

Caminho ⑧: Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Com Incerteza.

CE - Condição de Emergência.

CN - Condição Normal de operação.

CMB - Custo Marginal de Barramento.

CMC - Custo Marginal de Circuito.

CMI - Custos Marginais (crescentes) das Interrupções.

CMS - Custos Marginais (decrecentes) de Suprimento.

CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.

CENS - Custo da Energia Não Suprida.

CONF - Análise de Confiabilidade (inclui a análise de FPCE).

DC - Fluxo de potência em corrente contínua.

DINA - Análise de Transitórios Eletromecânicos (Dinâmica).

DOMI - Análise Dominância.

EDS - Expectativa de Energia Suprida.

ECON - Análise Econômica Comparativa.

EEENS - Expectativa de Energia Não Suprida (Expected Energy Not Supplied).

EPNS - Expectativa de Potência Não Suprida (Expected Power Not Supplied).

FPCN - Fluxo de Potência em Condição Normal.

FPCE - Fluxo de Potência em Condição de Emergência.

HIER - Análise de Hierarquização de AET Heterogêneas.

LOLE - Expectativa de Perda de Carga (Loss of Load Expectation).

LOLP - Probabilidade de Perda de Carga (Loss of Load Probability).

NC - nível de Confiabilidade.

NC* - Nível de Confiabilidade da solução ótima.

NH1 - Nível Hierárquico I.

NH2 - Nível Hierárquico II.

PET - Planejamento da Expansão da Transmissão.

PER - Planejamento da Expansão de Reativos.

RACE - Análise de Redução da Árvore de Configurações Evolutivas.

TRAN - Análise de Transitórios Eletromagnéticos.

VABLT - Valor Atual do Benefício Líquido Total (BLT).

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ①

Introdução

1.1 Considerações Gerais

De modo geral, o planejamento da expansão de um sistema de energia elétrica consiste de um processo contínuo de tomadas de decisões, em que o sistema é permanentemente revisto conforme as incertezas vão se realizando, não necessariamente de acordo com um calendário pré-estabelecido.

Em função de como sejam formulados e resolvidos, o Planejamento da Expansão da Transmissão - PET, o Planejamento da Expansão de Reativos em derivação - PER e o Planejamento da Expansão de Interligações entre subsistemas - PEI podem ser classificados como sendo determinístico ou probabilístico (contempla incertezas endógenas) e sob incertezas exógenas.

O PET, PER e PEI são classificados como determinístico quando não se considera a probabilidade de ocorrência dos estados de disponibilidade dos componentes (unidades geradoras e circuitos). Portanto, está implícito na filosofia determinística que o dimensionamento da rede elétrica é sempre realizado para ocorrência da pior condição de disponibilidade dos circuitos.

Já a abordagem probabilística se refere à consideração do caráter aleatório das cargas e de cada componente da rede elétrica. Estes valores representam o histórico estatístico de falhas dos componentes e são traduzidos em termos de índices apropriados, como taxas de falhas e tempos médios de reparo.

É dito ser sem incertezas exógenas se existe um único cenário futuro e com incertezas exógenas quando existem mais de um cenário futuro possível de ocorrer.

Além desta classificação, dependendo do número de estágios de tempo contemplado no processo de formulação das alternativas de configurações evolutivas, o PET e o PEI podem ser ainda denominados como sendo Estático (ou a um estágio de tempo) ou Dinâmico (ou a múltiplos estágios de tempo).

As combinações destas classificações resultam em enfoques metodológicos bastante distintos de formular e solucionar os problemas do PET, PER e do PEI. Estes enfoques são melhores visualizados através dos ramos da Árvore de Abordagem de Planejamento da Transmissão ilustrada na Figura 1.1, onde cada ramo da referida árvore corresponde uma abordagem. De acordo com esta figura, identificam-se oito caminhos possíveis de abordar os problemas impostos pelo PET, PER e PEI, a saber:

- Caminho ①:** Determinístico a Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza;
- Caminho ②:** Determinístico a Um Estágio de Tempo e Com Incerteza;
- Caminho ③:** Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza;
- Caminho ④:** Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Com Incerteza;
- Caminho ⑤:** Probabilístico a Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza;
- Caminho ⑥:** Probabilístico a Um Estágio de Tempo e Com Incerteza;
- Caminho ⑦:** Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza;
- Caminho ⑧:** Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Com Incerteza.

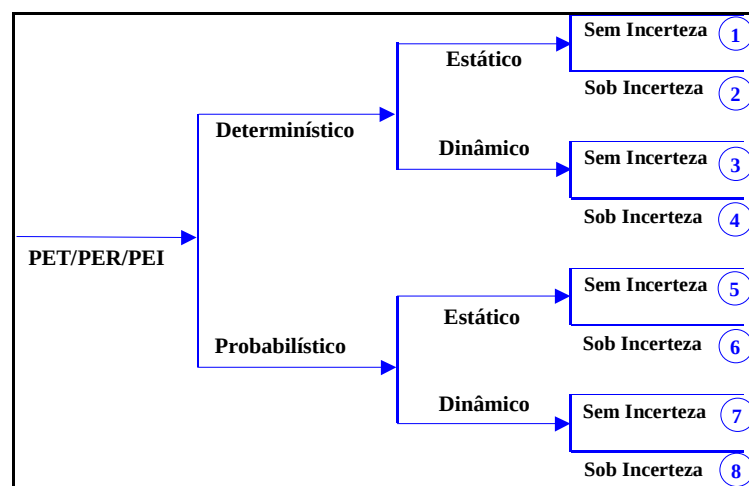


Figura 1.1: Árvore de Possibilidades de Abordar o PET, PER e PEI

O principal objetivo do PET, PEI e PER consiste em determinar uma sequência de adições de circuitos e de reativos em derivação que permita escoar as energias produzidas nos diversos parques geradores de energia até os diversos centros de cargas, sob condições de regime permanente. Os estados de operação da rede de transmissão são analisados sem levar em consideração possíveis instabilidades que podem ser introduzidas pelas falhas dos seus componentes.

Por este motivo é que a avaliação da confiabilidade de cada alternativa de configurações evolutivas formulada para a rede de transmissão, via a abordagem determinística ou através de uma abordagem probabilística, deve ser analisada sob o aspecto de adequação. Assim, análise de adequação se constitui em uma avaliação do comportamento médio da rede de transmissão.

Por sua vez, a análise de segurança leva em consideração a capacidade do sistema em suportar variações bruscas de configurações, carga e geração. A análise sob o enfoque de segurança envolve o estudo do comportamento dinâmico do sistema, frente a desligamentos sequenciais (em cascata) e a colapsos de tensão. Neste sentido, o aspecto relacionado à estabilidade do sistema é uma outra condição importante, significando a manutenção da operação em paralelo de todas as máquinas síncronas e unidades geradoras.

Diante destas constatações, a avaliação da confiabilidade de cada alternativa de configurações evolutivas formuladas para a rede de interligação entre subsistemas, via a abordagem determinística ou abordagem probabilística, deve ser analisada sob o aspecto de segurança.

1.1.1 Planejamento da Expansão da Transmissão - PET

Como bastante discutido na literatura especializada o problema do PET, a múltiplos estágios de tempo, são bastante complexos e têm características combinatórias com relação à possibilidade de adições de circuitos. Isto significa que, o número de Alternativas de Expansão da Transmissão - AETs que podem ser formuladas crescem exponencialmente com a dimensão da rede e do horizonte temporal de planejamento.

Nos subitens que se seguem é apresentada uma breve revisão dos modelos utilizados pelas empresas do setor elétrico brasileiro, no que diz respeito ao problema do PET, bem como o modelo geral da metodologia proposta para formulação de alternativas e seleção daquela de menor custo total.

☒ Como Problema do PET é Resolvido Hoje

A questão - "determinar a quantidade de adições de circuitos (o Quanto do PET), a localização das adições de circuitos (o Onde do PET) e em qual sequência de adições de circuitos (o Quando do PET), e que atendam os requisitos de custos e confiabilidade" - se apresenta como um problema de programação inteira mista, que envolve variáveis inteiras e não lineares, e dadas as naturezas das suas restrições, consiste em um problema de otimização não convexo com restrições não lineares de igualdade e desigualdade.

Nos ambientes de planejamento das empresas do setor elétrico brasileiro, tradicionalmente, a definição das adições de circuitos tem sido realizada com base nos resultados das análises de fluxos de potências em condições normais de operação e de emergências (normalmente contingências simples).

A identificação dos circuitos candidatos e os barramentos mais adequados para as adições, ficam a cargo da experiência do planejador e do seu grau de conhecimento da rede de transmissão em análise, e é feita através de um processo de tentativa e erro.

A título de ilustração, a Figura 1.2 resume a metodologia indicada pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE para a formulação de AETs (ou alternativas de configurações evolutivas), mediante o critério de confiabilidade de "N-1" componentes, e para seleção das adições de reforços de menores custos totais.

Cabe lembrar que esta maneira interativa de formular AETs tecnicamente viáveis está em consonância com os conceitos estabelecidos para o Caminho ③ (Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza), conforme indicado na Figura 1.1.

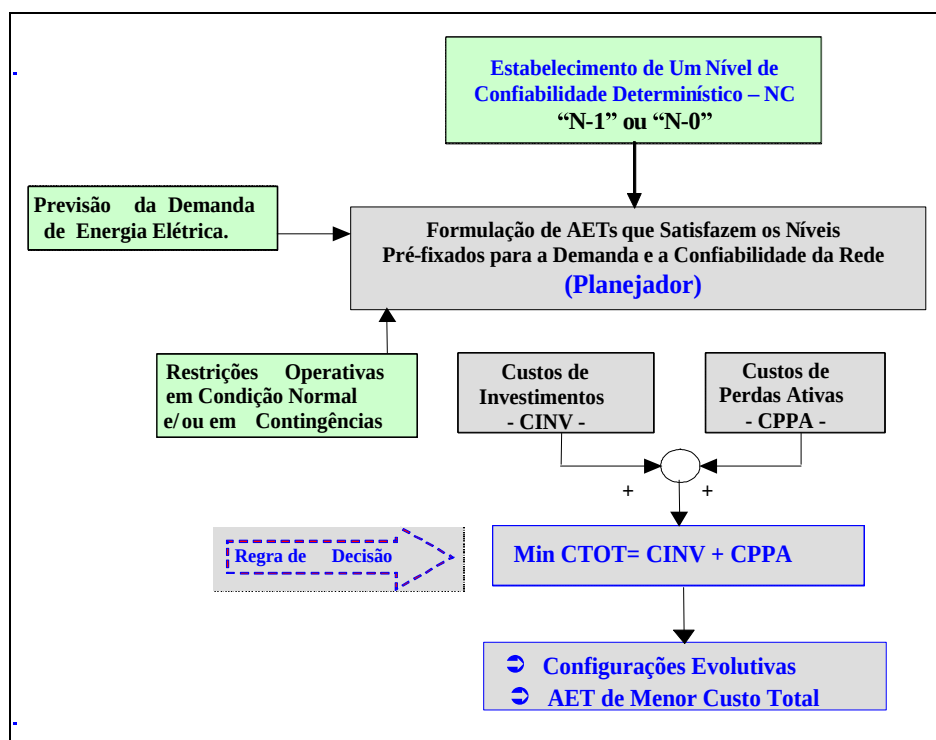


Figura 1.2: Modelo Indicado pelo CTET/CCPE para Solução do Problema do PET e PEI

☑ Sistemática de Avaliação de Desempenho das AETs

Na Figura 1.3 é ilustrada, de forma esquemática e de maneira simplificada, a sequência de tarefas que vem sendo utilizada pelo CTET/CCPE para formulação de AETs. Percebe-se desta abordagem metodológica que, o planejador define as adições de reforços quando da identificação das falhas dos critérios de regime permanente e dinâmico, onde:

- ☐ Tarefas FPCN e FPCE - Fluxo de Potência em Condição Normal e Emergência;
- ☐ Tarefa DINA e TRAN - Análise de Transitórios Eletromecânicos e Eletromagnéticos;
- ☐ Tarefa ECON - Análise Econômica Comparativa.

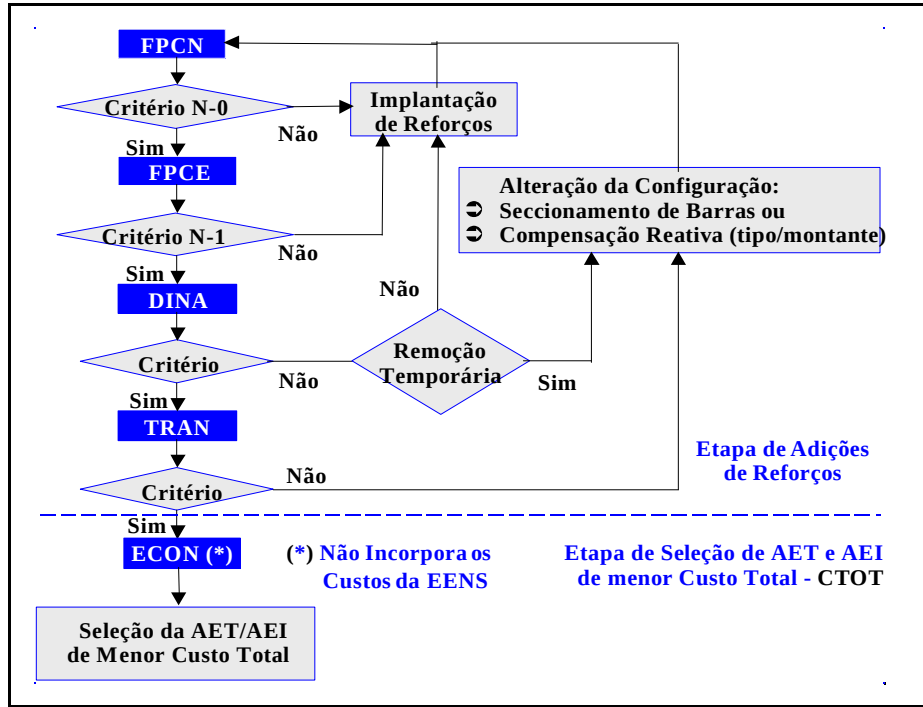


Figura 1.3: Tarefas Utilizadas pelo CTET para Formulação de AETs, AERs e AEIs

Identificam-se duas etapas distintas nesta abordagem metodológica de síntese de redes: a etapa de adições de circuitos ao longo do horizonte - H de planejamento, e a etapa de seleção da AET de menor custo total.

- Na primeira etapa, tanto a identificação dos circuitos candidatos como os barramentos mais adequados para conexão das futuras adições, ficam a cargo da experiência do planejador e do seu grau de conhecimento sobre a rede de transmissão em análise, e é feita através de um processo de tentativa e erro;
- Na segunda etapa, dado que a confiabilidade de fornecimento de energia elétrica às diversas classes de consumidores é garantida através do critério determinístico de "N-1", a seleção da AET de menor custo total - CTOT (investimento - CINV + potência de perdas ativas - CPPA) é feita através da solução do problema de minimização (1.1).

$$\text{Min CTOT} = \sum_{t \in H} (\text{CINV}_t + \text{CPPA}_t) \quad (1.1a)$$

Sujeito a:

$$g_t(x, y) = 0 \quad (1.1b)$$

$$h_t(x, y) \leq 0 \quad (1.1c)$$

$$\underline{x}_t \leq x_t \leq \bar{x}_t \quad (1.1d)$$

Onde;

x - vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear;

y - vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear;

g - vetor de restrições de igualdades;

h - vetor de restrições de desigualdades e limites das variáveis de estado " y ";

$\underline{x}$ e $\bar{x}$ - limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle " x ".

✓ Procedimento de Seleção da AET de Menor Custo Total

Esquematicamente, a solução do problema (1.1) com restrições de igualdade e desigualdade, pode ser apreciada na Figura 1.4, onde é apresentada a curva de custo total, composta pela soma das parcelas dos custos assinalados anteriormente, em função dos níveis de confiabilidade - NC da rede.

Note que o nível de confiabilidade é estabelecido a priori através da aplicação do critério determinístico de "N-1". Assim, ao estabelecer este critério de dimensionamento, o planejador obterá uma solução de maior custo do que a solução ótima (NC^*), uma vez que o sistema como um todo, estará assumindo custos maiores que os necessários para a sua operação.

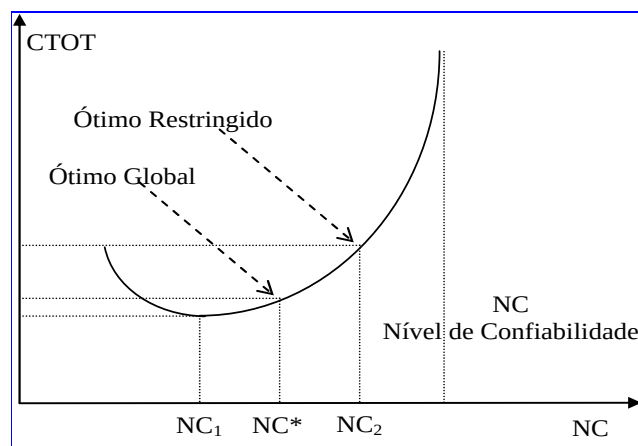


Figura 1.4: Custo Total em Função de Nível de Confiabilidade

✓ Modelo Geral da Metodologia Proposta para o PET

A literatura classifica as abordagens metodológicas utilizadas para a solução do PET em dois grupos: as que utilizam modelos matemáticos de otimização e as que fazem uso de heurísticas matemáticas. Entretanto, existem abordagens que utilizam estes dois tipos de modelos, sendo denominadas de meta-heurística. Alguns trabalhos publicados na literatura especializada, pertencentes a estes dois grupos de enfoques, são brevemente analisados mais adiante no item 1.2.

Nos modelos baseados em programação matemática, o PET é posto como um problema de otimização com uma determinada função objetivo, sujeito a um conjunto de restrições, onde as restrições tentam representar grande parte dos critérios (operativos, econômicos e confiabilidade) impostos pelas redes elétricas e pelos consumidores.

Ao longo dos últimos anos, vários métodos têm sido propostos para obter a solução "ótima" para o PET, sendo que muitos deles usam as técnicas de otimização clássicas de programação, tais como: programação linear, não linear e inteira mista. Técnicas de otimização, baseadas em decomposição (hierárquica e de Benders) ou juntamente com outras, também têm sido utilizadas.

Usualmente, grandes obstáculos aparecem durante a obtenção das soluções "ótimas" quando técnicas de programação matemáticas são utilizadas para formular e resolver o problema do PET, o qual é não linear e não convexo por natureza.

Apesar dos substanciais avanços alcançados nos últimos anos de pesquisa, estas técnicas de otimização ainda apresentam limitações importantes em relação à precisão desejada na simulação do desempenho da rede e no uso de simplificações para viabilizar a utilização das técnicas de otimização existentes.

Por sua vez, os métodos baseados em heurísticas matemáticas se constituem em uma abordagem alternativa aos modelos de programação matemática. A denominação de heurística deve ser entendida como sendo todas as técnicas que, em vez de usar as abordagens clássicas de otimização, vai gerando, avaliando e selecionando as adições de circuitos, passo a passo, sem a ajuda do especialista (síntese automática) ou com a ajuda do planejador (síntese interativa).

Para definir a sequência de adições de circuitos, os algoritmos heurísticos realizam pesquisas de adições de mínimos custos locais, de forma a atender determinado critério heurístico lógico, empírico ou baseado em análise de sensibilidades simplificadas. Os algoritmos heurísticos propostos até o momento se apresentam bastante atrativos, do ponto de vista prático, quando se deseja obter apenas adições de circuitos tecnicamente viáveis e de mínimos custos locais. Ou seja, quando se deseja formular AETs tecnicamente viáveis e economicamente competitivas com pouco esforço computacional.

Entretanto, o uso destes algoritmos não garante que a solução de menor custo obtida corresponde à sequência ótima de adições. Estes modelos também apresentam limitações significativas com relação ao processo de seleção das adições de menores custos.

Em alguns algoritmos as limitações são devido à utilização ou de abordagens particularizadas para usos específicos, nos quais os custos de operação podem ser desprezados ou são devido à utilização de abordagens desenvolvidas para atender determinadas redes de transmissão com características específicas.

Em síntese, um algoritmo heurístico completo e eficiente, ainda não foi desenvolvido. Os modelos propostos até agora apresentam algumas limitações de sua aplicação à problemas reais de expansão de redes de transmissão de grande porte. Diante destas constatações, duas linhas podem se perseguir com a finalidade de definir a melhor sequência de adições de circuitos:

- ❑ Buscar uma solução "aceitável" via modelos simplificados, sem considerar as diversas parcelas de custos envolvidos, a natureza aleatória das cargas e das falhas dos componentes da rede de transmissão;
- ❑ Obter boas soluções (mais próxima da solução ótima) através de avaliações detalhadas, considerando as diversas parcelas de custos envolvidos, bem como a natureza aleatória das cargas e das falhas dos componentes da rede de transmissão.

A metodologia proposta para a definição das adições dos circuitos no horizonte de análise, está em consonância com a segunda linha de atuação e tem como objetivo a aplicação dos Custos Marginais de Confiabilidade (Custos Marginais de Potência ou Multiplicadores de Lagrange) associados aos circuitos e aos barramentos da rede de transmissão.

Uma vez que o objetivo final é determinar uma ou duas AETs tecnicamente viáveis, dentre àquelas formuladas com o uso dos custos marginais de confiabilidade, e que sirvam de referências para a formulação de configurações evolutivas intermediárias, a obtenção das AETs de menores custos totais resultam da solução do problema de minimização (1.1).

Diante destas constatações, infere-se que a metodologia proposta nesta tese, para obtenção do sistema de referência superior, está em consonância com os conceitos estabelecidos para o Caminho ⑦ (Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza) da Figura 1.1, onde a análise de confiabilidade é realizada sob o aspecto de adequação.

1.1.2 Planejamento da Expansão de Reativos - PER

A necessidade de compensação reativa na rede de transmissão é detectada nos estudos de regime permanente e/ou não permanente à frequência industrial (Figura 1.3). As análises voltadas ao dimensionamento da compensação reativa podem ser distinguidas em função do grau de abrangência e detalhamento, em duas categorias, que se relacionam ao horizonte em que são executados: análises de estabelecimento e comparação de alternativas, e análises de detalhamento da AET selecionada (menor custo total).

Na primeira categoria, enquadram-se as análises de planejamento de médio e longo prazo, no âmbito dos quais são definidas as diretrizes para a expansão da rede de transmissão, bem como formuladas e analisadas as AETs. Na segunda categoria enquadram-se, tipicamente, as análises de planejamento de curto e médio prazo, onde o conjunto inicial de AETs já se encontra restrito a uma ou duas alternativas de configurações evolutivas economicamente mais atrativas.

Em síntese, o PER consiste de uma das etapas dos estudos do planejamento da rede de transmissão (PET), sendo precedido pelos estudos de dimensionamento das configurações evolutivas, ou seja, definição dos circuitos, segundo algum critério de confiabilidade. Para formular e resolver este problema (não linear) de alocação e dimensionamento de compensação reativa em derivação, diversos artigos técnicos foi publicado na literatura nacional e internacional.

☒ **Como Problema do PER é Resolvido Hoje**

De forma similar ao problema do PET, a questão - "definir o montante de adições de reativos (o Quanto do PER), a localização dos reativos (o Onde do PER) e em qual seqüência de adições (o Quando do PER) que atendam os requisitos de operação, custos e confiabilidade" - se apresenta como um modelo de otimização de fluxo de potência, composto de uma função objetivo a ser minimizada, de um conjunto de restrições (físicas e operativas) a serem atendidas, e de um conjunto de variáveis de estado e controle.

Nos ambientes de planejamento das empresas do setor elétrico brasileiro, tradicionalmente, a busca da solução de menor custo total, para este tipo de problema, tem sido feita através de análises de fluxos de potências em condições normais de operação e de emergências (normalmente contingências simples). Como pode ser visto na Figura 1.1, esta abordagem metodológica está em consonância com os conceitos do Caminho ^③ (Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza).

A determinação do montante e tipo de compensação reativa em derivação, bem como a identificação dos barramentos mais adequados para as futuras adições, fica a cargo da experiência do especialista e do seu grau de conhecimento sobre a rede elétrica. O dimensionamento é realizado por meio de um processo de tentativa e erro.

☒ **Sistemática de Avaliação de Desempenho das AERs**

A compensação reativa em derivação tem como finalidade básica promover a compensação do fator de potência das cargas (ao nível de consumidor ou de sistema), trazendo como benefícios potenciais:

- ☐ A correção do nível de tensão operativa dos barramentos da rede de transmissão;
- ☐ A redução da necessidade de ampliação da capacidade de transformação na interligação entre subsistemas e perdas ativas na transmissão, etc.

As análises sugeridas pelo CTET/CCPE [CCPE_02], para dimensionamento da compensação reativa em derivação, encontram-se ilustrada, de forma esquemática e simplificada na Figura 1.3. Tradicionalmente o suporte de reativos é implementado por meio de bancos de capacitores fixos ou manobráveis.

☑ Modelo Geral da Metodologia Proposta para o PER

De acordo com as técnicas de otimização ou heurísticas utilizadas para formulação e solução do problema de alocação e dimensionamento da compensação reativa, as abordagens metodológicas podem ser classificadas em duas categorias: as que utilizam técnicas de otimização baseadas em decomposição (hierárquica e Benders) e as que utilizam métodos baseados em inteligência artificial, tais como: algoritmo genético e busca estatística (Simulated Annealing).

Nos artigos pesquisados, o fluxo de informações entre os dois subproblemas é realizado sem a ajuda do especialista (síntese automática). Esta técnica utiliza variáveis contínuas, ou seja, não considera a natureza discreta das fontes de reativos em derivação. Alguns trabalhos pertencentes a estas duas categorias de enfoque são analisados mais adiante, no item 1.2.

A técnica de Decomposição de Benders se apresenta bastante atrativa, dado que ela permite separar os subproblemas de investimento e operação. No primeiro subproblema são tomadas as decisões relativas à localização e aos montantes das novas fontes de reativos em derivação, enquanto que segundo decidem-se quais fontes adicionadas são usadas de forma a viabilizar a operação da rede em condições de contingências.

Ao examinar a literatura constata-se que o PER é tratado de forma determinística e a um estágio de tempo, ou seja, segundo o Caminho ③ da Figura 1.1. Somente alguns dos trabalhos consideram a natureza discreta do problema de alocação, e que, em geral, fazem uso de uma lista de barramentos candidatos às futuras adições, e de uma lista de contingências sem, no entanto, levar em consideração as incertezas oriundas das indisponibilidades dos circuitos.

Diante destas constatações, e reconhecendo como fundamental a participação do especialista, que com seu conhecimento e experiência, deve intervir na etapa de estabelecimento dos barramentos mais adequados para as adições de reativos em derivação, a presente tese objetiva aplicar os Custos Marginais de Confiabilidade associados às parcelas reativas das cargas.

Com a aplicação desta heurística de identificação dos barramentos mais atrativos para adições de reativos em derivação, observa-se uma consonância com os conceitos estabelecidos para o Caminho ⑦ (Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza) da Figura 1.1, onde as análises de confiabilidade são realizadas sob o aspecto de adequação.

1.1.3 Otimização da Seqüência de Adições de Circuitos

Um dos grandes desafios apresentados para os profissionais envolvidos com o problema do PET consiste em encontrar um "ponto ótimo" de suprimento entre o menor custo e a maior confiabilidade possível (ou menor expectativa de energia não suprida).

A continuidade de atendimento que rede de transmissão oferece aos seus consumidores, com maior nível de confiabilidade possível, está diretamente relacionada com os montantes de investimentos planejados. Entretanto, grandes investimentos resultam em custos finais (totais) elevados e, conseqüentemente, em tarifas elevadas. A análise inversa também pode ser feita, isto é, a redução do nível de investimentos resulta em custos finais pequenos e, conseqüentemente, em uma rede de transmissão menos confiável, como pode ser visto a seguir.

☑ Como o Problema é Resolvido Hoje

A questão - "determinar Quanto investir na rede de transmissão para obter um maior nível de confiabilidade possível" - se apresenta como um problema combinatório de grande escala, cuja solução envolve a busca de um ponto de equilíbrio entre estes dois requisitos conflitantes. Para obter o melhor balanço torna-se necessário identificar como a confiabilidade da rede está relacionada com o custo de investimento, como mostra a Figura 1.5 a seguir.

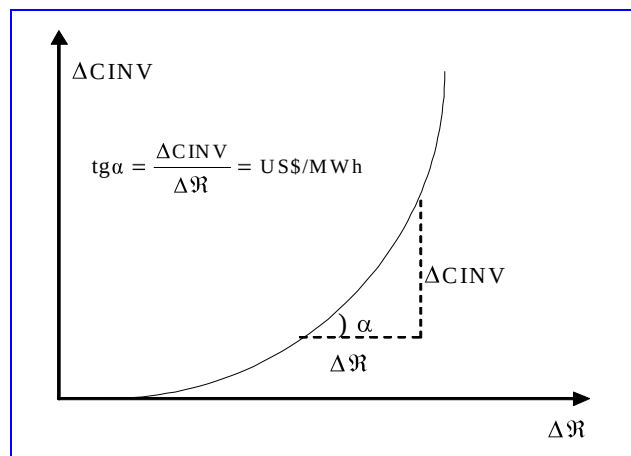


Figura 1.5: Custo Incremental de Confiabilidade - $\text{tg } \alpha$ (US\$/MWh)

Nesta figura, o custo incremental de confiabilidade (US\$/MWh) representado por " $\text{tg } \alpha$ ", permite avaliar se a adição de um ou mais circuitos propicia um maior ou menor benefício para a rede de transmissão em termos de confiabilidade, considerando que " ΔR " mede a variação do nível de energia não suprida, e " $\Delta CINV$ " a variação incremental do custo de investimento.

☑ **Sistemática de Geração de Sequências de Adições de Circuitos**

Uma sistemática que pode ser utilizada para gerar as sequências de adições tecnicamente viáveis [B_00], consiste em determinar configurações evolutivas a partir das configurações de referências definidas de modo a atender a critérios determinísticos pré-estabelecidos (p.ex: critério "N-1"). Denominam-se estas configurações de Sistema de Referência Superior.

No extremo oposto, como balizamentos inferiores, são definidas as configurações evolutivas para a rede, em que apenas são garantidos os atendimentos às cargas em condições normais de operação (critério determinístico "N-0"). Denominam-se estas configurações de Sistema de Referência Inferior.

Tomando como referências estes dois sistemas extremos, são geradas configurações evolutivas intermediárias denominadas de Sistemas Intermediários, através de combinações de postergações das adições de circuitos previstas no período de planejamento, até que sejam alcançadas as configurações mínimas tecnicamente viáveis (sistema de referência inferior).

Note que, a definição da sequência ótima tem como principal dificuldade o fato de ser combinatória e de grade escala, visto que o número de possibilidades de configurações evolutivas a serem analisadas cresce exponencialmente com o porte da rede e o horizonte de planejamento.

☑ **Critério de Parada de Postergações de Adições de Circuitos**

Diante da característica combinatória resultante do procedimento de geração de sequências de adições, com características heterogêneas, ou seja, dos sistemas intermediários, torna-se necessário o estabelecimento de um mecanismo que reduza, de forma eficiente, através de um Critério de Parada de Postergação de Reforços. Ademais que resultem em elevados de custos de expectativa de energia não suprida, ramos da Árvore de Configurações Evolutivas geradas [B_00].

Considera-se economicamente atrativa a postergação de um ou mais adições de reforços, por um ou mais anos "p", se o valor da redução do custo de investimento for igual ou superior ao valor do acréscimo de CENS mais o acréscimo de CPPA. Considerando o Custo Unitário de Interrupção - Cuf independente da duração da interrupção, ou seja, constante, deduz-se que:

$$Cuf \leq \left(\frac{\tau \times CINV_0}{frc(\tau, k)} - \sum_{k=1}^p \frac{\Delta^{+}CPPA_k}{(1+\tau)^k} \right) \left/ \left(\sum_{k=1}^p \frac{\Delta^{+}EENS_k}{(1+\tau)^k} \right) \right. \quad (1.2a)$$

Onde o fator $frc(\tau, k)$ é dado por:

$$frc(\tau, k) = 1 / \sum_{k=1}^p \frac{1}{(1+\tau)^t} = \frac{\tau(1+\tau)^p}{(1+\tau)^p - 1} \quad (1.2b)$$

$\Delta^- \text{CINV}_k$ - redução de CINV por cada ano "k" de postergação;

$\Delta^+ \text{EENS}_k$ - acréscimo de EENS por cada ano "k" de postergação;

$\Delta^+ \text{CPPA}_k$ - acréscimo de CPPA por cada ano "k" de postergação;

$\tau \cdot \text{CINV}_k$ - redução de CINV por cada "k" ano de postergação;

τ - taxa de desconto.

Note que o segundo membro da equação (1.2a) tem a mesma dimensão do custo marginal de confiabilidade e do Cuf, ou seja, de US\$/MWh, e pode ser interpretado como um Custo Equivalente de Interrupção do Sistema - Ceis, associado ao período de postergação (p). Com esta concepção, a condição de parada de postergação de adições de circuitos do sistema de referência superior, para qualquer sistema intermediário, ocorre quando a relação (1.3) for obedecida.

$$\text{Cuf} \geq \text{Ceis}_p \quad (1.3)$$

Neste sentido, o indicador econômico "Ceis" tem a capacidade de identificar e eliminar, durante o processo de formulação das configurações evolutivas, as AET extremas situadas nas regiões extremas do plano $\text{CTOT}_{\text{eq}} \times \text{EENS}_{\text{eq}}$ ilustradas na Figura 1.6.

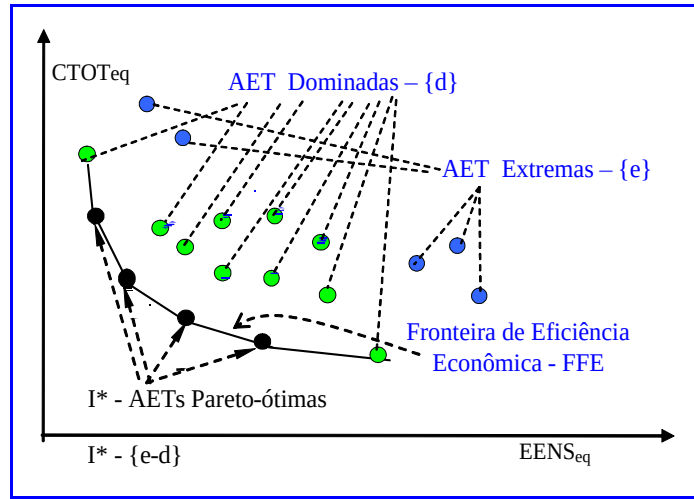


Figura 1.6: AET Extremas, Dominadas e Pareto-Ótimas

Nesta curva, a Expectativa de Energia Não Suprida Equivalente - EENS_{eq} espelha as variações anuais das EENS de cada AET formulada, em termos de um valor constante ao longo do período de estudo. Portanto, representa as EENS cujos valores presentes dos seus custos igualam ao valor atual dos custos anuais das EENS_t inerentes às configurações evolutivas.

Considerando o custo unitário de interrupção constante, ou seja, independente da duração da interrupção, o conceito de EENS equivalente (em MWh/ano) e as séries uniformes de fluxos de custos de energias não supridas - $EENS_t$, deduz-se que:

$$EENS_{eq} = fva(\tau, h) \times \sum_{t=1}^h \frac{EENS_t}{(1+\tau)^t} \quad (1.4a)$$

Onde o fator de atualização $fva(\tau, h)$ é dado por:

$$fva(\tau, h) = 1 / \sum_{t=1}^h \frac{1}{(1+\tau)^t} = \frac{\tau(1+\tau)^h}{(1+\tau)^h - 1} \quad (1.4b)$$

☑ Modelo e Critério de Hierarquização das AETs Heterogêneas

O método proposto para comparação e hierarquização do conjunto de AETs heterogêneas baseia-se em um Indicador de Mérito Econômico - IME. Este indicador de mérito econômico é expresso por uma relação incremental custo-benefício econômico, onde o benefício econômico incremental está associado ao alívio financeiro resultante de postergações de reforços.

Este índice é medido pela redução do custo de investimento equivalente - $\Delta^+ CINV_{eq}^e$ ({e} - conjunto este que resulta da eliminação das configurações evolutivas extremas). Já o custo incremental corresponde a degradação das condições operativas, em condição de contingências simples, decorrentes dos adiantamentos das adições de reforços e é medido pelo acréscimo do custo de $EENS_{eq}^e$ mais PPA_{eq}^e , ou seja, pela equação (1.5a):

$$\Delta^+ CMWh_{eq}^e = \Delta^+ CENS_{eq}^e + \Delta^+ CPPA_{eq}^e \quad (1.5a)$$

Assim, considerando as definições acima e as variações de custos incrementais equivalentes apresentadas nesta tabela, a expressão do IME_{eq}^e toma a seguinte forma algébrica:

$$IME_{eq}^e = \frac{\Delta^- CINV_{eq}^e}{\Delta^+ CMWh_{eq}^e} = \frac{\Delta^- CINV_{eq}^e}{\Delta^+ CENS_{eq}^e + \Delta^+ CPPA_{eq}^e} \quad (1.5b)$$

$$\Delta^+ CENS_{eq}^e = Cuf \times [EENS_{eq}^{RS} - EENS_{eq}^{(-)}] \quad (1.5c)$$

$$\Delta^+ CPPA_{eq}^e = Cup \times [PPA_{eq}^{RS} - PPA_{eq}^{(-)}] \quad (1.5d)$$

(-) - significa que o sistema de referência superior - RS está excluído dos cálculos dos valores das $EENS_{eq}^e$ e das PPA_{eq}^e .

Vale salientar que, além de ordenar as AETs heterogêneas o IME_{eq} , conforme concebido, também permite identificar as configurações que se localizam na curva $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$, e próximas a esta, conforme ilustrada na Figura 1.6. As configurações evolutivas assim localizadas denominam-se Pareto-ótimas.

O critério de hierarquização de AET proposto é feito através do maior para o menor valor de IME_{eq} , ou seja, através da maior para a menor relação entre o benefício econômico incremental resultante do adiamento e o custo incremental de $EENS_{eq}^e$ mais PPA_{eq}^e , proveniente das postergações das adições dos reforços.

Em resumo, procuram-se as configurações evolutivas localizados em uma região do espaço cartesiano ilustrado na Figura 1.6 tal que a inclinação não seja muito acentuada, significando que uma pequena variação na parcela de custo equivalente $CMWI_{eq}^e$ resulta em uma acentuada variação na parcela de custo equivalente $CINV_{eq}^e$.

☑ Identificação das AETs Pareto- Ótimas

Em situações de tomada de decisão baseada em múltiplos objetivos, mais especificamente sob dois objetivos conflitantes como está sendo tratado, freqüentemente, se pesquisa pelas soluções Pareto-Ótimas para o problema do PET.

As Alternativas Pareto-ótimas - I^* são constituídas pelos sistemas de transmissão pertencentes ao conjunto de AETs - $\{I^*\} = \{e-d\}$ que resulta após a eliminação das configurações evolutivas extremas e dominadas, resultando em um Conjunto de Decisão - CD, composto de configurações evolutivas não dominadas e de maiores valores de $IME_{eq}^{I^*}$. Note que as alternativas de configurações evolutivas I^* , definidas desta maneira, se situam sobre a curva de Fronteira de Eficiência Econômica - FEE indicada na Figura 1.6.

☑ Modelo de Seleção da AET Ótima

O próximo passo, segundo a Figura 1.6, consiste em selecionar a AET que atenda aos requisitos de mínimo custo total, menor EENS e maior $IME_{eq}^{I^*}$. Para atender a estes requisitos conflitantes foi utilizada uma regra de decisão baseada em múltiplos objetivos.

A regra de decisão adotada para selecionar as configurações evolutivas ótimas, consiste em identificar entre as configurações evolutivas $I^* \in CD$, aquela que minimiza, simultaneamente, os valores de $CTOT_{eq}^{I^*}$ e de $EENS_{eq}^{I^*}$, e que maximiza o valor do $IME_{eq}^{I^*}$.

Com estas considerações a sequência ótima de adições de circuitos é obtida através da solução do problema de minimização com restrições expressas pelas equações (1.6b) a (1.6f):

$$\text{Min}_{I^*} \text{CTOT}_{\text{eq}}^{I^*} = \text{Min}_{I^*} [\text{CINV}_{\text{eq}}^{I^*} + \text{CPPA}_{\text{eq}}^{I^*} + \text{CENS}_{\text{eq}}^{I^*}] \quad (1.6a)$$

Sujeito a:

$$g_t^{I^*}(x, y) = 0 \quad (1.6b)$$

$$h_t^{I^*}(x, y) \leq 0 \quad (1.6c)$$

$$\underline{x}_t^{I^*} \leq x_t^{I^*} \leq \overline{x}_t^{I^*} \quad (1.6d)$$

$$\text{IME}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{IME}_{\text{eq}(\text{max})}^{I^*} \quad (1.6e)$$

$$\text{EENS}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{EENS}_{\text{eq}(\text{min})}^{I^*} \quad (1.6f)$$

Onde;

x - vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear;

y - vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear;

g - vetor de restrições de igualdades;

h - vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores e superiores das variáveis y;

$\underline{x}$ e $\overline{x}$ - limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle.

☑ Modelo Geral da Metodologia Proposta para Otimização da Reserva de Capacidade de Transmissão

Em geral, a definição da evolução da reserva de capacidade de transmissão não é utilizada explicitamente no modelo que estabelece a sequência ótima de adições de reforços, como ocorre com a reserva de geração. Ou seja, ela é obtida a posteriori ao processo de formulação das alternativas de configurações evolutivas.

Surge então, a primeira questão: qual sinalizador deve ser utilizado para inferir o grau de utilização da rede de transmissão ao longo do período de planejamento. A segunda questão consiste em como assegurar que a sequência ótima de adições de circuitos é a mesma que a obtida com a regra de decisão baseada na minimização simultânea de CTOT e de EENS, e de um indicador de mérito econômico.

Diferentemente da abordagem acima descrita, que procurava definir a sequência ótima de adições de circuitos em função da EENS, a estrutura matemática apresentada nesta tese, consiste em estabelecer a mesma sequência ótima através do equilíbrio entre o custo total e a reserva de capacidade de transmissão. Ressalta-se que a reserva de capacidade de transmissão é traduzida pelo Custo Equivalente de Interrupção do Sistema (Ceis).

Para alcançar este novo objetivo, parte-se do conceito de maximização do Benefício Líquido Total pelo consumo de energia [M_80]. Isto significa que, considerando o efeito do crescimento da demanda de energia, o modelo de otimização utilizado deverá selecionar a AET, cuja sequência ótima de adições resulte em um valor atual máximo para os benefícios líquidos.

Com estas considerações, infere-se que a metodologia utilizada nesta tese, para obtenção da sequência ótima de adições em função da reserva de capacidade de transmissão, está em consonância com os conceitos estabelecidos para o Caminho ⑦ (Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza) como pode ser visto na Figura 1.1.

1.1.4 Planejamento da Expansão de Interligações - PEI

O sistema elétrico brasileiro, em virtude de sua característica eletrogeográfica e do estágio de desenvolvimento, foi dividido em quatro subsistemas energéticos: Sul, Sudeste/ Centro Oeste, Norte e Nordeste [CCPE_01], onde as interligações elétricas entre eles são consequência natural da política de expansão do vasto parque gerador predominantemente hidráulico (cerca de 95%). A Figura 1.7 apresentada a seguir mostra as localizações eletrogeográficas dos quatro submercados de energia elétrica brasileiro e as respectivas redes de interligações.



Figura 1.7: Submercados de Energia Brasileiro e Interligações Regionais

☑ Como o Problema é Resolvido Hoje

A questão que se apresenta: "determinar a quantidade de adições de circuitos (o Quanto do PEI), a localização das adições (o Onde) e em qual sequência (o Quando), que atendam os requisitos econômico-energéticos e de confiabilidade", se constitui em um problema de integração entre os modelos elétrico e energético.

Historicamente, o problema do PEI tem sido resolvido de forma interativa, onde a síntese da rede elétrica é feita com a intervenção do planejador. Essa forma interativa foi concebida nos anos setenta e teve sua implantação consolidada no setor elétrico brasileiro ao longo da década de oitenta. A sua execução consiste basicamente em comparações entre as AEI previamente formuladas para atender aos requisitos energéticos e ao critério de confiabilidade determinístico de "N-1" ou de "N-0" componentes.

A Figura 1.8 ilustra a metodologia indicada pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE para formulação de AEI's, mediante o critério de confiabilidade pré-fixado ("N-1" ou "N-0" componentes) e seleção das adições de circuitos economicamente mais atrativos.

Esta maneira interativa de formular alternativas de configurações evolutivas está em consonância com os conceitos estabelecidos para o Caminho ③ (Determinístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza) como pode ser visto na Figura 1.1.

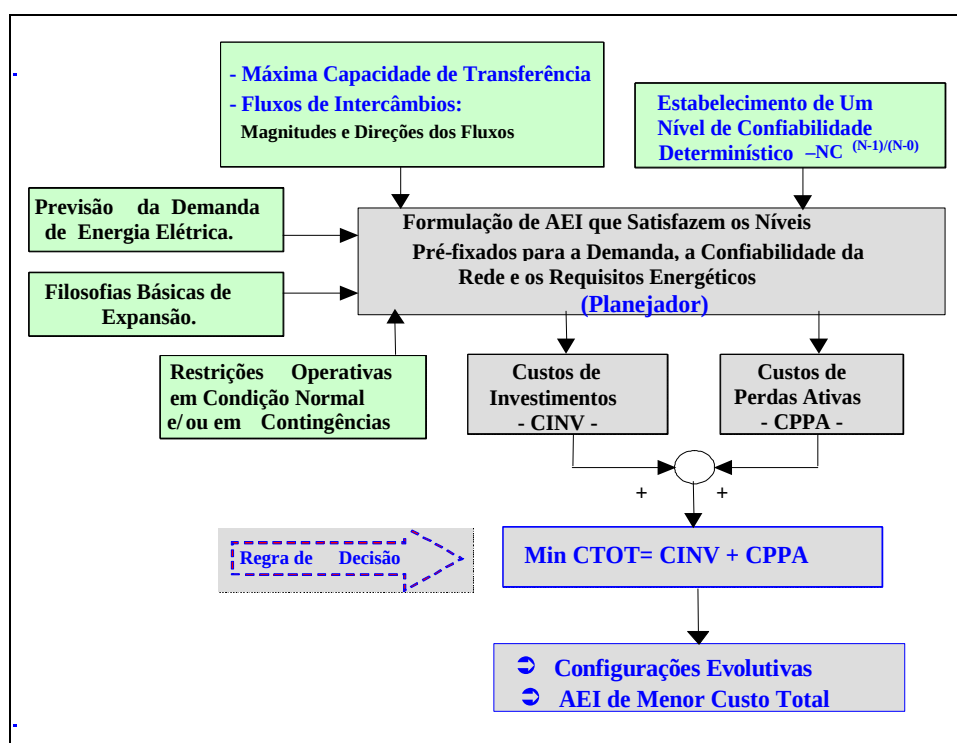


Figura 1.8: Modelo Indicado pelo CTET/CCPE para Solução do Problema do PEI

☑ **Sistemática de Avaliação de Desempenho Energético**

Como pode ser visto na Figura 1.8, o dimensionamento elétrico da rede de interligação depende, fundamentalmente, do conhecimento da capacidade máxima de transferência dos fluxos de energia, das suas magnitudes, das direções esperadas dos fluxos de energia nos circuitos que compõem a rede e das probabilidades de ocorrências associadas. Estes fluxos de energias, por sua vez, dependem do balanço entre as disponibilidades e os requisitos energéticos de cada subsistema, isoladamente considerados.

No caso de sistemas predominantemente hidroelétricos, as disponibilidades energéticas são funções, basicamente, das vazões afluentes a cada usina dos subsistemas, complementaridade entre vazões, do grau de regularização propiciado pelos seus reservatórios e complementação térmica. Como as afluições são de naturezas estocásticas, resulta que as disponibilidades energéticas e, por consequência, o balanço energético de cada subsistema e os intercâmbios decorrentes são, também, grandezas aleatórias.

Diante deste fato, a definição dos requisitos de transmissão associados a cada interligação entre subsistemas energéticos deve considerar o comportamento do parque gerador de cada subsistema frente a uma sequência de vazões históricas ou séries sintéticas.

Os estudos energéticos necessários à definição dos níveis de intercâmbio normalmente se baseiam em modelos matemáticos que simulam a operação dos sistemas hidrotérmicos, em base mensal, buscando a garantia do suprimento de energia a cada subsistema. Estes modelos simulam a operação dos sistemas hidrotérmicos em base mensal, buscando operá-los de acordo com regras pré-estabelecidas.

Assim, com esta sistemática de avaliação obtêm-se como subproduto os fluxos de intercâmbios médios mensais entre os subsistemas considerados, os quais servirão de referência aos estudos de dimensionamento elétrico da rede de interligação. Cabe salientar que os limites de fluxo entre subsistemas, utilizados nos modelos de simulação energética são obtidos a partir de estudos de avaliação de desempenho elétrico da rede de interligação.

Conforme comentado, os estudos relativos ao PET consistem, basicamente, em comparações de alternativas previamente concebidas. Estas comparações são de natureza técnica, ou seja, no que tange ao desempenho da alternativa sob o ponto de vista elétrico e de natureza econômica, no que tange ao custo e benefício da alternativa.

No caso dos circuitos de interligações entre subsistemas energéticos se acrescentam-se os aspectos energéticos para a formulação das alternativas, a definição dos benefícios e da data de necessidade de reforço.

O diagrama da Figura 17.9 resume as etapas atualmente propostas para identificar a necessidade de expansão da rede de interligação entre subsistemas energéticos.

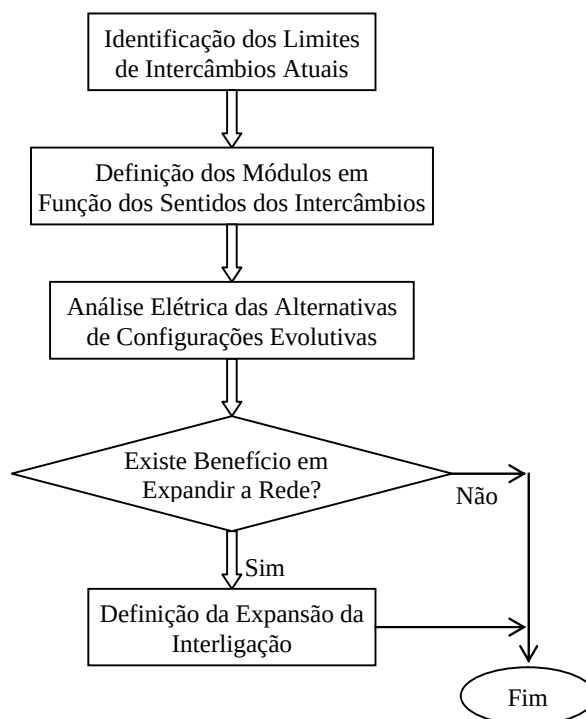


Figura 1.9: Etapas para Identificação da Necessidade de Expansão

☑ Sistemática de Avaliação de Desempenho Elétrico

Percebe-se da Figura 1.3 que, conforme as características físicas da rede de interligação e o estágio de maturação dos estudos de dimensionamento, além das simulações e análises de fluxos de potências em condição normal (FPCN) e de emergência (FPCE). Também são realizadas simulações e análises de estabilidade transitória e dinâmica (DINA), rejeição de carga e de energizações de equipamentos (TRAN).

As simulações e análises assim executadas permitem definir a sequência de adições de reforços e os limites de transferência de energia entre os subsistemas, guiados por um critério de confiabilidade de "N-1" ou "N-0" componentes e por critérios de desempenho eletromecânico e eletromagnético. Estes últimos visam preservar a segurança dos equipamentos da rede de interligação e dos subsistemas energéticos.

☑ Regra Utilizada para Decisão de Investimentos

Como resultados dos estudos de dimensionamento energético das interligações emergem os níveis e os sentidos esperados dos fluxos de energia entre os subsistemas, bem como os benefícios energéticos associados. Estes benefícios, juntamente com os custos a serem levantados na etapa de dimensionamento elétrico da interligação, permitirão realizar a análise econômica comparativa (Tarefa ECON) das AEIs formuladas e seleção daquela que apresenta o menor custo total.

Tal como na solução adotada no PET, a regra de decisão usualmente adotada para selecionar as adições de circuitos da AEI de menor valor de custo total, é composta pela soma dos valores atuais dos custos de investimentos e de potências de perdas ativas, calculados para todo o horizonte de planejamento.

✓ Modelo Geral da Metodologia Proposta para o PEI

Diferentemente da abordagem determinística ilustrada na Figura 1.2, a abordagem probabilística proposta para dimensionar as redes de interligação entre subsistemas energéticos, consiste em definir as adições dos circuitos em função dos montantes de cortes de carga provenientes da tarefa DINA. A regra de decisão busca o balanço mais adequado entre os custos e as expectativas de energias não supridas.

A Figura 1.8 ilustra, de forma esquemática e simplificada, um algoritmo geral para estabelecimento da sequência de análises utilizadas pelo processo iterativo de formulação das AEIs, bem como o inter-relacionamento das tarefas de regime permanente e transitório. Vale salientar que, os conceitos contidos na metodologia proposta atende aos requisitos exigidos pelo Caminho ⑦ (Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incerteza) indicado na Figura 1.1. Ou seja, ela trata o dimensionamento elétrico da interligação de forma probabilística, além de contemplar os aspectos relacionados ao dimensionamento energético.

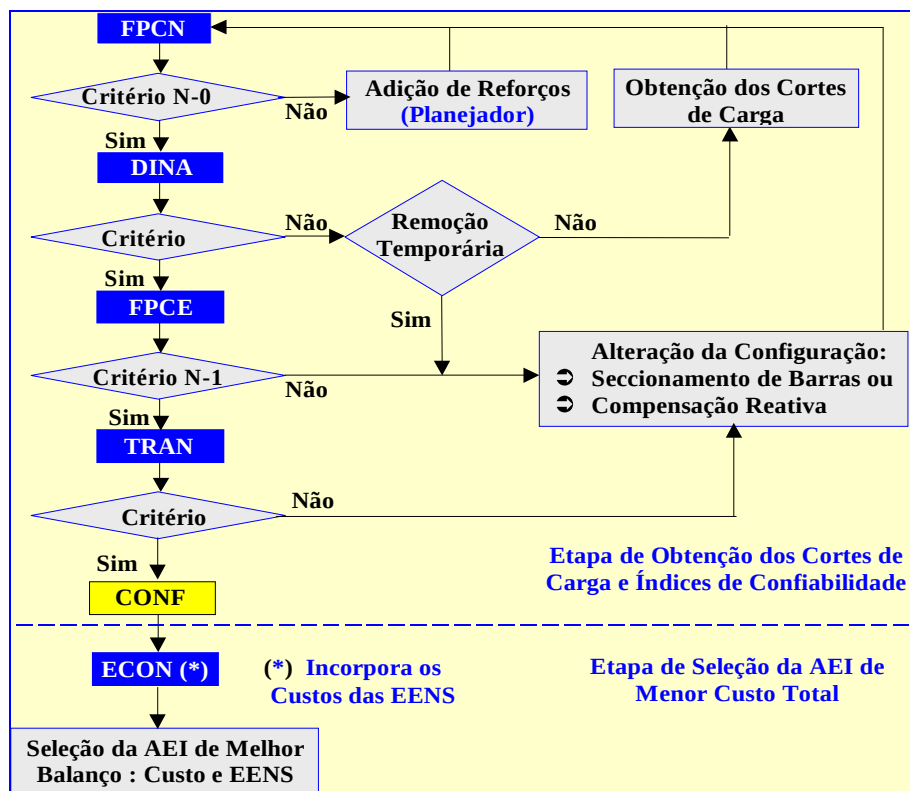


Figura 1.10: Sequência de Análises Proposta para Formulação de AEIs (Ótica de Segurança)

Como pode ser observada nesta figura, a execução da abordagem metodológica proposta requer a construção de um modelo de obtenção de cortes de carga, uma vez que eles são provenientes da tarefa "DINA", e de um modelo para obtenção de índices de confiabilidade. Chama-se a atenção de que as avaliações de confiabilidade devem ser realizadas sob a ótica de segurança, ao invés do enfoque de adequação, como nos problemas do PET e PER. A designação segurança deve ser aqui entendida como a habilidade de cada subsistema interligado suportar variações bruscas em suas configurações, cargas e gerações.

Diante desta constatação, a análise de segurança requer o estudo do comportamento dinâmico dos subsistemas energéticos, sob os enfoques de estabilidade transitória e dinâmica, decorrentes de desligamentos sequenciais ou colapsos de tensão. Neste sentido, a estabilidade torna-se outra condição importante, de modo a garantir da operação em paralelo dos geradores instalados nos subsistemas.

1.2 Revisão Bibliográfica

Em seguida é apresentada uma revisão bibliográfica das diversas metodologias propostas para resolver os problemas do PET e do PER, destacando-se as abordagens utilizadas e os avanços alcançados nas últimas três décadas. Vale salientar que a análise bibliográfica se restringe às proposições que representam os marcos significativos para as soluções dos problemas do PET e do PER.

1.2.1 Planejamento da Expansão da Transmissão - PET

PET tem sido objeto de muitos estudos e pesquisas há algum tempo, em diversos países. Contudo, foi a partir do início da década de setenta que foram publicados os primeiros trabalhos, mostrando como obter a AET de menor custo total. A título de ilustração, a Figura 1.9 apresenta uma classificação das distribuições percentuais das abordagens metodológicas desenvolvidas e propostas para a solução do problema do PET nas últimas três décadas.

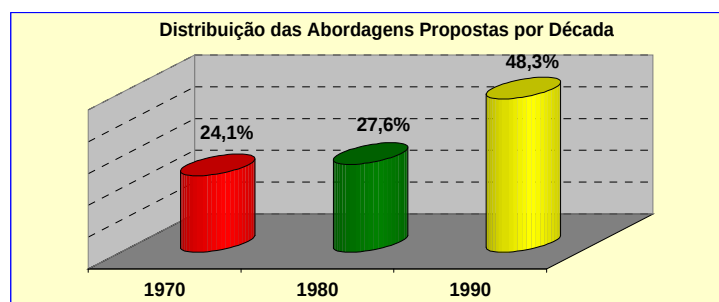


Figura 1.11: Abordagens Metodológicas Propostas por Décadas

No gráfico da Figura 1.10 são apresentadas a evolução das metodologias desenvolvidas e propostas para a solução do problema do PET nas décadas de 70 a 90, em função dos tipos das abordagens (caminhos da árvore de possibilidades indicada na Figura 1.1).

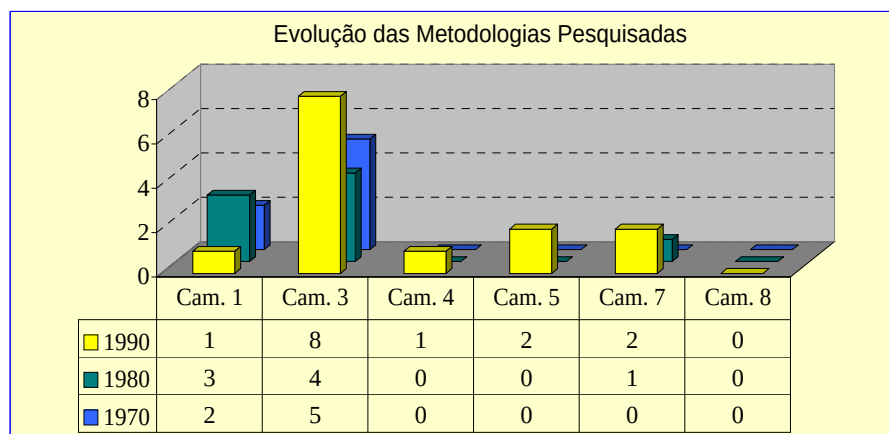


Figura 1.12: Evolução das Metodologias Pesquisadas nas Últimas Três Décadas

Na década de setenta foram propostas diferentes metodologias utilizando programação linear ou dinâmica, mas sem conseguir avanços significativos na solução do PET. Como pode ser observado, houve um crescimento expressivo em termos metodológicos, notadamente na década de noventa.

Não obstante, em meados desta década as pesquisas baseadas nas abordagens determinísticas foram reduzidas gradualmente, dando surgimento a uma preocupação crescente com o desenvolvimento de modelos baseados em abordagens probabilísticas, através da incorporação das análises de confiabilidade e do seu valor econômico na regra de decisão das adições dos circuitos.

Deve-se ressaltar que, nessa década observa-se uma intensificação do processo de reestruturação da indústria de energia elétrica em diversos países do mundo. Em alguns países, como o Chile e a Inglaterra (ambos na década de 1980), a Finlândia (1992), a Noruega (1992) e a Argentina (1992) esta reforma já foram implantadas. Em outros, como no Brasil, a reforma se iniciou em 1995 e se encontra em revisão.

A título de ilustração, a Figura 1.11 mostra a distribuição percentual das metodológicas propostas para a solução do problema do PET, nas últimas três décadas, em função das diferentes abordagens metodológicas.

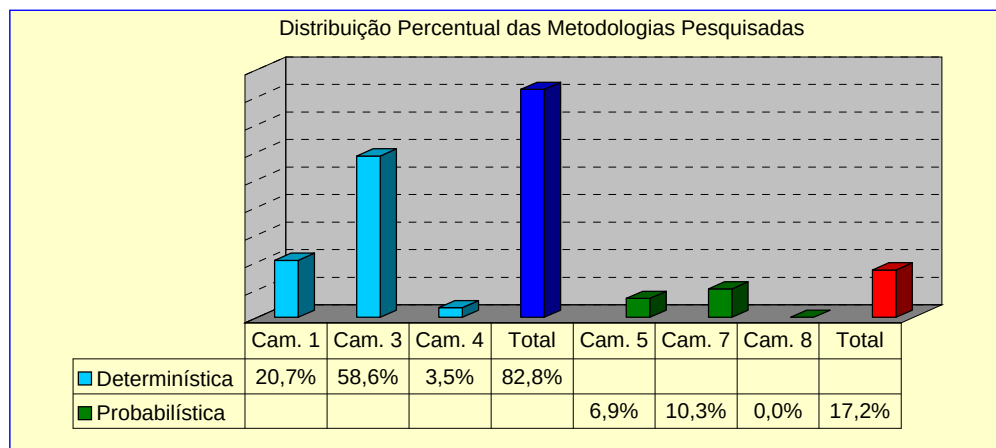


Figura 1.13 Distribuição Percentual das Abordagens Metodológicas Pesquisadas

1.2.1.1 Abordagem Determinística Via o Caminho ① da Figura 1.1 (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)

Corresponde ao chamado planejamento determinístico, onde os aspectos aleatórios associados aos componentes da rede de transmissão não são considerados na formulação e solução do problema do PET. É realizado a um estágio de tempo e leva em conta a existência de um único cenário futuro. No âmbito desta filosofia, o estado da arte pode ser resumido como se segue:

- ❑ A técnica de programação linear começou a ser utilizada para determinar a solução para o problema de planejamento a um estágio (AET de menor custo para o ano horizonte) [G_70] onde se procurou minimizar apenas o custo de investimento na expansão da transmissão;
- ❑ Em função da característica natural do problema da expansão (adicionar reforços ou não adicionar), foi proposto em [LHH_74] um método para definição da AET de menor custo, baseado em programação inteira do tipo Branch and Bound.

Entretanto, assim como a programação dinâmica, a utilização de programação inteira fica inviabilizada para sistemas de maiores portes, pois a quantidade de alternativas de configurações evolutivas a serem analisadas é igual a 2^n , onde "n" é o número de adições candidatos a serem implantados na rede de transmissão;

- ❑ Aproveitando a idéia proposta em [GVN_79], onde é sugerida uma metodologia para quantificação da capacidade de atendimento da carga de sistemas de geração-transmissão, [PPP_85] apresentam uma metodologia baseada em programação linear, para considerar o índice de capacidade de atendimento de carga no processo de síntese de redes de transmissão.

Além disto, é proposta uma outra metodologia que considera um índice de mínimo corte de carga. A ordenação de alternativas é formada através de uma análise de sensibilidades sobre o fluxo de potência linearizado;

- ❑ Em [VGS_85] é proposto um modelo para resolver o problema de definição do plano de investimento de mínimo custo, baseado também em programação linear. A maior contribuição deste trabalho reside na proposta de definição de reforços de transmissão, que é feita através da estimação dos fluxos em uma rede "artificial" (com as possíveis adições), utilizando um modelo de fluxos em redes;
- ❑ Em [SFS_89] também é abordado o problema de síntese de redes de transmissão, buscando a minimização dos custos de expansão. Para isto, são apresentadas várias formulações para o modelo de otimização, desde um modelo não-linear inteiro misto, cuja solução acarretaria um alto custo computacional, até chegar a um modelo linear por partes, o qual é resolvido por um algoritmo baseado em fluxos em redes;
- ❑ Em [OCB_95] o problema de planejamento a um estágio de tempo é abordado através da programação inteira, utilizando-se também a filosofia da decomposição de Benders, mas, incluindo-se heurísticas matemáticas de maneira a reduzir ao máximo o esforço computacional.

1.2.1.2 Abordagem Determinística Via o Caminho ③ da Figura 1.1 (Multiestágios de Tempo e Sem Incerteza)

Trata-se também de uma abordagem com característica determinística, porém realizada a multiestágios de tempo e é executado sob um único cenário de incerteza. Com esta filosofia de expansão identificamos o seguinte estado da arte:

- ❑ O problema do PET a múltiplos estágios de tempo começou a ser abordado através da programação linear [KPC_70], onde neste trabalho considera-se a minimização de investimentos na expansão e do custo de operação do sistema, através de restrições de segurança. O PET dinâmico é resolvido via programação dinâmica;
- ❑ Como na medida em que aumenta o número de configurações evolutivas a serem consideradas a programação dinâmica torna-se ineficiente, foi proposto em [DE_72] um método baseado em programação dinâmica, mas com algoritmo de busca probabilístico para otimizar o processo de definição da AET de menor custo.

Este trabalho é importante por seu pioneirismo em procurar levar em consideração a experiência do planejador, como forma de diminuir o número de configurações evolutivas;

- Para superar as desvantagens da programação dinâmica, em [G_73] é proposto um algoritmo para resolver o problema do PET baseado em busca em grafos. O algoritmo desenvolvido procura encontrar o caminho de mínimo custo, utilizando para isto grafos de expansão onde, através de heurísticas, consegue-se diminuir o número de AET tecnicamente viáveis;
- Quando se trata do planejamento a múltiplos estágios de tempo, muitas vezes não é vantajoso procurar uma única AET de mínimo custo, em função do aumento do tempo de processamento, mas sim um elenco de configurações evolutivas tecnicamente viáveis para cada estágio de planejamento. Isto é feito em [MJPCPP_82], onde se procura realizar a síntese de rede para cada estágio, seqüencialmente, através de sensibilidades, utilizando fluxo de potência DC.

O critério de definição do possível reforço de transmissão é baseado no critério de mínimo esforço, o qual define a distribuição de fluxo em uma rede de transmissão. É formada uma ordenação das AETs considerando uma relação de custo/benefício, onde o maior benefício se refere ao maior alívio de sobrecarga;

- O problema do PET a múltiplos estágios de tempo também é abordado em [BO_94]. Neste trabalho, utilizando-se programação linear e análise de sensibilidades, procura-se determinar as adições dos reforços de transmissão que apresentam os menores impactos sobre a rede de transmissão, para cada estágio até o horizonte "Forward", ou para o ano horizonte diretamente, determinando-se então as adições para cada estágio "Backward". As AETs são formuladas por um modelo de fluxo de potência linearizado;
- Explorando a característica natural do problema do PET, foi proposto inicialmente em [BL_75] a decomposição do problema em dois subproblemas: operação e investimento. Inicialmente o subproblema de investimento é resolvido a partir dos dados iniciais. Em seguida o problema de operação é então resolvido, considerando-se os resultados obtidos na solução do subproblema de investimento;
- Em [PPCO_85], a decomposição do problema é feita via decomposição de Benders, onde os subproblemas de operação e investimento são resolvidos através da aplicação de programação linear, programa de fluxos em redes e programa de fluxo de potência linearizado. Os subproblemas são relacionados entre si através dos cortes de Benders;
- A técnica de decomposição de Benders é novamente proposta para a solução do problema de determinação do mínimo custo global de expansão em [LC_91]. Neste artigo, o subproblema de investimento é resolvido via programação linear, enquanto que o subproblema de operação é resolvido através de simulação de Monte Carlo;

- A técnica de decomposição de Benders também é utilizada em [RM_94]. Neste trabalho também existe uma preocupação em se obter o mínimo global da função custo. Para isto a solução do problema do PET é dividida em três fases, onde na primeira fase busca-se uma solução inicial que pode ser um mínimo local, obtida com um modelo mais simples (modelo de transporte).

Na segunda fase é utilizado um modelo híbrido (modelo de transporte para novos reforços e fluxo de potência linearizado para circuitos existentes). Na terceira fase, utilizando programação linear inteira para o problema de investimento e fluxo de potência linearizado para modelar o problema de operação, determina-se o ponto de mínimo global. As decisões de investimento (adições) e os cortes de Benders são transferidos de fase em fase;

- O PET pode ser resolvido considerando restrições de segurança em um horizonte de médio prazo. Assim [SS_89] propõem dois métodos para definição de adições de transmissão, considerando restrições de segurança da rede elétrica. No primeiro, baseado em programação inteira mista, a AET é obtida considerando contingências simples e múltiplas, e o outro método baseado em heurística propõe a definição da AET de menor custo, em condição normal de operação, para em seguida fazer análise de contingências;

- Neste mesmo ano [Hsu et al., 89] propõem uma metodologia para considerar, na definição da AET de menor custo, novos índices tais como: máximo limite de transferência de potência, corrente de falta, além dos custos.

Além destes aspectos, cada AET obtida é avaliada em termos de estabilidade dinâmica (perturbações de baixa frequência), através das análises de autovalores e autovetores;

- No ano seguinte [FL_90] propõe uma metodologia para considerar o planejamento integrado geração-transmissão, onde a definição da AETs de menor custo é obtida considerando-se as contingências mais críticas. A síntese da rede de transmissão é realizada através de um algoritmo de busca baseado em grafos juntamente com heurísticas para eliminar as AETs mais onerosas;

- A preocupação de se formar um elenco de programas computacionais aplicados ao planejamento da transmissão, para uso do planejador foi demonstrada inicialmente em [MV_79]. Neste trabalho já se visualizava a possibilidade de se integrar todas as ferramentas necessárias ao planejador em um único ambiente computacional;

- Procurou-se ainda desenvolver ferramentas computacionais que apresentassem boa modularidade com relação à manutenção do software, e que apresentasse uma interface amigável para o usuário [FB_93], além de propiciar flexibilidade [FB_95];

- ❑ Neste contexto, a construção de ambientes computacionais de planejamento integrando várias ferramentas utilizadas pelo planejador, e que ao mesmo tempo for necesse uma boa interface gráfica, passou a ser o objetivo perseguido por vários pesquisadores, como descrito em [O_96] e [LPB_96];
- ❑ Nos últimos anos, com o objetivo de evitar a explosão combinatória, têm-se aplicado ao problema do PET técnicas baseadas em inteligência artificial, como o recozimento simulado [RGM_95] e [GAMR_96]. Neste último trabalho de pesquisa, procura-se reduzir o tempo computacional com a utilização de processamento paralelo;
- ❑ Outra técnica [RPCS_96] baseada em inteligência artificial, como os algoritmos genéticos, também tem sido utilizada para solução do problema do PET. Neste trabalho a filosofia dos algoritmos genéticos é utilizada para definir uma AET economicamente adaptada para um setor elétrico desverticalizado.

1.2.1.3 Abordagem Determinística Via o Caminho ④ da Figura 1.1 (Multiestágios de Tempo e Com Incerteza)

Trata-se de uma abordagem determinística, porém realizada a múltiplos estágios de tempo e considera a existência de mais de um cenário futuro, com probabilidades desconhecidas, na formulação do problema do PET. Com esta filosofia de expansão identificamos o seguinte estado da arte bibliográfico:

- ❑ Outra variável importante a ser considerada na formulação e solução do PET é a consideração das incertezas exógenas tais como o crescimento da demanda de energia elétrica. Com esta concepção, foram utilizados modelos baseados em técnicas de cenários como proposto no trabalho de [GCCP_93] e via lógica fuzzy como em [SMP_95].

1.2.1.4 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑤ da Figura 1.1 (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)

Corresponde a chamada abordagem probabilística, onde as características aleatórias dos componentes da rede de transmissão são consideradas na formulação de AETs e solução do PET. É realizada a um estágio de tempo e parte da premissa de que existe um único cenário futuro. Com esta concepção identificamos o seguinte estado da arte:

- ❑ O problema do PET a um estágio de tempo também é abordado em [DGF_96], levando em consideração as falhas dos componentes da rede de transmissão.

A maior contribuição deste trabalho reside na proposta de definição adições, que é feita através de comparação entre os custos incorridos pelo sistema e pelos consumidores, ou seja, através da comparação dos benefícios e dos custos. Trata-se de um problema de identificação da época de adição de um único reforço de transmissão (não compara AETs), utilizando os custos decorrentes das interrupções de fornecimento de energia;

- Ainda na linha do PET probabilístico a um estágio de tempo observa-se um avanço na proposta de [SB_95]. Neste trabalho foram contemplados, os custos de operação, de investimentos e os decorrentes das interrupções, para a alternativa de expansão de transmissão e geração ótima. O modelo computacional proposto (CESPLAN) faz uso da técnica de Trade-off e compara custos e benefícios das AETs e de alternativas de geração. O problema de otimização é tratado através de programação estocástica não linear inteira mista.

1.2.1.5 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑦ da Figura 1.1 (Multiestágios de Tempo e Sem Incerteza)

Trata-se também de uma abordagem probabilística, porém realizada a multiestágios de tempo e considerando, que existe um único cenário futuro. Com esta concepção metodológica identificamos o seguinte estado da arte bibliográfico:

- A inclusão dos custos decorrentes das interrupções de fornecimento de energia, além dos custos de operação e manutenção, na busca da solução que, simultaneamente, minimiza o custo total e maximiza o nível de confiabilidade começou com [M_80].

Neste artigo, as AETs candidatas ao processo de otimização são selecionadas através de pré-fixação do nível de confiabilidade e não explora a característica combinatória das adições dos reforços ao longo do horizonte de planejamento;

- Ainda na linha do PET probabilístico, a múltiplos estágios de tempo, observa-se um avanço na proposta de [B_00], onde é explorada a característica combinatória do problema do PET. Neste trabalho foi contemplado o valor da confiabilidade (custo das interrupções), com o objetivo de minimizar, simultaneamente, os custos de investimentos e perdas ativas na transmissão. A metodologia proposta faz uso de técnica de Trade-off e de um Indicador de Mérito Econômico para selecionar a sequência ótima de adições de circuitos na rede de transmissão;
- Avanço também é observado na proposta de [M_99] onde é abordado o problema do planejamento de custo mínimo da operação e expansão de sistemas compostos (geração e transmissão).

É proposto um ambiente de planejamento assistido com enfoque dedicado à inclusão dos custos de interrupção por classe de consumidores no processo de planejamento. A partir de um estudo comparativo de métodos de avaliação de confiabilidade oferecidos pelo modelo computacional REAL - Reliability Analysis of Electric Power Systems [R97], é proposto um processo para seleção das melhores AETs.

1.2.2 Planejamento da Expansão de Reativos - PER

O tema compensação reativa e seu planejamento tem sido objeto de muitos estudos e investigações por parte das empresas e do meio acadêmico. Contudo, foi a partir do início da década de oitenta que foram publicados os primeiros trabalhos, mostrando como obter a AER de menor custo total. Alguns destes artigos são discutidos a seguir.

1.2.2.1 Abordagem Determinística Via Técnica de Decomposição (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)

Corresponde ao chamado planejamento determinístico, onde os aspectos aleatórios associados aos componentes da rede de transmissão não são considerados na formulação e solução do problema do PER. É realizado a um estágio de tempo e leva em conta a existência de um único cenário futuro. No âmbito desta filosofia, o estado da arte pode ser resumido como se segue:

- [L_84] e [LRNUN_85] apresentaram uma formulação completa para o problema, separando-o através da técnica de decomposição, em dois subproblemas para cada cenário de operação (nível de carga, contingências, etc.). O subproblema de operação é resolvido utilizando técnica de programação linear do tipo Lagrangeano aumentado e o subproblema de investimentos é resolvido através de programação linear inteira mista;
- [GPM_88], [G_94] e [GL_94] propõem a solução do problema através da decomposição hierárquica de Benders em três estágios, considerando diversos cenários de operação (contingências e cargas), e para a seleção do conjunto de barras candidatas à alocação de novas fontes de reativos utilizam as informações fornecidas pelo processo de otimização usado para resolver o problema de operação: factibilidade da solução e a relação benefício/custo marginal;
- [OB_89], propõem para resolver o problema de planejamento e despacho ótimo de reativos, técnicas de decomposição em dois níveis semelhante a [LRNUN_85], exceto que incluem no conjunto de restrições do subproblema de operação, limites de estabilidade para magnitudes

das tensões e coeficientes de segurança para condições de operação pré-estabelecida. Este coeficiente foi necessário para determinar condições críticas do sistema com vistas a manter estabilidade de tensão;

- [H_90] analisam a solução do problema em dois níveis, usando a formulação de [LRNUN_85] incluindo no problema de operação condições futuras do sistema, procedendo-se ao planejamento completo com base no horizonte de previsão;
- [G_91] apresentam a solução do problema em dois níveis tal como em [GPM_88], [G_94] e [GL_94], considerando várias condições de operação simultaneamente, resolvendo o problema de operação através do uso de programação linear sucessiva e o problema de investimentos através de programação inteira mista;
- [MSRG_01] propõe a formulação do problema do planejamento de reativos como um problema de programação não linear inteiro misto. O problema de programação é linearizado e é decomposto pela técnica de Benders em dois subproblemas relativamente mais simples:

Um subproblema de operação que é resolvido utilizando programação linear sucessiva, e outro de investimento que é resolvido por um algoritmo do tipo Branch-and-Bound especializado, desenvolvido especificamente para a solução do PER, de modo a considerar o modelo de capacitores e reatores discretizados.

1.2.2.2 Abordagem Determinística Via Outras Técnicas (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)

Trata-se também de uma abordagem determinística, realizada a um estágio de tempo e considerando, que existe um único cenário futuro. Com esta concepção metodológica identificamos o seguinte estado da arte bibliográfico:

- [HL_92] propõem um sistema especialista em dois módulos para a solução do problema, considerando contingências múltiplas e colapso de tensão: um dos módulos efetua os ajustes dos dispositivos de controle e a inclusão de novos bancos de capacitores, enquanto que o outro analisa as restrições que asseguram a estabilidade de tensão;
- [HCLC_94] formulam o planejamento de reativos como um problema de otimização restrito, multiobjetivo e não diferenciável. A metodologia proposta para a solução do problema é a técnica de busca estatística "Simulated Annealing";

- [I_94] propõe a solução do planejamento e despacho ótimo de reativos usando um algoritmo genético modificado, decompondo o sistema em diferentes áreas, utilizando-se uma técnica aproximada, de modo que cada subsistema é utilizado as melhores informações de cada um deles para função pré-estabelecida para o sistema completo. Este tipo de abordagem permite considerar a natureza discreta de algumas variáveis envolvidas no problema de planejamento de reativos;
- [DFB_96] apresentam um método de otimização do despacho de reativos combinando um algoritmo genético simples e um programa de fluxo de carga convencional;
- [MG_96] propõem para a solução do problema, considerando diferentes cenários de operação, uma metodologia baseada em técnicas de buscas binárias e o uso de uma heurística especial para obter soluções discretas relacionadas aos bancos de capacitores;
- [MMG_98] propõem para a solução do problema uma metodologia baseada na aplicação de um algoritmo genético simples e programação linear sucessiva para a solução do problema de planejamento de reativos linearizado.

O algoritmo genético simples resolve o problema de otimização envolvendo as variáveis inteiras e discretas do problema (taps de transformadores, ajustes de potência reativa gerada e alocada através de bancos de capacitores). A programação linear simples atua como uma técnica de suporte do algoritmo genético, fornecendo o estado final de operação e o cálculo da função adaptação.

1.3 Organização da Tese

A presente tese está organizada em oito capítulos, os quais são brevemente descritos a seguir. Neste primeiro Capítulo foi apresentado o estado da arte sobre o planejamento da expansão, classificando-o em função dos estágios de tempos, dos tipos de enfoques.

Foi também apresentada a abordagem metodológica utilizada para obter soluções para os problemas das expansões das redes de transmissão, dos suportes de reativos em derivação e das interligações entre subsistemas energéticos, apontando as suas vantagens e desvantagens.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos fundamentais das metodologias de análises de confiabilidade, bem como os métodos de seleção de estados operativos, tais como: enumeração de estados, simulação de Monte Carlo não sequencial, Monte Carlo sequencial, e Monte Carlo Pseudo-sequencial.

Também são discutidos os modelos de análise de desempenho da rede elétrica (fluxo de potência linear - DC e não linear - AC).

No Capítulo 3 inicialmente é estabelecido um modelo matemático geral para o fluxo de potência ótimo, apresentando um breve histórico dos métodos de solução. Em seguida é discutida a sua resolução através do método de programação linear sucessiva, e via o método de pontos interiores com barreira logarítmica, onde são abordadas a questão dos sinais dos multiplicadores de Lagrange e a influência da justaposição da função barreira logarítmica.

Em seguida é apresentado um breve histórico da aplicação de análises de sensibilidade em sistemas elétricos de potência. Neste contexto é feita uma interpretação dos multiplicadores de Lagrange associados a perturbações que ocorrem, tanto do lado direito como do lado esquerdo das equações de balanço do fluxo de potência ativa e reativa (restrições de igualdade). As obtenções dos multiplicadores de Lagrange relativos às perturbações, nas restrições de desigualdades também são discutidas.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta para a solução do planejamento dinâmico da expansão da transmissão. Inicialmente é apresentado o modelo de fluxo de potência ótimo utilizado no processo de solução do PET, onde a função objetivo consiste em minimizar o montante de corte de carga de cada barramentos da rede elétrica.

Neste contexto, é apresentado como são obtidos os multiplicadores de Lagrange (custos marginais de confiabilidade) associados aos barramentos e aos circuitos da rede elétrica. São ilustrados através de exemplos numéricos os conceitos dos custos marginais de barramento associados às parcelas ativa e reativa das cargas.

Em seguida é apresentada a abordagem metodológica baseada em uma heurística interativa, a qual faz uso dos custos marginais de confiabilidade, associados aos circuitos e aos barramentos da rede de transmissão, para estabelecimento das rotas dos circuitos candidatos e dos barramentos mais atrativos para conexão dos circuitos.

A heurística interativa desenvolvida decompõe o problema do PET, fazendo uso de uma estratégia de decomposição hierárquica, resultando em um subproblema de investimentos em adições de circuitos e outro de operação do sistema. Estes dois subproblemas são resolvidos sucessivamente, via o método dos pontos interiores, e interativamente com o auxílio do planejador.

Com o objetivo de ilustrar a potencialidade da metodologia proposta para solução do PET, bem como a eficiência dos custos marginais de barramentos e circuitos na identificação das adições dos circuitos mais atrativas, realizou-se um estudo de caso bastante detalhado envolvendo a área Leste do sistema de

transmissão da Chesf.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia desenvolvida para solução do PER, que também é baseada em uma heurística iterativa, a qual faz uso dos custos marginais de confiabilidade, associados às cargas reativas, para estabelecimento dos barramentos mais atrativos para conexão dos reativos em derivação.

A metodologia desenvolvida também decompõe o problema do PER, fazendo uso de uma estratégia de decomposição hierárquica, resultando em um subproblema de investimentos em adições de suportes de reativos em derivação e outro de operação do sistema. Estes dois subproblemas são resolvidos sucessivamente, via o método dos pontos interiores, e iterativamente com o auxílio do planejador.

Para ilustrar a potencialidade da metodologia proposta para solução do PER, bem como a eficiência dos custos marginais de barramentos na identificação das adições dos reativos em derivação mais atrativas, realizou-se um estudo de caso envolvendo a área Leste do sistema de transmissão da Chesf.

O Capítulo 6 apresenta a abordagem metodológica desenvolvida para definir a sequência de adições de reforços na rede elétrica de interligação entre subsistemas energéticos. Para alcançar este objetivo, a metodologia considera o valor econômico da confiabilidade e os custos de congestionamento, além dos custos de investimentos, de perdas ativas e dos custos decorrentes das parcelas variáveis.

Os cortes de carga e, conseqüentemente, as expectativas de energias não supridas são obtidos através de uma análise de estabilidade dinâmica (análise de confiabilidade sob a ótica de segurança). Eles são calculados, em função dos desbalanços de potências ativas e dos déficits de reservas girantes nos subsistemas, e das ocorrências de falhas nos trechos de linhas que compõe a rede de interligação.

Neste capítulo também são apresentados os principais resultados da aplicação da metodologia proposta, além das análises executadas e os critérios utilizados em um estudo de caso real de planejamento, sendo os resultados alcançados discutidos com bastantes detalhes.

Vale salientar que, esta aplicação prática envolve a rede elétrica que interliga as regiões Norte e Nordeste do sistema elétrico brasileiro, onde são comparados os desempenhos dos dois subsistemas em termos de LOLP e EENS, levando-se em consideração os sentidos dos intercâmbios de energias.

O Capítulo 7 apresenta a abordagem metodológica desenvolvida para definir a sequência de adições de reforços na rede elétrica que faz a otimização da reserva de capacidade de transmissão, através do custo equivalente de interrupção do sistema. Para alcançar tal objetivo, inicialmente são apresentados uma abordagem metodológica baseada em análise de trade-off Custo x EENS e indicadores de mérito econômico, a qual determina a alternativa que atente a este tipo de critério de múltiplos objetivos.

Em seguida é descrito o modelo matemático que permite estabelecer a mesma sequência ótima em função de um índice equivalente de utilização da rede elétrica - I_{eur} e um estudo de caso envolvendo a rede elétrica da área Leste do sistema de transmissão da Chesf. Os resultados obtidos segundo o trade-off Custo x I_{eur} confirmaram a mesma sequência ótima obtida mediante o trade-off Custo x EENS.

Finalmente, no Capítulo 8 apresentamos as principais conclusões do nosso trabalho e um conjunto de propostas para desenvolvimento de estudos futuros.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ②

Métodos e Modelos de Avaliação de Confiabilidade e Desempenho

2.1 Introdução

Conforme comentado no Capítulo 1, o conjunto de abordagens metodológicas propostas para solucionar os três problemas de planejamento da expansão, requer o uso de análises de confiabilidade, sob as óticas de adequação e de segurança, bem como de um algoritmo de medidas corretivas. Além disso, com a tendência atual de uma maior competição entre as empresas, o planejamento da expansão de um Sistema de Potência necessita cada vez mais de abordagens metodológicas bem fundamentadas e coerentes.

Nos itens que se seguem, são descritos os métodos de avaliação de confiabilidade composta (geração e transmissão), os métodos de seleção de estados do sistema, os modelos computacionais disponíveis para análises e avaliações de confiabilidade composta e os modelos de avaliação dos custos marginais de confiabilidade. Antes, porém, alguns conceitos relativos aos possíveis ambientes de análises e avaliações de confiabilidade são apresentados a seguir, iniciando pela decomposição dos sistemas em segmentos funcionais.

☒ Decomposição dos Sistemas em Segmentos Funcionais

As extensões e as complexidades das redes elétricas têm levado os sistemas de potência a serem decompostos em segmentos funcionais (geração, transmissão e distribuição de energia elétrica) para e-

feito de modelagem e de análise de confiabilidade. Para se ter uma idéia mais clara acerca das variantes de avaliações de confiabilidade que podem ser realizadas em cada um dos referidos segmentos funcionais que compõe qualquer sistema, costuma-se estabelecer quatro categorias de Níveis Hierárquicos [BA_88] e [AB_89], como pode ser visto na Figura 2.1.

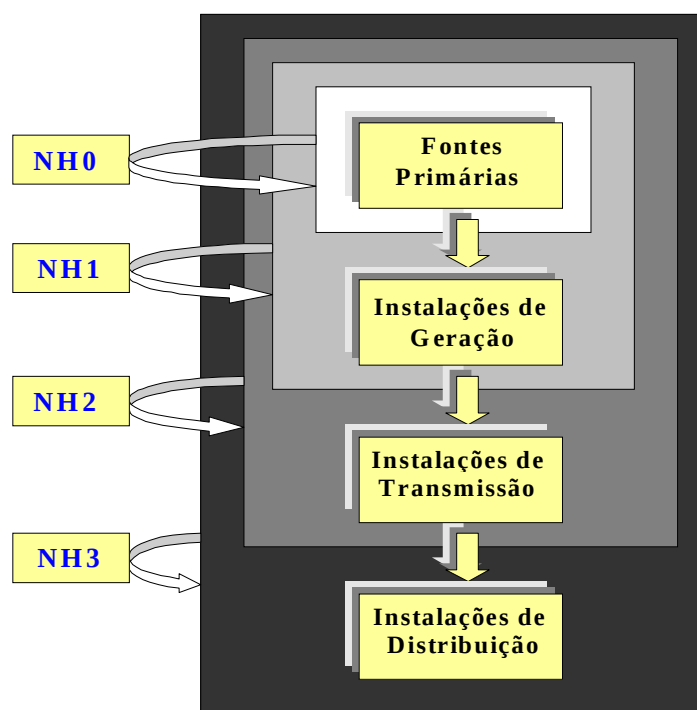


Figura 2.1: Categorias de Níveis Hierárquicos das Análises de Confiabilidade

Como pode ser observada na Figuras 2.1, o Nível Hierárquico II - NH2 integra os conceitos das atividades funcionais dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Logo, a avaliação da confiabilidade neste ambiente torna-se bem mais complexa que no Nível Hierárquico I - NH1, no qual se avalia a confiabilidade apenas das instalações de geração, supondo que toda a carga e geração estão concentradas em um único barramento [M_86] e [LMC_91].

A complexidade na modelagem do sistema decorre do grande número de variáveis aleatórias e da introdução do problema relativo à análise de desempenho de cada estado (uso de algoritmos de fluxo de potência e adoção de medidas corretivas baseadas em otimização). Neste caso, a análise de desempenho passa a ser uma avaliação de um ponto de operação da rede elétrica (fluxo de potência não linear ou fluxo de potência linear), ao invés de uma simples comparação, como ocorre no caso da avaliação de confiabilidade do sistema de geração (NH1).

Além deste aspecto, é necessário utilizar algoritmos de medidas corretivas baseadas em modelos de otimização, os quais são usados para avaliar as violações operativas na rede elétrica, resultando em um grau de complexidade ainda maior ao problema.

Ressalta-se que, nas análises de confiabilidade no ambiente do NH2, a rede de transmissão é representada juntamente com suas restrições e são analisadas as causas e aferidos os efeitos decorrentes das falhas de geração, transmissão e composição de ambos os segmentos. Estas análises e avaliações são usualmente denominadas de avaliação de confiabilidade de sistemas compostos: geração e transmissão, ou simplesmente Confiabilidade Composta.

☑ Análises de Adequação e Segurança em Confiabilidade

Nas avaliações de confiabilidade composta, apesar de ainda não existir uma definição precisa e de ampla aceitação, tem sido feita uma distinção entre a aferição do desempenho do sistema de potência sob o enfoque de Adequação (ou Adequacy) e de Segurança (ou Security) [BA_88 e AB_89], como pode ser observado na Figura 2.2. Mediante esta classificação, podem ser simulados os desempenhos das redes de transmissão e explicitados os aspectos considerados mais importantes das avaliações de confiabilidade composta.

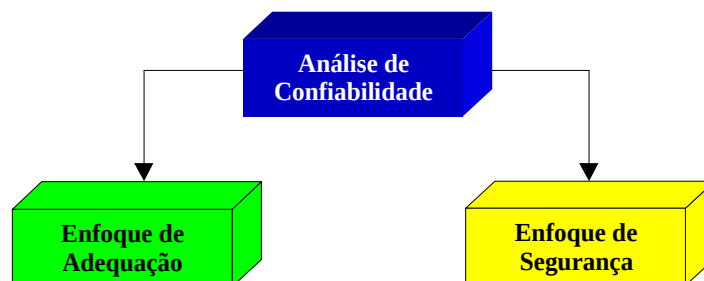


Figura 2.2: Enfoques de Abordagem das Análises de Confiabilidade

A maioria das técnicas probabilísticas disponíveis atualmente para a avaliação da confiabilidade está no domínio da avaliação quanto à adequação. Em geral, a análise de confiabilidade composta sob o enfoque de adequação torna-se mais relevante no PET e PER, visto que a análise de adequação de cada estado da rede elétrica está associada às condições estáticas, as quais não incluem a dinâmica do sistema e a resposta a distúrbios transitórios.

Os diferentes estados operativos de um sistema de potência são analisados sem levar em consideração possíveis instabilidades que podem ser introduzidas pelas falhas dos seus componentes. A verificação da adequação de cada estado de um sistema de potência compreende estudos de fluxo de potência

sob condições normal de operação e de emergências, pois caso a configuração em análise não atenda totalmente a carga, medidas corretivas tais como: redespacho de geração, correções de tensões e/ ou cortes de carga, devem ser acionadas, determinando se o estado do sistema é de sucesso ou de falha.

Por sua vez, a análise de confiabilidade sob o enfoque de segurança torna-se mais relevante para o problema do PEI, visto que a análise de segurança está relacionada com o desempenho do sistema frente a distúrbios transitórios. Normalmente, ela envolve a análise do comportamento dinâmico do sistema, sob os enfoques de estabilidade transitória e dinâmica, de desligamentos sequenciais (em cascata) e colapsos de tensões. Logo, a estabilidade de um sistema passa a ser uma outra condição importante, significando a manutenção da operação em paralelo de todas as máquinas síncronas instaladas.

A habilidade para avaliar a confiabilidade quanto à segurança ainda é muito limitada devida, principalmente, à complexidade associada com a modelagem do comportamento dinâmico do sistema [LEW_93]. A maioria dos indicadores de desempenho probabilístico calculados é na realidade, índices de adequação e não índices de confiabilidade numa forma mais geral, apesar de serem assim designados.

☑ Escalas Temporais em Análises de Confiabilidade

As análises e avaliações de confiabilidade apresentam certas diferenças que se relacionam de forma estreita com o objetivo do planejamento e com os horizontes (variam um pouco de país para país) considerados. Tais diferenças aparecem no que se referem as variáveis consideradas mais relevantes para cada horizonte de análise e, conseqüentemente, exigem uma modelagem mais ou menos refinada [CC-PE_01]. De maneira geral, classificam-se os horizontes de planejamento em três escalas temporais bastante distintas: conforme indicado na Figura 2.3, onde:

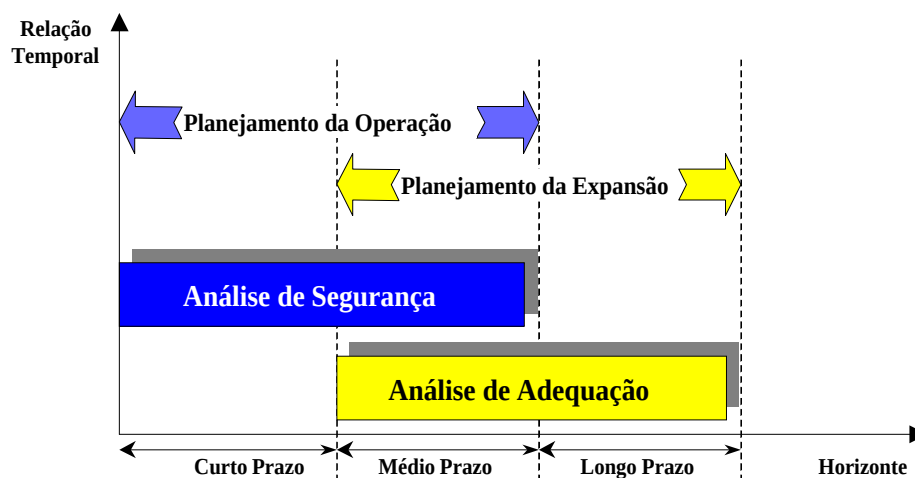


Figura 2.3: Relacionamento das Avaliações de Confiabilidade com os Horizontes de Análises

- Horizonte de Longo Prazo (de 6 a 25 anos) - Centra-se na premissa de que as decisões referentes à execução de grandes obras de geração só acarretarão resultados efetivos em um prazo de seis a oito anos. Isto implica na necessidade de se analisar alternativas de geração e os respectivos sistemas de transmissão, visando garantir o atendimento aos requisitos de mercado até o vigésimo quinto ano;
- Horizonte de Médio Prazo (de 6 a 10 anos) - Dentro deste horizonte são estudadas possíveis alternativas (AETs, AERs e AEIs), cujos prazos de maturação dos investimentos são da ordem de três a cinco anos, eventuais alterações no cronograma de construção de determinadas usinas e/ou modificações na previsão de mercado;
- Horizonte de Curto Prazo (até 6 anos) - Neste horizonte o problema a resolver consiste em tomar decisões concernentes ao comissionamento e à construção de obras de transmissão. Leva-se em conta que é necessário definir com maior precisão todos os parâmetros elétricos pertinentes à rede de transmissão, bem como as datas adequadas para implantação das novas obras.

A análise da Figura 2.3 revela que, a avaliação de confiabilidade sob o enfoque adequação, onde a avaliação do comportamento do sistema de potência em regime permanente torna-se mais relevante, é mais aderente aos problemas do PET e PER.

Esta aderência decorre pelo fato de que seus objetivos consistem em determinar seqüências de adições de circuitos e reativos em derivação, em um horizonte de médio/ longo prazo, de forma a atender ao crescimento do mercado de energia, sem levar em consideração as falhas que resultam em instabilidade do sistema.

Por sua vez, a avaliação de confiabilidade sob a ótica de segurança, onde a avaliação do comportamento do sistema de potência em regime dinâmico torna-se mais relevante, é mais compatível com o problema do PEI. Esta compatibilidade decorre pelo fato de que o seu objetivo consiste em determinar adições de circuitos, de forma a atender ao crescimento do mercado de energia, levando em consideração as falhas que resultam em instabilidade do sistema.

2.1.1 Modelos de Avaliação de Confiabilidade

○ objetivo básico de uma avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência é avaliar a capacidade do mesmo em satisfazer a demanda de energia nos seus principais pontos de consumo. Para isto, considera-se a possibilidade de falhas nos componentes de geração e transmissão e avalia-se o impacto delas no suprimento de energia.

Existem vários modelos computacionais para a simulação e avaliação da confiabilidade composta, envolvendo os sistemas de transmissão e geração, tanto a nível nacional como internacional, como pode ser visto na Tabela 2.1, onde são listados alguns modelos.

Tabela 2.1: Modelos Computacionais de Avaliação de Confiabilidade

Modelo	Empresa - País	Técnica de Enumeração
SYREL	EPRI - Estados Unidos	Enumeração
TRELLS	EPRI/PTI - Estados Unidos	Enumeração
GATOR	FLORIDA POWER - Estados Unidos	Enumeração
COMREL	U.of S. - Canadá	Enumeração
CGS	CELG - Brasil	Enumeração
TPLAN	Canadá	Enumeração
SICRET	ENEL - Itália	Monte Carlo
PACOS	CESP - Brasil	Monte Carlo
MÉXICO	EDF - França	Monte Carlo
CONFTRA	CEPEL - Brasil	Monte Carlo
CREAM	EPRI - Estados Unidos	Monte Carlo
REAL	UNIFEI - Brasil	Enumeração/Monte Carlo
NH2	CEPEL - Brasil	Enumeração/Monte Carlo

As diferenças básicas entre estes modelos de análise e avaliação de confiabilidade se referem ao método de seleção dos estados operativos do sistema e quanto ao modelo de rede de transmissão utilizado na análise de desempenho do estado selecionado.

Os modelos computacionais de avaliação de confiabilidade SYREL [EPRI_82], TRELLS [EPRI_87, EPRI_88], GATOR [M_78a], COMREL [M_78b], CGS [A_81], e TPLAN [RL_89] são baseados em Enumeração de Estados e usam fluxo de potência não linear (ou fluxo AC) para avaliação de desempenho dos estados selecionados. Por sua vez, os modelos MÉXICO [DM_75], CONFTRA [CPOP_85], PACOS [RRKP_89] e CREAM [EPRI_90b, PP_92] realizam a amostragem dos estados através de Simulação Monte Carlo Não Sequencial e utilizam fluxo de potência linear (ou fluxo DC) para análise de desempenho dos estados selecionados. Uma comparação detalhada entre os dois métodos de seleção de estados se encontram em [SB_85], [EPRI_87a] e [EPRI_87b]. Já os dois modelos computacionais de avaliação de confiabilidade desenvolvidos no Brasil: NH2 [MMRO_93a] e [MMRO_93b], e o modelo REAL [R_99] realizam as amostragens dos estados severos/prováveis por Enumeração de Estados ou via Simulação Monte Carlo, e permitem o uso de fluxo de potência linear e não linear, na avaliação de desempenho dos estados selecionados.

2.2 Métodos de Avaliação de Confiabilidade

A avaliação da confiabilidade composta (geração e transmissão) de um sistema de potência pode ser feita por meio de duas representações distintas: espaço de estados e representação cronológica. Na primeira técnica, a seleção dos estados operativos dos componentes do sistema pode ser realizada através de dois métodos distintos: Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo Não Sequencial [BL_94] e [PB_92], onde o espaço de estados é amostrado aleatoriamente sem preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema.

Uma forma de implementar a segunda técnica de seleção consiste em utilizar o método de Simulação Monte Carlo Sequencial. Nesta técnica, os estados operativos dos componentes são sequencialmente amostrados em vários períodos de tempo, simulando uma realização do processo estocástico de operação do sistema [S_90] e [MPL_94]. As quatro possibilidades de amostragens um sistema de potência quando da avaliação da confiabilidade composta estão ilustradas na Figura 2.4.

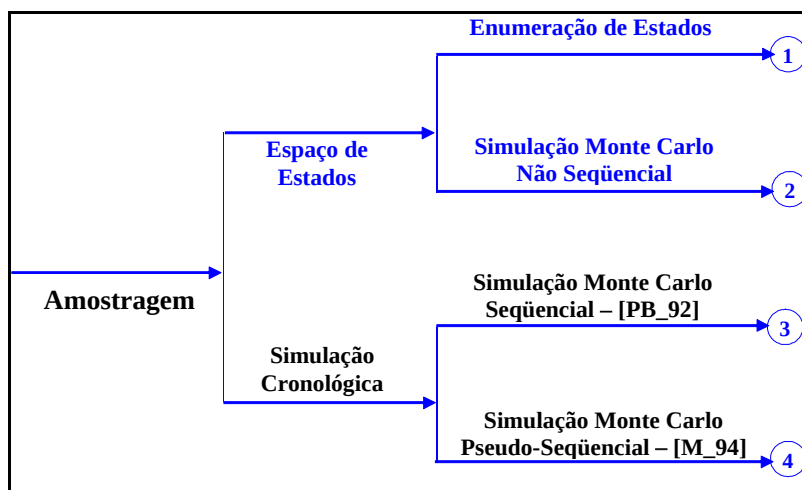


Figura 2.4: Possibilidades de Amostragem dos Estados de um Sistema

Apesar de produzir estimativas precisas para os índices de confiabilidade, esta simulação exige um esforço computacional substancialmente maior, principalmente na avaliação de confiabilidade composta [BSS_88]. Um método baseado em Simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial [M_94] e [MPL_94] foi proposto com o objetivo de reduzir estes requisitos computacionais.

Estas possibilidades de amostragens, assim como os respectivos métodos empregados na avaliação dos índices de confiabilidade de sistemas de potência, são brevemente descritos nos subitens que se seguem (Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo Não Sequencial) e no Anexo I (Simulação Monte Carlo Sequencial e Pseudo-Sequencial).

2.2.1 Modelagem no Espaço de Estados

Um sistema de potência representado por um espaço de estados, pode ser descrito por seus estados operativos e pelas possíveis transições entre eles. Um estado operativo representa uma condição específica, onde cada componente pode se encontrar em um estado de operação, reparo, manutenção ou qualquer outra condição relevante para o sistema.

Em linhas gerais, avaliar o comportamento probabilístico de um sistema de potência, em termos de seus índices de confiabilidade, é equivalente a determinar o valor esperado de uma função-teste - $F(s)$, a qual serve para medir o desempenho do sistema, das seguintes maneiras.

❑ Método de Enumeração de Estados

Neste método de avaliação de confiabilidade, o valor esperado da função-teste é dado pela equação (2.1) [PPCO_90], onde se observa que, como o estado do sistema é representado por um vetor aleatório, o teste resultante também será uma variável aleatória.

$$E[F(s)] = \sum_{s \in S} F(s) \cdot P(s) \quad (2.1)$$

Onde;

s - vetor composto por um conjunto dos estados operativos $s=(s_1, s_2, \dots, s_m)$, onde "m" corresponde ao número total de componentes do sistema. Neste vetor estão contidas as informações acerca dos estados operativos em que se encontram os níveis de cargas, unidades geradoras, os transformadores e as linhas de transmissão;

S - espaço de estados operativos constituído pelo conjunto de todos os possíveis estados em que podem se encontrar os componentes do sistema. O conjunto de todos os possíveis estados " s ", obtidos pela combinação de todos os estados operativos dos seus componentes " s_i ", forma o espaço de estados " S ";

$P(s)$ - vetor contendo as probabilidades associadas aos estados operativos $s \in S$;

$F(s)$ - Função-teste relacionada ao estado operativo analisado;

$E[F(s)]$ - valor esperado de $F(s)$ relativo aos estados operativos analisados.

Conhecidos os estados operativos dos componentes " s_i " do sistema, pode-se calcular o vetor de probabilidades de estados " $P(s)$ " e as taxas de transição entre os estados. Caso as falhas dos componentes sejam estatisticamente independentes, o vetor $P(s)$ pode ser obtido multiplicando-se as probabilidades de ocorrências dos estados operativos dos componentes - $P(s_i)$, conforme indicado na equação (2.2).

$$P(s) = \prod_{i=1}^m p(s_i) \quad (2.2)$$

□ Método de Simulação Monte Carlo Não Sequencial

Considerando que $P(s) = N(s) \div NS$ representa a frequência com que os estados operativos são sorteados através de simulação, a equação (2.1) recai na seguinte expressão [PPCO_90]:

$$E[F(s)] = \frac{1}{NS} \cdot \sum_{s \in S} F(s) \cdot N(s) \quad (2.3)$$

Onde;

$N(s)$ - número de ocorrências do estado "s";

NS - número de sorteios realizados no período de análise (normalmente um ano).

Com estes conceitos e definições, os componentes do sistema podem ser modelados através de um processo estocástico, considerando as taxas de transição entre os estados constantes e independentes do tempo. Desta forma, o tempo de permanência em cada estado operativo dos componentes, pode ser representado por uma função de distribuição de probabilidades do tipo exponencial. Consequentemente, as transições entre os estados operativos dos componentes do sistema de potência podem ser representadas por meio de Cadeias de Markov.

2.2.1.1 Algoritmo Conceitual de Avaliação de Confiabilidade

Conceitualmente, os algoritmos de avaliação de confiabilidade composta consistem de quatro etapas bem definidas. Estas etapas são necessárias para definir um estado operativo da rede elétrica, determinar seu peso relativo frente a outros cenários e em seguida a avaliação de confiabilidade composta propriamente dita. De acordo com as referências [BK_86, OPC_89, LPS_89, PB_92, C_98, e M_99], as quatro principais etapas que constituem um algoritmo conceitual de avaliação de confiabilidade composta de um sistema de potência são as seguintes:

1. Seleção do Estado Operativo "s" do sistema a ser analisado, por sorteio, no método de simulação Monte Carlo Não Sequencial, ou por nível de contingência, no método de enumeração dos estados; isto é, nesta etapa se define o cenário a ser avaliado em termos de disponibilidade dos equipamentos, das instalações e das demandas de energia;
2. Formulação das Funções-teste "F(s)" para os estados selecionados, por meio de um dos dois métodos citados. Conforme anteriormente mencionado, esta função tem por objetivo verificar se uma determinada combinação de componentes (unidades geradoras, linhas de transmissão, transformadores, elementos séries e em derivação, etc.) é capaz de atender a carga do estado operativo em análise.

Isto significa que, nesta etapa é feita uma avaliação do comportamento da rede elétrica, verificando a possibilidade de atendimento às cargas conectadas sem violação dos limites operativos da rede elétrica. Se necessário e especificado pelo usuário, o acionamento de medidas corretivas é efetuado;

3. Cálculo dos Índices de Confiabilidade através do Valor Esperado da Função-teste - $E[F(s)]$, os quais são atualizados a cada iteração em função do método de simulação utilizado para avaliação da confiabilidade composta;
4. Verificação das Condições de Finalização estabelecidas previamente, ou seja, verifica-se a precisão da estimativa calculada é aceitável, ou se o tamanho da amostra é o máximo especificado (no método de Monte Carlo Não Sequencial).

Se a lista de contingências especificadas foi exaurida (no método de Enumeração de Estados), fim do algoritmo, senão retorne à etapa inicial (selecione outro estado operativo "s" do sistema).

Em seguida é feita uma descrição mais detalhada de cada uma das etapas deste algoritmo conceitual de avaliação de confiabilidade composta, bem como os métodos de simulação baseados em espaço de estados, ou seja, os métodos de Enumeração de Estados e de Simulação Monte Carlo Não Sequencial.

2.2.1.2 Seleção dos Estados Operativos

É nesta etapa do algoritmo de simulação onde se encontram as maiores diferenças entre as duas formas alternativas de seleção dos estados operativos da rede elétrica, para posterior análise de desempenho dos estados operativos e obtenção dos índices de confiabilidade, sob o aspecto de adequação.

☒ Método Enumeração de Estados

Em termos gerais, o método de Enumeração de Estados consiste em determinar todos os estados em que podem se encontrar os componentes do sistema de potência em análise. O inconveniente que surge segundo este processo é, evidentemente, a dimensão que o problema adquire, uma vez que a quantidade de estados operativos a serem simulados cresce exponencialmente em função do número de componentes presentes no sistema (para "m" componentes, modelados a dois estados, a quantidade total de estados operativos de "s" é 2^m).

Entretanto, ao longo dos anos foram introduzidas algumas melhorias neste método [PB_92] com a finalidade de reduzir a quantidade de estados operativos através de ordenações das contingências por níveis de severidades e de impactos na rede elétrica. As melhorias consistem, basicamente, em enumerar

apenas um subconjunto $S' \subseteq S$, mediante a eliminação de outros, e em seguida calcular os limites inferiores e superiores das estimativas dos índices de confiabilidade, através das expressões (2.4) e (2.5):

$$E(F)_{\text{inf}} = \sum_{s \in S'} F(s) \cdot P(s) + F_{\text{inf}}(s) \cdot (1 - P(S')) \quad (2.4)$$

$$E(F)_{\text{sup}} = \sum_{s \in S'} F(s) \cdot P(s) + F_{\text{sup}}(s) \cdot (1 - P(S')) \quad (2.5)$$

$P(S')$ - Probabilidade acumulada dos estados, onde $s \in S'$;

F_{inf} e F_{sup} - Limites inferior e superior estimados para $F(s)$, respectivamente, sendo $s \notin S'$

Note que, este artifício benéfico (melhoria) consiste em selecionar o subconjunto " S' " do conjunto total " S ", mediante a eliminação dos estados operativos menos prováveis de ocorrerem, tais como as saídas simultâneas de mais de um circuito da rede elétrica e tratamento por superposição de contingências de circuitos eletricamente afastados.

A imprecisão, ou seja, o gap - ϵ em torno do valor verdadeiro de $E[F(s)]$ pode ser expresso pela diferença entre os valores máximo e mínimo obtidos para a estimativa da função-teste " $F(s)$ ", como pode ser visto na seguinte equação.

$$\epsilon = E(F)_{\text{sup}} - E(F)_{\text{inf}} = [F(s)_{\text{sup}} - F(s)_{\text{inf}}] \cdot [1 - P(S')] \quad (2.6a)$$

$$\epsilon = [F(s)_{\text{sup}} - F(s)_{\text{inf}}] \cdot [1 - \sum_{s \in S'} P(s)] \quad (2.6b)$$

Da segunda expressão infere-se que, o valor de $[1 - \sum_{s \in S'} P(s)]$, correspondente à diferença entre os valores limites estimados para a função $F(s)$, está relacionado com a probabilidade acumulada dos estados " $P(s)$ ", ou seja, com a soma das probabilidades dos estados operativos não analisados.

Observa-se também que, se o valor da imprecisão " ϵ " for muito pequeno, ou seja, se a probabilidade acumulada dos estados $s \in S'$ for muito próxima da unidade, significa que foi obtida uma boa estimativa para a função-teste " $F(s)$ ", com baixo esforço computacional.

☒ Método de Simulação de Monte Carlo Não Sequencial

Um outro processo alternativo de seleção de estados operativos do sistema encontra-se o método de simulação de Monte Carlo Não Sequencial. A diferença básica deste método, com relação ao analítico, reside no fato de que não é feita uma análise exhaustiva dos estados, mas somente dos estados operativos que foram selecionados com base em amostragens de eventos.

Os passos necessários para realizar a avaliação dos índices de confiabilidade mediante este método de simulação [PP_92], fazendo uso da representação por espaço de estados, são em princípio os mesmos indicados no algoritmo conceitual. A diferença básica está na forma como são gerados os estados do sistema (primeiro passo do algoritmo conceitual), que neste método de simulação são selecionados via sorteios aleatórios.

De acordo com [PP_92], um algoritmo iterativo que pode ser utilizado para o cálculo dos índices de confiabilidade consiste nos seguintes passos:

- i) Sorteie um estado "s" do sistema, correspondente a um nível de carga, disponibilidade de componentes, etc, a partir da distribuição de probabilidades $P(s)$ e atualize o valor do número de sorteios realizados "NS";
- ii) Calcule a função-teste " $F(s)$ " para o estado sorteado "s";
- iii) Estime o valor esperado de $F(s)$ - $E(F)$ como sendo a média dos valores encontrados, por meio da equação (2.6);
- iv) Calcule o valor da incerteza do estimador não tendencioso $\hat{E}(F)$ - $V(\hat{E}(F))$, usando a seguinte expressão:

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{V(F)}{NS} \quad (2.7)$$

Onde " $V(F)$ " representa a variância da função-teste " $F(s)$ ".

Esta variância, quando o tamanho da amostra é grande o suficiente, pode ser estimada mediante a seguinte equação algébrica:

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{1}{NS} \cdot \sum_{k=1}^{NS} (F(S_k) - \hat{E}(F))^2 \quad (2.8)$$

- v) Se o coeficiente de variação " β " dado pela expressão (2.9) for menor que a tolerância especificada, pare; caso contrário retorne ao passo (i);

$$\beta = \frac{\sqrt{[V(\hat{E}(F))]}{\hat{E}(F)} \quad (2.9)$$

Como pode ser visto na equação (2.8), a incerteza do estimador $\hat{E}(F)$, depende do valor da variância da função-teste " $V(F)$ " e é inversamente proporcional ao tamanho da amostra "NS" utilizada no processo iterativo. Esta equação é de bastante utilidade, uma vez que ela pode ser utilizada para estimar o número mínimo de sorteios para um dado nível de incerteza " β ".

Assim, substituindo a equação (2.7) em (2.9) e explicitando o número de sorteios "NS", obtêm-se a seguinte expressão:

$$NS = \frac{V(F)}{(\hat{E}(F) \cdot \beta)^2} \quad (2.10)$$

Desta equação infere-se que o esforço computacional da simulação de Monte Carlo Não Sequencial, dado pelo número de sorteios "NS", não depende nem do número de estados operativos do sistema "s" e nem da complexidade da função-teste "F(s)". Ou seja, para um nível de precisão desejado " β ", o número de sorteios necessários "NS" depende da confiabilidade do sistema, mas é independente de seu tamanho e de sua complexidade.

Por esta razão, métodos de simulação baseados em técnicas de Monte Carlo são mais adequados para avaliação de confiabilidade de sistemas de grande porte e de elevada complexidade.

2.2.1.3 Formulação das Funções- teste

As funções-teste de fato se constituem em indicadores de como o sistema reage frente às condições de disponibilidades operativas dos componentes do sistema e aos requisitos de demanda de energia solicitadas pelos consumidores. Ou seja, as funções F(s) permitem verificar se o sistema responde de maneira satisfatória ao encontrar-se em um determinado estado selecionado "s".

As funções-teste a serem avaliadas dependem, exclusivamente, dos quatro índices básicos de confiabilidade que desejamos estimar [MPL_91, MPL_92, MPL_93 e MMRO_93a], a saber:

- ❑ Probabilidade de Perda de Carga - LOLP (Loss of Load Probability);
- ❑ Expectativa de Perda de Carga - LOLE (Loss of Load Expectation);
- ❑ Expectativa de Potência Não Suprida - EPNS (Expected Power Not Supplied);
- ❑ Expectativa de Energia Não Suprida - EENS (Expected Energy Not Supplied).

❑ Funções- teste para os Cálculos dos Índices LOLP e LOLE

Para a estimação dos índices de confiabilidade LOLP e LOLE, segundo este método, pode-se utilizar, respectivamente, as funções-teste (2.11) e (2.12).

$$F_{LOLP}(s) = \begin{cases} 1 & \text{se "s" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "s" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.11)$$

Considerando "T" como sendo o período de análise (tipicamente um ano - 8760 horas), a F(s) associada ao segundo índice deve ser representada pela equação (2.12).

$$F_{LOLE}(s) = \begin{cases} T & \text{se "s" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "s" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.12)$$

☐ Funções- teste para os Cálculos dos Índices EPNS e EENS

Já para os índices de confiabilidade que incorporam os cortes de carga em seus cálculos, como a EPNS e a EENS, as funções-teste adequadas são expressas pelas equações (2.13) e (2.14), respectivamente.

$$F_{EPNS}(s) = \begin{cases} C(s) & \text{se "s" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "s" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.13)$$

$$F_{EENS}(s) = \begin{cases} T \cdot C(s) & \text{se "s" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "s" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (2.14)$$

Onde $C(s)$ representa o montante de corte de carga efetuado no estado operativo "s".

2.2.1.4 Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Como foi mencionado anteriormente, avaliar o comportamento do sistema de potência em termos de índices de confiabilidade equivale a calcular o valor esperado de $F(s)$. Os índices de confiabilidade traduzem a severidade dos problemas no sistema em termos de corte de carga necessário para trazer as grandezas violadas para dentro de limites aceitáveis.

Visto que qualquer índice de confiabilidade pode ser avaliado a partir do cálculo da equação (2.1), basta apenas utilizar convenientemente uma das funções " $F(s)$ " acima definidas. Não obstante, devido à diferença existente entre os processos de seleção de estados operativos dos componentes do sistema, surgem duas possibilidades de cálculo, a saber.

☑ Método de Enumeração de Estados

Conforme já mencionado, neste método, os valores esperados das funções " $F(s)$ " podem ser obtidos através da aplicação da equação (2.1).

☐ Índices LOLP e LOLE

Indicam, respectivamente, a probabilidade de ocorrência de perda de carga e o valor médio esperado de horas de perda de carga devido à deficiência de capacidade, provocada por falhas nos componentes do sistema, durante o período "T".

Usando as definições dadas para $F(s)$ em (2.10) e (2.11) e considerando que " $s_k \in S$ " representa o conjunto de todos os eventos "s" que provocam corte de carga no sistema (estados de falhas), as equações que permitem os cálculos da LOLP e da LOLE são:

$$E[FLOLP] = \sum_{s \in S} P(s) \quad (2.15a)$$

$$LOLP = \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m p(s_i) \cdot \sum_{s_k \in S} p(s_k) \quad (2.15b)$$

Onde $p(s_k)$ - probabilidade de ocorrência de cada estado de falha " s_k ".

O índice LOLE (horas/ano) pode ser estimado multiplicando o valor obtido de (2.15b) pelo período de análise " T ", como mostra a equação (2.16).

$$E[FOLE] = T \cdot \sum_{s \in S} P(s) \quad (2.16a)$$

$$LOLE = T \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m p(s_i) \cdot \sum_{s_k \in S} p(s_k) \quad (2.16b)$$

A crítica mais comum em relação aos índices de confiabilidade LOLP e LOLE é que eles, isoladamente, não informam quanto à magnitude da parcela de carga não atendida. Isto é, eles não possibilitam avaliar o grau de severidade das falhas dos componentes, e consequentemente, a profundidade do corte de carga proveniente da deficiência de capacidades de transmissão.

□ Índices EPNS e EENS

Representam, respectivamente, o valor médio esperado de potência e energia não suprida devido à deficiência de capacidade de transmissão (déficit de potência), provocada por falhas nos componentes do sistema, durante o período de análise " T ".

Usando novamente as equações (2.1) e (2.3), juntamente com as definições dadas para $F(s)$ em (2.12) e (2.13), os índices de confiabilidade EPNS (MW/ano) e EENS (MWh/ano) podem ser calculados através das expressões (2.16a) e (2.17a):

$$E[FEPS] = \sum_{s \in S} C(s) \cdot P(s) \cdot \quad (2.17a)$$

$$EPNS = \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m p(s_i) \cdot \sum_{s_k \in S} C(s_k) \cdot p(s_k) \quad (2.17b)$$

Note que para estimar o índice de confiabilidade EENS basta apenas multiplicar o valor obtido em (2.16b) pelo período de análise, como mostra a equação (2.18b).

$$E[FEENS] = T \cdot \sum_{s \in S} C(s) \cdot P(s) \cdot \quad (2.18a)$$

$$EENS = T \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m p(s_i) \cdot \sum_{s_k \in S} C(s_k) \cdot p(s_k) \quad (2.18b)$$

Ressalta-se que, este índice de confiabilidade reveste-se de grande importância para as metodologias propostas para solução dos problemas do PET, PER e PEI e do estabelecimento da sequência ótima de adições de circuitos. A sua importância resulta das informações que ele fornece aos modelos de fluxo de potência ótimo e de custeio das interrupções de fornecimento de energia às cargas do sistema.

☑ **Método de Simulação Monte Carlo Não Sequencial**

Como se deseja obter uma estimativa do valor esperado de $F(s) - E[F(s)]$, a partir do parâmetro " $N(s)$ " - número de ocorrências do estado " s ", e de " NS " - número de sorteios realizados no período de análise, a equação (2.3) toma a forma apresentada em (2.19):

$$E[F(s)] = \frac{1}{NS} \cdot \sum_{s \in S} F(s) \cdot N(s) \quad (2.19)$$

Salienta-se que, esta expressão é válida para qualquer tipo de função-teste " $F(s)$ " que se deseje avaliar. Isto significa que o método de simulação Monte Carlo Não Sequencial pode produzir os mesmos tipos de índices de confiabilidade gerados pelo método de enumeração.

Da equação (2.19) infere-se que, tal como no método de Enumeração de Estados, a simulação Monte Carlo Não Sequencial não leva em consideração os aspectos cronológicos da operação dos componentes do sistema. Portanto, como resultados da aplicação deste método de simulação obtêm-se apenas "retratos" dos estados do sistema, resultantes dos sorteios aleatórios.

A seguir são apresentadas as formulações mais adequadas para as funções-teste " $F(s)$ ", associadas aos quatro índices básicos de confiabilidade analisados anteriormente no método de enumeração.

☐ **Índices LOLP e LOLE**

Considerando a definição dada para $F(s)$ em (2.10) e considerando que " $s_k \in S$ " representa o conjunto dos eventos que provocam cortes de carga no sistema (estados de falhas), a equação que permite o cálculo do índice LOLP, via simulação Monte Carlo Não Sequencial é:

$$E[F_{LOLP}] = \frac{1}{NS} \cdot \sum_{s_k \in S} N(s_k) \quad (2.20)$$

Onde, $N(s_k) \in N(s)$ representa o número de sorteios com cortes de carga no estado " k ".

No caso da estimação do índice de confiabilidade LOLE deve-se substituir em (2.18) a função-teste definida em (2.11), resultando na seguinte equação algébrica.

$$E[F_{LOLE}] = \frac{T}{NS} \cdot \sum_{s_k \in S} N(s_k) \quad (2.21)$$

Note que o índice LOLE (horas/ano) também pode ser estimado multiplicando o valor obtido por meio de (2.20) pelo período de análise "T", como mostra a equação (2.21) acima.

□ Índices EPNS e EENS

Seguindo o mesmo raciocínio, no caso em que a função-teste corresponder a equação (2.12), chega-se a seguinte equação que permite o cálculo do índice EPNS (MW/ano).

$$E[FE_{PNS}] = \frac{1}{NS} \cdot \sum_{s_k \in S} C(s_k) \cdot N(s_k) \quad (2.22)$$

Já no caso da estimação do índice de confiabilidade EENS (MWh/ano) deve-se substituir em (2.18) a função-teste definida em (2.13), resultando na seguinte equação algébrica.

$$E[FE_{ENS}] = \frac{T}{NS} \cdot \sum_{s_k \in S} C(s_k) \cdot N(s_k) \quad (2.23)$$

Como pode ser observado na equação (2.23), para estimar a EENS basta multiplicar o índice de confiabilidade EPNS pelo período de análise "T".

2.2.1.5 Critérios de Paradas dos Algoritmos

Esta etapa consiste em analisar a qualidade dos índices de confiabilidade obtidos com os métodos de enumeração e simulação e se os algoritmos devem ou não ser encerrados, usando para tal fim critérios distintos de paradas para as duas técnicas, conforme apresentados a seguir.

☑ Método de Enumeração de Estados

Neste método, as incertezas em torno do valor verdadeiro dos quatro índices básicos de confiabilidade são medidas através das equações (2.6a) e (2.6b), bastando apenas substituir adequadamente as funções-teste.

□ Cálculo das Incertezas dos Índices LOLP e LOLE

Por exemplo, tomando o caso da avaliação da LOLP, F_{inf} torna-se igual a zero, uma vez que não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a S' , e F_{sup} assume um valor igual a um. Com estas definições, as equações (2.3) e (2.4) tomam as seguintes formas:

$$LOLP_{inf} = \sum_{s \in S'} F(s) \cdot P(s) \quad (2.24)$$

$$LOLP_{sup} = \sum_{s \in S'} (F(s) \cdot P(s) + (1 - P(S'))) = LOLP_{inf} + (1 - P(S')) \quad (2.25a)$$

$$LOLP_{sup} - LOLP_{inf} = (1 - P(S')) \quad (2.25b)$$

Da terceira expressão infere-se que, o valor de $(1 - P(S'))$ correspondente à diferença entre o valor limite estimado para a LOLP, está relacionado com a probabilidade acumulada dos estados $s \in S'$. Ou seja, com a soma das probabilidades dos estados operativos não analisados.

A imprecisão, ou seja, o gap - ϵ em torno do valor verdadeiro pode ser expresso pela diferença entre os valores máximo e mínimo obtidos para a estimativa do índice de confiabilidade LOLP, como pode ser visto na seguinte equação.

$$\epsilon = LOLP_{sup} - LOLP_{inf} = 1 - \sum_{s \in S'} P(s) \quad (2.26)$$

Se o valor da imprecisão " ϵ " for muito pequeno, ou seja, se a probabilidade acumulada dos estados $s \in S'$ for muito próxima da unidade, significa que foi obtida uma boa estimativa para o índice LOLP, com baixo esforço computacional.

Na avaliação da incerteza do índice LOLE, F_{inf} torna-se igual a zero, uma vez que não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a S' , e F_{sup} assume um valor igual a "T". Com estas definições, as equações (2.3) e (2.4) tomam as seguintes formas:

$$LOLE_{inf} = \sum_{s \in S'} F(s) \cdot P(s) \quad (2.27)$$

$$LOLE_{sup} = \sum_{s \in S'} [F(s) \cdot P(s) + (1 - P(S'))] = LOLE_{inf} + T \cdot (1 - P(S')) \quad (2.28a)$$

$$LOLE_{sup} - LOLE_{inf} = T \cdot (1 - P(S')) \quad (2.28b)$$

❑ Cálculo das Incertezas dos Índices EPNS e EENS

Para índices de confiabilidade que utilizam cortes de carga em seus cálculos como estes dois, os limites superiores iniciais são difíceis de serem estabelecidos. Por exemplo, caso a demanda máxima seja utilizada como limite superior, por ser um valor muito alto, resulta em uma imprecisão gap muito elevada, mesmo enumerando-se um número grande de estados.

☑ Método de Simulação Monte Carlo Não Sequencial

Neste método, as incertezas em torno do valor verdadeiro dos quatro índices básicos de confiabilidade são medidas através das equações (2.6a) e (2.6b), bastando apenas substituir adequadamente as funções-teste.

□ Cálculo das Incertezas dos Índices LOLP e LOLE

A título de ilustração, considere que a LOLP de um sistema de potência qualquer é estimada por $\hat{p}$. Neste caso a função-teste "F(s)" representa a função indicadora e a variância $\hat{V}(F)$ é estimada de acordo com a seguinte equação:

$$\hat{V}(F) = \hat{p} \cdot (1 - \hat{p}) \quad (2.29)$$

Logo, a incerteza relativa " β ", em torno da estimativa $\hat{p}$, pode ser obtida por meio da seguinte equação algébrica:

$$\beta = \frac{1}{\hat{p}} \sqrt{\frac{[\hat{p} \cdot (1 - \hat{p})]}{NS}} \quad (2.30)$$

Considerando, ainda, o fato de que o estimador da LOLP $\ll 1$, isto é, $\hat{p} \ll 1$, o tamanho da amostra "NS" necessário para avaliação do seu valor, pode ser obtido através da seguinte fórmula aproximada:

$$NS \approx 1 / (\hat{p} \cdot \beta^2) \quad (2.31)$$

Desta equação aproximada podem-se extrair as seguintes principais constatações:

- O esforço computacional para estimar o índice de confiabilidade LOLP, via simulação Monte Carlo Não Sequencial, é inversamente proporcional ao seu valor;
- O esforço computacional para se estimar pequenos valores da LOLP é maior para uma mesma incerteza relativa " β " em torno do seu valor;
- O tamanho da amostra "NS" necessária para avaliação do valor da LOLP deve crescer quatro vezes para reduzir a incerteza relativa " β " em duas vezes;
- Independentemente do sistema de potência a ser analisado ter dez, cem ou mil barramentos, o número de amostras "NS" necessárias para avaliação da LOLP é o mesmo.

2.2.3 Modelo de Análise de Desempenho

Conforme mencionado, o objetivo da função-teste consiste em verificar se uma determinada configuração do sistema de potência, configurado segundo o estado selecionado, é capaz de suprir um nível de carga específico, sem violar os limites operativos.

No cálculo dos índices de confiabilidade, embora ainda não existam definições amplamente aceitas, há uma distinção entre a avaliação de desempenho da rede elétrica sob os enfoques de Adequação e de Segurança. Estes dois enfoques de análises dos estados operativos do sistema de potência são descritos de forma detalhada a seguir.

2.2.3.1 Análise de Desempenho Sob a Ótica de Adequação

A análise de adequação dos estados operativos da rede elétrica é realizada de maneira idêntica, independentemente se a seleção dos estados se dá por amostragem do espaço de estados, como na simulação não sequencial, ou por amostragem de duração ou transição dos estados, como na simulação sequencial.

Na análise de adequação do sistema, inicialmente é necessário identificar se o estado selecionado $s \in S$ consiste de um estado normal de operação, no qual todos os componentes estão operando, ou em um estado de contingência. Neste caso, torna-se necessário determinar se as condições operativas do sistema estão sendo atendidas sem necessidade de haver corte de carga. Naturalmente, esta avaliação requer a execução de uma Análise de Contingências.

☒ Análise de Contingências

O objetivo da análise de contingências é determinar se o sistema, quando submetido a determinada contingência, é capaz de atender a demanda de energia sem violação das restrições operativas. Estas restrições são ditadas pela capacidade máxima de fornecimento de energia das unidades geradoras, pelos limites de carregamento dos circuitos de transmissão, pelos níveis de tensões nos barramentos da rede elétrica, etc.

A análise de contingências consiste em obter a solução para o problema do fluxo de potência para cada estado, em condições de contingência, e efetuar a monitoração do perfil operativo do sistema. Para tanto, parte-se da solução do fluxo de potência no estado normal de operação, que constitui o caso base. Sobre este caso base são aplicadas às contingências ou são sorteados na simulação Montes Carlo, resultando nas configurações dos estados operativos do sistema.

As contingências podem ser basicamente de dois tipos: contingências de unidades geradoras e contingências de circuitos de transmissão. As contingências de geração são mais fáceis de solucionar, pois implicam somente na alteração das injeções nos barramentos e, conseqüentemente, no vetor de termos independentes das equações de fluxo de potência.

Por sua vez, contingência de circuitos modifica a matriz de solução das equações do fluxo de potência. Após a alteração da matriz, um novo fluxo de potência precisa ser solucionado para determinar a distribuição de fluxos nos circuitos sob as novas condições. Se a distribuição de fluxos devido à perda de circuitos não criar em violações nas grandezas da rede elétrica, então o estado operativo em contingência não requer corte de carga.

No caso da avaliação de confiabilidade composta, a análise de adequação da rede elétrica está tipicamente relacionada às análises de fluxo de potência. O problema do fluxo de potência é formulado através de um sistema de equações algébricas não lineares, as quais correspondem a primeira e a segunda lei de Kirchhoff.

As equações básicas do fluxo de potência impõem a conservação das potências ativa e reativa em cada barramento da rede elétrica, isto é, a potência líquida injetada em um barramento qualquer deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes à ele conectado (Primeira Lei de Kirchhoff).

Já a segunda Lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes como função das tensões em seus barramentos. Assim, as equações básicas são não lineares porque expressam potência como uma função da tensão, com as cargas e gerações modeladas como potência constante.

Dependendo da aplicação, os modelos de fluxo de potência podem ter diferentes níveis de detalhes na representação da rede de transmissão, variando desde modelos de fluxo em redes até modelos de fluxo de potência não linear (AC).

☑ Definições e Equações do Fluxo de Potência

Seja N o conjunto de todos os barramentos do sistema, Q o conjunto dos barramentos de carga e G o conjunto dos barramentos de geração. Que $P = G \cup Q$, $P = G \cap Q$ e P representa o conjunto de todos os circuitos diretamente conectados ao barramento "i". O modelo de fluxo de potência AC permite considerar os aspectos relacionados à potência ativa e reativa. Geralmente é representado pelo seguinte conjunto de equações algébricas não lineares [M_83].

$$P_i(V, \theta) = \sum_{j \in P_i} P_{ij} = P_{Gi} - P_{Li} \quad \text{para } i \in P \quad (2.32a)$$

$$Q_i(V, \theta) = \sum_{j \in Q_i} Q_{ij} = Q_{Gi} - Q_{Li} \quad \text{para } i \in Q \quad (2.32b)$$

Onde:

$$P_{ij} = a_{ij}^2 \cdot G_{ij} \cdot V_i^2 - a_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \psi_{ij}) + b_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \psi_{ij})] \quad (2.33)$$

$$Q_{ij} = -a_{ij}^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) \cdot V_i^2 - a_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [g_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \psi_{ij}) - b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \psi_{ij})] \quad (2.34)$$

Por sua vez, as perdas ativas globais no sistema de transmissão são calculadas por:

$$P_L(V, \theta, a) = \sum_{i \in N} \sum_{j \in \tilde{N}_i} g_{ij} \cdot [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (2.35)$$

Onde:

V_i e V_j = Módulos das tensões nos barramentos "i" e "j";

t_{ij} = tap do transformador "i-j";

ψ_{ij} = Ângulo de defasamento do circuito "i-j";

θ_{ij} = Diferença angular ($\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$) entre as tensões dos barramentos "i" e "j";

P_{Li} e P_{Gi} = Magnitudes da carga e geração ativa do barramento "i", respectivamente;

Q_{Li} e Q_{Gi} = Magnitudes da carga e geração reativa do barramento "i", respectivamente;

b_{ij} e g_{ij} = Susceptância e condutância série do circuito "i-j";

b_{ij}^{sh} = Susceptância em derivação (shunt) do circuito "i-j";

P_{ij} = Fluxo de potência ativa no circuito "i-j";

Q_{ij} = Fluxo de potência reativa no circuito "i-j".

No caso de linhas de transmissão $t_{ij}=1$ e $\psi_{ij}=0$. Já para os transformadores em fase $b_{ij}^{sh}=0$ e $\psi_{ij}=0$, enquanto que para os defasadores puros $b_{ij}^{sh}=0$ e $t_{ij}=1$, e para os defasadores $b_{ij}^{sh}=0$.

As inequações de restrições de desigualdade correspondem às restrições operacionais relativas às magnitudes: das tensões nos barramentos do tipo PQ (dados P_i e Q_i e desconhecidos V_i e θ_i), dos limites de potências ativas e reativas nos barramentos do tipo PV (são dados P_i e V_i e desconhecidos Q_i e θ_i), e de tap de transformadores e de fluxos nos circuitos. Ou seja:

➤ Limites de geração de potência ativa:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi}(V, \theta, a) \leq P_{Gi}^{max} \quad (2.36)$$

➤ Limites de geração de potência reativa:

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi}(V, \theta, a) \leq Q_{Gi}^{max} \quad (2.37)$$

➤ Limites dos taps dos transformadores:

$$a_{ij}^{min} \leq a_{ij} \leq a_{ij}^{max} \quad (2.38)$$

➤ Limites das tensões nos barramentos:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (2.39)$$

➤ Limites dos fluxos aparentes dos circuitos:

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \leq S_{ij}^{max} \quad (2.40)$$

☑ Algoritmos de Solução

Os algoritmos de solução do problema do fluxo de potência AC geralmente são divididos em duas partes. A primeira corresponde a um processo iterativo que resolve o sistema de equações não lineares por um dos métodos: Newton, Newton-Raphson, Desacoplado Rápido, etc.

Já a segunda parte considera a atuação dos dispositivos de controle e a representação dos limites de operação do sistema. Naturalmente, as duas partes são resolvidas intercalando a solução das equações básicas com a representação dos controles operativos.

2.2.2.2 Modelo Computacional NH2

Devido à importância de se considerar, simultaneamente, todos os fatores relevantes acima mencionados (modelagem da rede AC, amostragem dos estados operativos dos componentes da rede de transmissão e cálculo dos índices de confiabilidade LOLP, LOLE, EPNS e ENNS via Enumeração de Estados ou via simulação Monte Carlo Não Sequencial, etc), e por ser largamente utilizado pelas empresas, será utilizado o modelo de análise probabilística e de avaliação de confiabilidade NH2¹ [MMRO_93a] para o desenvolvimento das metodologias propostas neste trabalho de tese. O algoritmo geral do modelo computacional NH2 é composto dos seguintes passos [MMROMPCF_92]:

1. Leitura do conjunto de cenários e casos base; Definição do tamanho máximo total da amostra, do tamanho inicial da amostra por cenário e da precisão desejada da estimativa dos índices de confiabilidade (no modo Simulação Monte Carlo) ou do nível de truncamento e lista de contingências (no modo Enumeração de Estados);
2. Seleção de um cenário e do caso base;
3. Seleção de um estado operativo do sistema (disponibilidades dos componentes), por sorteio das distribuições de probabilidades dos componentes (modo Monte Carlo) ou por enumeração sucessiva baseada em critério de severidade (na Enumeração de Estados);
4. Análise de adequação do estado selecionado. Isto é, verificação da possibilidade do atendimento à demanda sem violação de limites operativos; se necessário acionamento do algoritmo de medidas corretivas (redespacho de geração ativa e reativa, variação de taps de transformadores, cortes de carga, etc.);

¹ A terminologia NH2 significa Nível Hierárquico 2 (Figura 2.1), que conforme definição na literatura são estudos que abrangem a confiabilidade composta, isto é, contingências de geração e transmissão.

5. Atualização da estimativa dos índices; se a precisão das estimativas é aceitável ou se o tamanho da amostra é o máximo especificado (na Simulação Monte Carlo) ou se a lista de contingências foi exaurida (na Enumeração de Estados), seguir em frente, caso contrário voltar ao passo 3;
6. Se todos os cenários não foram ainda percorridos voltar ao passo 2, caso contrário, se a forma de amostragem dos estados é feita por Enumeração de Estados então fim, se a amostragem dos estados é realizada via Simulação Monte Carlo ir ao passo 7;
7. Verificação da precisão das estimativas para cada cenário; se todos os estados operativos são aceitáveis, fim do algoritmo; senão, caso ainda não se tenha excedido o tamanho máximo da amostra definir novo lote de sorteios por cenário, e voltar ao segundo passo.

2.2.2.3 Análise de Desempenho Sob a Ótica de Segurança

O conjunto de cortes de cargas produzidos pelos modelos computacionais apresentados na Tabela 2.1, não leva em consideração os fenômenos transitórios [A_97] que ocorrem por ocasião da saída forçada de um componente, conforme exigido no problema do PEI. As cargas cortadas, em tais ocasiões, podem ser maiores que aquelas avaliadas por meio de análise de adequação, como no problema do PET.

A título de ilustração, as Figuras 2.6 e 2.7 mostram duas situações hipotéticas onde a confiabilidade da rede elétrica, para um dado distúrbio, é dominada pelo regime permanente - aspecto de adequação (Figuras 2.6) e no caso de predominância do regime dinâmico - aspecto de segurança (Figuras 2.7). Nesta última situação, o nível de corte de carga obtido considerando apenas do aspecto de adequação conduz a uma estimativa otimista do montante de carga desligada e, conseqüentemente, dos níveis de confiabilidade dos subsistemas interligados.

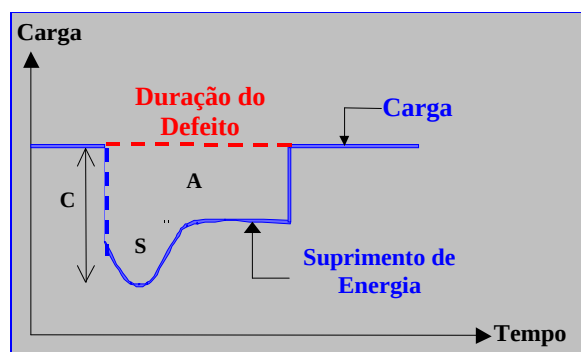


Figura 2.5: Predominância do Regime Estático

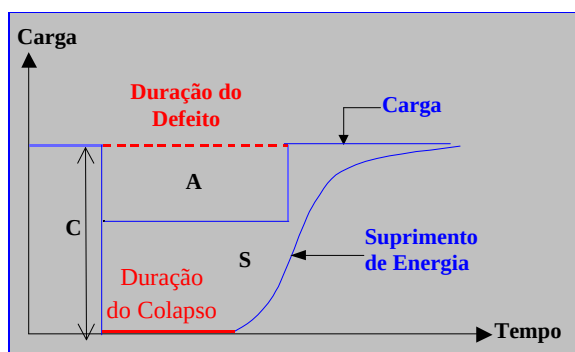


Figura 2.6: Predominância do Regime Dinâmico

Nestas figuras, "A" representa a potência desligada, ignorando-se os fenômenos transitórios, enquanto o montante "A+S" representa o corte de carga total e "C" a carga desligada por ocasião de uma saída forçada. Assim, dois sistemas que possuam um mesmo índice de risco estático poderão ter um índice de risco dinâmico diferente e, em consequência, níveis de confiabilidades bastante diferentes.

Isto pode ocorrer em razão dos comportamentos dinâmicos desiguais dos subsistemas interligados. Como exemplo, considere dois subsistemas com unidades geradoras de potências nominais bem diferentes ou interligados por uma rede dimensionada para atender ao critério "N-0". Eles poderão ter o mesmo valor de risco estático, mas aquele que tiver as unidades geradoras maiores será o menos confiável, em virtude das piores consequências dinâmicas proveniente da saída forçada de um dos geradores ou de defeito em um dos circuitos da rede de interligação.

Um índice de risco dinâmico que pode ser utilizado é o "valor médio esperado da potência desligada repentinamente". Este índice mede tanto os pequenos como os grandes distúrbios causados pela saída de um componente do sistema interligado. Na Figura 2.6, a potência desligada (carga cortada) o montante de carga desligada "C" consiste da:

- ☐ Potências requeridas pelas cargas desconectadas da geração, ou;
- ☐ Cargas desligadas pelos relés de subfrequência, durante a evolução das frequências dos subsistemas interligados, ou;
- ☐ Potências requeridas pelas cargas dos subsistemas interligados, onde as frequências de oscilações caem abaixo de um valor crítico, nos quais os subsistemas podem operar.

Ao invés de "C" seria possível considerar o montante de carga desligada "S", em seguida a um transitório, e excedendo aquela já incluída no montante de carga desligada "A". Esta situação está ilustrada de forma esquemática na Figura 2.7.

O método a ser utilizado nesta proposta de tese, para analisar e solucionar o problema do PEI, incorpora os montantes dos cortes de cargas provenientes das análises de estabilidade dinâmica. Os cortes de cargas são obtidos em função dos seguintes parâmetros:

- ☐ Potência ativa gerada em cada subsistema;
- ☐ Reservas girantes existentes nos subsistemas;
- ☐ Desbalanços de potências ativas dos subsistemas;
- ☐ Frequências de oscilações dos subsistemas.

2.3 Principais Constatações

Das análises realizadas ao longo deste capítulo pode-se extrair as seguintes principais constatações relativas aos métodos de amostragens dos estados operativos e modelos de avaliação de confiabilidade.

- ❑ O modelo computacional NH2 se apresenta suficientemente flexível, eficiente e com característica de efetuar análises e avaliações de confiabilidade de sistemas de geração e transmissão de grande porte, como os sistemas de potência brasileiros. Ademais, este poderoso modelo, permite incorporar fatores considerados de grande relevância para a obtenção dos índices de confiabilidade do sistema;
- ❑ Por efetuar a análise de confiabilidade composta, resulta como subproduto o cálculo dos índices de confiabilidade de geração (representação a barramento único) e de transmissão, onde se ignoram as indisponibilidades do sistema de geração. A diferença entre o índice de confiabilidade do sistema composto e os índices associados aos sistemas de geração e transmissão reflete a contribuição dos efeitos compostos nos índices finais, isto é, a parcela que não é explicada pelos modelos de confiabilidade de geração e transmissão [CPPOAM_87];
- ❑ O modelo NH2 permite realizar as amostragens dos estados operativos do sistema tanto pelo método de Enumeração de Estados como via Simulação Monte Carlo, e permite o uso de fluxo de potência linear e não linear, na avaliação de desempenho dos estados operativos selecionados;
- ❑ Tanto a Enumeração de Estados como via Simulação Monte Carlo se basiam na modelagem no espaço de estados, utilizando condições "instantâneas" do sistema para avaliar seu desempenho técnico. Desta forma, os aspectos cronológicos relacionados à operação do sistema, como as condições de armazenamento das águas, da duração e frequência das interrupções, etc., são ignoradas nos cálculos dos índices de confiabilidade. Este fato ocorre devido à necessidade de conhecer a evolução do sistema no tempo, de modo a identificar as seqüências temporais de falhas dos mesmos.

Considerando o tempo diretamente na modelagem torna-se possível incorporar também os fatores externos que influenciam o desempenho do sistema no que se refere a sua resposta frente aos requisitos de consumo de energia, tais como, por exemplo: políticas de manutenção programada das centrais de geração e das linhas de transmissão e transformadores conectados na rede elétrica;

- ❑ Quanto ao aspecto relacionado aos requisitos computacionais, é evidente que o método de Simulação Monte Carlo Sequencial demanda um maior porte de recursos e esforço que os métodos não cronológicos, tanto pela maior quantidade de informações a ser manipulada como por ser mais lenta a convergência;
- ❑ O método baseado em Enumeração de Estados torna-se bastante atrativo quando o número de cenários a serem analisados é relativamente pequeno. Este é o caso das simulações e avaliações de confiabilidade de sistemas de transmissão e de redes de interligações entre subsistemas energéticos, nos quais as probabilidades de falhas dos seus componentes são relativamente baixas. Nestas avaliações, excluindo-se os eventos de modo comum e as falhas originadas nas subestações, as saídas simultâneas de vários circuitos são altamente improváveis de ocorrer;
- ❑ Ademais, o método de Enumeração de Estados também é conceitualmente atrativo, pois corresponde a uma extensão direta da análise de contingências (critério determinístico "N-1"). Entretanto, sua aplicação em avaliação de confiabilidade composta pode tornar-se menos indicada na medida em que a probabilidade do espaço de estados torna-se mais dispersa, devido aos elevados valores de indisponibilidades das unidades geradoras do sistema;
- ❑ Em estudos de avaliação de confiabilidade de sistemas de potência, onde apenas os valores esperados dos índices de confiabilidade são necessários, o método de Simulação Monte Carlo Não Sequencial é preferível, haja vista a possibilidade de calcular todos os índices de confiabilidade usuais (não depende do tamanho do espaço de estados operativos a ser analisado) com pouco esforço computacional. Ressalta-se que, estes estudos constituem a grande maioria dos casos de avaliação de confiabilidade.

A sua maior limitação reside na grande dependência entre o esforço computacional e a precisão desejada para os valores dos índices de confiabilidade compostos, bem como a não representação dos aspectos cronológicos contidos na operação dos componentes do sistema de potência.

Uma forma de aumentar a eficiência da Simulação Não Sequencial está na aplicação de técnicas de redução de variância [OPC_89, POCO_90 e PB_92], cuja idéia central consiste em reduzir as incertezas presentes nas estimativas dos índices de confiabilidade. Com este procedimento, torna-se viável o uso de amostras menores para uma mesma precisão das estimativas;

- ❑ Por sua vez, nos estudos onde há a necessidade de identificar as durações das interrupções de fornecimento de energia às cargas do sistema, bem como a distribuição de probabilidade das durações, o método de Simulação Monte Carlo Sequencial deve ser utilizado, apesar de seu ele-

vado tempo computacional. Um exemplo deste tipo de estudo é o cálculo do Custo das Interrupções de energia, tanto para o consumidor como para as concessionárias de energia elétrica.

Salienta-se, entretanto, que o método pseudo-sequencial descrito em [MPL_94] reduz os elevados requisitos computacionais envolvidos na Simulação Sequencial.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ③

Algoritmos de Medidas Corretivas e Custos Marginais de Confiabilidade

3.1 Introdução

Durante as análises dos estados operativos da rede elétrica em condição de contingências, procura-se caracterizá-los como sendo de Sucesso ou de Falha, sendo a classificação função dos critérios de desempenho estipulados. Normalmente, um estado é considerado de sucesso se todas as cargas estão sendo atendidas sem nenhuma violação de limites de tensões nos barramentos ou de carregamentos dos circuitos. Em qualquer outra situação fica caracterizado um estado de falha.

A avaliação do desempenho da rede elétrica é geralmente realizada através de um fluxo de potência AC ou DC, acoplado a um algoritmo de medidas corretivas capaz de determinar mudanças no ponto de operação do sistema. Estas mudanças podem conduzir um estado operativo de falha (limites violados) para um estado operativo de sucesso, através da atuação dos controles sobre as potências ativas, de tensões das unidades geradoras e dos taps dos transformadores.

O problema a ser resolvido pelos algoritmos de medidas corretivas consiste em estabelecer um conjunto de ações de controle que reconduza o sistema para um ponto de operação viável, em que não haja violações dos limites das tensões dos barramentos e carregamentos dos circuitos de transmissão. Se o objetivo não for atingido o algoritmo de medidas corretivas utilizado deve determinar a mínima injeção de reativos ou o mínimo corte de carga capaz de reconduzir o sistema a um estado operativo aceitável (estado de sucesso) sob condições de contingências.

Este capítulo aborda o problema da determinação de medidas corretivas (incluindo cortes de carga), as quais são formuladas como um problema de otimização, denominado de Fluxo de Potência Ótimo. Ademais é apresentado um breve histórico da aplicação da análise de sensibilidade em sistemas de potência, onde se discute o aspecto conceitual da análise de sensibilidade e se sua relação com as variáveis do Fluxo de Potência Ótimo.

3.2 Forma Geral do Problema de Otimização

O problema de determinação de um elenco de medidas corretivas (incluindo cortes de carga) pode ser formulado como um Problema de Otimização, que consiste de um Problema de Programação Não Linear de grande porte com não linearidades, não convexidades, variáveis discretas, podendo alcançar centenas de restrições de igualdade e desigualdades.

A formulação geral de um Problema de Otimização, que consiste na minimização de um Índice de Desempenho, pode ser representado analiticamente por uma função, sujeito a um conjunto de equações e inequações, que representam o comportamento e as limitações físicas do sistema, denominadas de restrições. Em termos matemáticos, este Problema de Otimização pode ser expresso da seguinte forma:

$$\text{Min } f(\vec{z}) \quad (3.1a)$$

Sujeito a:

$$g(\vec{z}) = 0 \quad (3.1b)$$

$$h(\vec{z}) \leq 0 \quad (3.1c)$$

$$\vec{z} \geq 0 \quad (3.1d)$$

Onde:

$\vec{z} \in \Re^n$ - vetor de variáveis de decisão (variáveis de otimização) do problema;

$f : \Re^n \rightarrow \Re$ - índice de desempenho ou função-objetivo;

$g : \Re^n \rightarrow \Re^m$ - vetor de funções das restrições de igualdade;

$h : \Re^n \rightarrow \Re^p$ - vetor de funções das restrições de desigualdades.

O sistema de potência é modelado através das restrições de igualdade e desigualdade (3.1b) e (3.1c). Já o índice de desempenho (3.1a) representa a quantidade de especial interesse que se deseja otimizar, sendo peculiar a cada sistema. Uma vez modelado o Problema de Otimização, deve-se encontrar uma metodologia que permita a sua resolução.

Considerando a condição de não negatividade (3.1d) incluída no conjunto de desigualdades de (3.1c), o Problema de Programação Não Linear pode ser resolvido por meio de uma Função de Lagrange - $\mathcal{L}(\vec{z}, \lambda_g, \lambda_h)$.

A utilização desta função é um artifício matemático utilizado para transformar um problema de otimização (linear ou não linear) sujeito a restrições de igualdade em um Problema de Otimização irrestrito. Este artifício consiste em adicionar as restrições de igualdade à função-objetivo, formando um novo índice de desempenho [Z_69], como mostra a equação (3.2).

$$\mathcal{L}(z^-, \lambda_g, \lambda_h) = f(z^-) + \lambda_g^T \cdot g(z^-) + \lambda_h^T \cdot h(z^-) \quad (3.2)$$

Onde, $\lambda_g \in \Re^n$ e $\lambda_h \in \Re^p$ - vetores de Multiplicadores de Lagrange.

Como podem ser observadas no Problema de Otimização modificado (3.2), as restrições de igualdade e desigualdade são adicionadas à função-objetivo pré-multiplicadas por novas variáveis (Multiplicadores de Lagrange): as originais (primais) "z" e as adicionais (duais) " λ_g " e " λ_h ".

Como o mínimo restrito de $f(z)$ se encontra em um ponto de sela da Função de Lagrange [Z_69], o Problema de Otimização equivalente apresenta a seguinte forma:

$$\text{Max}_{\lambda_g, \lambda_h} [\text{Min}_{z^-} \mathcal{L}(z^-, \lambda_g, \lambda_h)] \quad (3.3)$$

Da equação (3.3) infere-se que o Problema de Otimização original, através da Função Lagrangeana, pode ser representado pela resolução simultânea de dois problemas irrestritos, um de minimização e outro de maximização.

As condições necessárias de otimalidade de primeira ordem (condições de Karush-Kuhn-Tucker - KKT) [KT_51] e [L_65] para este Problema de Otimização são as indicadas em (3.4a) à (3.4e). Estas condições de otimalidade devem ser satisfeitas no ponto perturbado $(z^-, \lambda_g, \lambda_h)$.

$$\nabla f(z^-) + \nabla g(z^-) \cdot \lambda_g + \nabla h(z^-) \cdot \lambda_h = 0 \quad (3.4a)$$

$$g(z^-) = 0 \quad (3.4b)$$

$$h(z^-) \leq 0 \quad (3.4c)$$

$$\lambda_h^T \cdot h(z^-) \leq 0 \quad (3.4d)$$

$$\pi \geq 0 \quad (3.4e)$$

Vale lembrar que, estas condições de otimalidade formam a base para o desenvolvimento dos algoritmos computacionais [F_87]. Ademais, o critério de convergência de muitos algoritmos de otimização é derivado diretamente destas condições.

Como pode ser observado, o Multiplicador de Lagrange associado à restrição de igualdade " λ_g " (3.4b) não possui qualquer restrição de sinal. Já o multiplicador associado à restrição de desigualdade " λ_h " (3.4e) deve ser sempre não-negativo.

A equação (3.4a) garante um gradiente do Lagrangeano (3.2) nulo no ponto candidato ao ótimo. Por sua vez, a equação (3.4b) diz que, neste ponto ótimo, os Multiplicadores de Lagrange e os Multiplicadores de Complementaridade das restrições de desigualdade são iguais. Já as equações (3.4c) e (3.4d) tornam a solução factível. Finalmente, a equação (3.4e) permite considerar simultaneamente todas as restrições de desigualdade, sejam elas ativas ou não na solução ótima, ao custo de incrementar o número de variáveis duais.

Transformando a equação de desigualdade (3.4d) em igualdade, através da adição do vetor de variáveis de folga "z > 0", o sistema de equações (3.4a) a (3.4e) toma a seguinte forma:

$$\nabla f(\bar{z}) + \nabla g(\bar{z}) \cdot \lambda_g + \nabla h(\bar{z}) \cdot \lambda_h = 0 \quad (3.5a)$$

$$g(\bar{z}) = 0 \quad (3.5b)$$

$$h(\bar{z}) \leq 0 \quad (3.5c)$$

$$\lambda_h^T \cdot h(\bar{z}) + \mu = 0 \quad (3.5d)$$

$$\lambda_h \geq 0 \quad (3.5e)$$

$$\mu \geq 0 \quad (3.5f)$$

Através de uma manipulação matemática, podem ser eliminados os multiplicadores " λ_h " do sistema de equações, ou seja substituindo a equação (3.5d) na expressão (3.5a), resulta em:

$$\nabla f(\bar{z}) + \nabla g(\bar{z}) \cdot \lambda_g + \nabla h(\bar{z}) \cdot \left[\frac{\mu}{-h(\bar{z})} \right] \cdot e = 0 \quad (3.6a)$$

$$g(\bar{z}) = 0 \quad (3.6b)$$

$$h(\bar{z}) \leq 0 \quad (3.6c)$$

$$\mu \geq 0 \quad (3.6d)$$

Onde;

$$e = [1, 1, \dots, 1];$$

$$\left[\frac{\mu}{-h(\bar{z})} \right] - \text{matriz diagonal de elementos } \left[\frac{\mu_i}{-h_i(\bar{z})} \right];$$

$$\left[\frac{\mu}{-h(\bar{z})} \right] \cdot e - \text{vetor compostos dos elementos } \left\{ \frac{\mu_1}{-h_1(\bar{z})}, \dots, \frac{\mu_i}{-h_i(\bar{z})}, \dots, \frac{\mu_{nd}}{-h_{nd}(\bar{z})} \right\}.$$

Sabe-se entretanto que, as equações (3.6a) a (3.6d) representam as condições de otimalidade de primeira ordem para um problema como descrito pela equação (3.7).

$$P(\bar{z}, \lambda_g, \lambda_h) = f(\bar{z}) + g(\bar{z}) \cdot \lambda_g - \sum_{i=1}^p [\mu_i \cdot \ln(h(\bar{z}))] \quad (3.7)$$

$$\sum_{i=1}^p [\mu_i \cdot \ln(h(\bar{z}))] - \text{Função barreira logarítmica.}$$

Note que o gradiente da equação (3.7) resulta na expressão (3.6a), e se anula no ponto $(z, \lambda_g, \lambda_h)$. Isto significa que a condição necessária de primeira ordem para este ponto ser um mínimo local é satisfeita. Assim, a inclusão da barreira logarítmica na expressão da função-objetivo permite satisfazer no ponto de solução a equação (3.6a).

Ademais, a função barreira logarítmica representa a penalidade submetida à função-objetivo com a finalidade de garantir que o ponto ótimo pertença ao interior da região viável formada pelas restrições de desigualdade.

3.3 Fluxo de Potência Ótimo

Fluxo de Potência Ótimo assume a forma geral de um problema de otimização (3.1a) à (3.1c), consistindo de uma função-objetivo sujeita a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade. Dependendo do objetivo do estudo (função-objetivo do problema), podem ser definidos diferentes Problemas de Otimização para um mesmo sistema de potência. As funções-objetivo mais comuns são [SPT_94], [PMS_95], [IWTM_96] e [CEPEL_98]:

- a) Minimização de custos de geração de potências ativa e reativa;
- b) Minimização de custos de injeções de potências ativa e reativa;
- c) Minimização de custos de instalação de reativos em série e em derivação;
- d) Minimização de desvios de geração de potências ativas;
- e) Minimização de desvios de controles alterados, de potência ativa e de intercâmbio;
- f) Maximização de carregamentos do sistema e de transferências de potências ativa;
- g) Minimização das perdas de potência ativa;
- h) Minimização dos cortes de carga.

Ademais, estas funções-objetivo também podem ser combinadas em um único problema de otimização, através de uma abordagem multi-objetivo [YBMS_88] e [CS_97].

Dentre estes diferentes problemas de Fluxo de Potência Ótimo as opções (g) e (h) podem ser usadas no contexto do problema do PET, enquanto que as opções (c) e (h) podem ser usadas no contexto do problema do PER. Contudo, na presente tese optou-se pelo uso do Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Corte de Carga (opção "h") para adicionar circuitos e suportes de reativos em derivação ao longo do período de planejamento.

O problema de Minimização do Corte de Carga consiste em determinar o mínimo corte de carga necessário para restaurar a viabilidade da operação do sistema ou para restaurar a solvabilidade das equações de balanço de potência nos barramentos que de outra forma não teriam solução. A formulação matemática para este Problema de Minimização, diferenciando os consumidores no evento de um corte de carga, toma a seguinte forma:

$$\text{Min} \sum_{i \in \Omega_c} f_{c_i} \cdot PL_i \quad (3.5a)$$

Sujeito a:

$$P_i(V, \theta, a) = PG_i - (1 - f_{c_i}) \cdot PL_i \quad (3.5b)$$

$$Q_i(V, \theta, a) = QG_i - (1 - f_{c_i}) \cdot QL_i \quad (3.5c)$$

$$-S_{ij}^{\min} \leq S_{ij}(V, \theta, a) \leq S_{ij}^{\max} \quad (3.5d)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.5e)$$

$$QG_i^{\min} \leq Q_i(V, \theta, a) \leq QG_i^{\max} \quad (3.5f)$$

$$PG_i^{\min} \leq P_i(V, \theta, a) \leq PG_i^{\max} \quad (3.5g)$$

$$a_{ij}^{\min} \leq a_{ij} \leq a_{ij}^{\max} \quad (3.5h)$$

$$0 \leq f_{c_i} \leq 1 \quad (3.5i)$$

Onde:

PL_i, QL_i - Cargas ativa e reativa do barramento "i";

PG_i, QG_i - Potência ativa e reativa gerada no barramento "i";

f_{c_i} - Fração de carga cortada (em pu) no barramento "i";

$PG_i^{\min}, PG_i^{\max}$ - Limites mínimo e máximo de potência ativa gerada no barramento "i";

$QG_i^{\min}, QG_i^{\max}$ - Limites mínimo e máximo de potência reativa gerada no barramento "i";

$S_{ij}^{\min}, S_{ij}^{\max}$ - Limites mínimo e máximo de potência aparente do circuito "i-j";

$V_i^{\min}, V_i^{\max}$ - Limites mínimo e máximo da tensão do barramento "i";

$a_{ij}^{\min}, a_{ij}^{\max}$ - Limites mínimo e máximo do tap do transformador "i-j";

a_{ij} = tap do transformador conectado aos barramentos "i" e "j";

Observe que é utilizado o mesmo parâmetro " f_{c_i} " para o corte de carga ativa e reativa. Isto significa que o fator de potência das cargas permanece constante. Ademais, as cargas são modeladas como sendo do tipo potência constante.

3.3.1 Forma Geral do Fluxo de Potência Ótimo

As diversas formas de problemas de Fluxo de Potência Ótimo acima descrito podem ser formuladas como um problema de programação não linear (problema geral de otimização), com restrições de igualdade e desigualdade. Com estas características este problema pode ser formulado matematicamente da seguinte forma [C_62] e [CDF_91]:

$$\text{Min } f(\bar{x}, \bar{y}) \quad (3.6a)$$

Sujeito a:

$$g(\bar{x}, \bar{y}) = 0 \quad (3.6b)$$

$$h(\bar{x}, \bar{y}) \leq 0 \quad (3.6c)$$

$$\underline{\bar{y}} \leq \bar{y} \leq \bar{\bar{y}} \quad (3.6d)$$

Onde:

$f(\bar{x}, \bar{y}) \in \mathcal{R}$ - Função-objetivo a ser minimizada;

$\bar{x} \in \mathcal{R}^n$ - Vetor das variáveis de estado (variáveis de decisão). Geralmente representa:

- Módulos das tensões nos barramentos;
- Ângulos de fases das tensões nos barramentos;

$\bar{y} \in \mathcal{R}^n$ - Vetor das variáveis de controle (variáveis especificadas). Representa:

- Geração de potência ativa e reativa;
- Potência ativa e reativa das cargas;
- Magnitudes das tensões nos barramentos de geração;
- Taps dos transformadores com LTC;

$g(\bar{x}, \bar{y}) \in \mathcal{R}^m$ - Vetor composto das restrições não lineares de igualdade do Fluxo de Potência Ótimo. Representa as equações dos resíduos de potência ativa (para todos os barramentos) e reativa (somente para os barramentos "PQ"), onde $m < n$;

$h(\bar{x}, \bar{y}) \in \mathcal{R}^p$ - Vetor composto das restrições não lineares de desigualdades do Fluxo de Potência Ótimo. Representam os limites de fluxos de potência aparente nos circuitos e os limites inferiores e superiores das variáveis de estado (vetor de tensões "V");

$\underline{\bar{y}} \text{ e } \bar{\bar{y}} \in \mathcal{R}^n$ - Vetor composto dos limites mínimos e máximos das variáveis de controle. Todas as variáveis de controle podem ser livremente ajustadas, porém devem obedecer aos limites predefinidos. Podem também ser inibidas durante o processo de minimização, não variando seu valor ao longo da solução do Fluxo de Potência Ótimo.

3.3.2 Métodos de Solução do Fluxo de Potência Ótimo

Encontram-se, na literatura, diversas publicações que enfocam a formulação e a solução do problema do Fluxo de Potência Ótimo. Destacam-se dentre estes trabalhos, diferentes métodos e algoritmos de segunda ordem, abordados por vários pesquisadores. No entanto, todos estes métodos apresentam vantagens e desvantagens quanto à sua eficiência computacional e à flexibilidade no tratamento dos aspectos operacionais do Problema de Otimização.

Nos itens que se seguem será apresentado um breve levantamento bibliográfico do problema do Fluxo de Potência Ótimo, bem como das técnicas utilizadas para resolução e para as análises de sensibilidade.

3.3.2.1 Histórico do Problema do Fluxo de Potência Ótimo

O problema do Fluxo de Potência Ótimo foi proposto por [C_62] a partir do problema de despacho econômico. Historicamente, o problema de despacho econômico, foi o precursor do referido problema, o qual marcou o fim do período clássico do despacho econômico. Assim, o problema do despacho econômico passou a ser abordado como um caso particular do FPO. Desde então, muitos trabalhos foram realizados na tentativa de resolvê-lo, a saber:

- Uma das primeiras abordagens para resolver o problema do Fluxo de Potência Ótimo foi feita por [DT_68]. Este trabalho serviu como referência para a produção de muitas outras abordagens de resolução. Neste artigo pioneiro, eles propuseram o Método do Gradiente Reduzido, que consiste numa direção de passo descendente aplicado ao subespaço tangente das equações não lineares do fluxo de potência.

Tal método de solução tem uma eficiência de primeira ordem para a minimização da função-objetivo, onde as equações do fluxo de potência são resolvidas pelo método de Newton após mudanças nas variáveis de controle. Neste método as restrições de igualdade são associadas à função Lagrangiana, através dos Multiplicadores de Lagrange, enquanto que as restrições de desigualdade são tratadas através de parâmetros de penalidade. Apesar de seu rigor matemático, esta abordagem apresenta convergência lenta, oscilando próximo da solução ótima.

Para a atualização dos novos valores das variáveis de controle utiliza-se um passo, que é determinado por uma busca unidimensional. O método também apresenta dificuldades na modelagem dos componentes, tal como taps de transformadores que são considerados no fluxo de carga e não no processo de otimização. O método do gradiente reduzido foi capaz de resolver redes elétricas com até 500 barramentos;

- [S_69] apresentou uma combinação do método de Powell e Fletcher-Power. O método de Powell é usado para resolver problemas de otimização restrita, enquanto o método de Fletcher-Power é usado para resolver problemas de otimização irrestrita. Ambos propuseram uma técnica de segunda ordem, ou seja, utiliza a matriz Hessiana. Esta técnica tem o objetivo de tornar o problema restrito em irrestrito, penalizando todas as restrições de desigualdade que são violadas e as restrições de igualdade que ainda estão longe de zero. A ação da penalidade faz com que o valor da função-objetivo tenda a aumentar quando uma restrição é violada.

O algoritmo procura minimizar a violação e, trazer as variáveis de volta para a região factível. Durante o processo de convergência os fatores de penalidade aumentam o que pode causar um mau condicionamento da matriz Hessiana, ou seja, elementos muito elevados na diagonal principal, comprometendo a convergência do método. O método proposto foi testado no sistema IEEE com 30 barramentos;

- O Método de Penalidade apresentado por [SVA_73] surgiu com o objetivo principal de acelerar a convergência do método utilizado por [DT_68]. A ideia deste método consiste em transformar o problema restrito em irrestrito, minimizando, assim, uma função auxiliar formada pela função-objetivo e pela função de penalidade, que consiste nas restrições de igualdade e desigualdade penalizadas. A cada iteração são aumentados os fatores de penalidade, a matriz Hessiana da função auxiliar é calculada, e as variáveis são atualizadas.

O processo é repetido até que todas as restrições sejam satisfeitas. Como a matriz Hessiana recebe influência direta dos fatores de penalidade, valores elevados podem torná-la má condicionada;

- [RK_74] propuseram um método em que foram empregadas as técnicas de programação não linear para minimizar uma função-objetivo, formada pelas perdas na transmissão e pelo custo de geração. Os multiplicadores de Lagrange e o método de Newton foram utilizados na solução do problema do Fluxo de Potência Ótimo.

Neste método, as restrições de igualdade, representadas pelas equações de fluxo de potência, são incorporadas à função Lagrangeana através dos Multiplicadores de Lagrange, enquanto que as restrições de desigualdade são incorporadas através de parâmetros de penalidades. Para correção das variáveis, utiliza-se a matriz Hessiana e o vetor gradiente da função Lagrangeana. Este trabalho foi testado em um sistema de 179 barramentos;

- [SABTH_84] utilizaram uma formulação explícita do Método de Newton para resolução do problema do Fluxo de Potência Ótimo. A cada iteração a função Lagrangeana é aproximada por uma quadrática. O conjunto de restrições é dividido em dois grupos: restrições penalizadas, introduzidas na função-objetivo através de termos de penalidades quadráticos, e restrições ativas na solução, incorporadas ao conjunto de restrições de igualdade do problema.

A solução do problema ocorre quando as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker estão satisfeitas, e as equações do fluxo de carga convencional estão dentro das tolerâncias determinadas. O método apresenta convergência de segunda ordem e tem como deficiência a necessidade de identificar as restrições de desigualdade que são ativas na solução. O método foi testado em uma rede elétrica de 912 barramentos;

- [SDS_88] desenvolveram um trabalho em que o problema do Fluxo de Potência Ótimo é resolvido pelo Método da Lagrangeana Aumentada, o qual está baseado nas técnicas de programação não linear. A trajetória de convergência do método é pela região inatível do problema. A cada iteração a função Lagrangeana Aumentada é minimizada em relação às variáveis primais, utilizando o Método de Newton.

Os Multiplicadores de Lagrange são atualizados visando a maximização da função Lagrangeana Aumentada Dual, associada ao problema original. Este método não necessita de parâmetros de penalidade muito elevados. A solução é obtida quando todas as restrições de igualdade e de desigualdade estão sendo satisfeitas, dentro de uma tolerância especificada;

- [ML_92] propuseram uma nova abordagem do Método de Newton, combinando o método dos Multiplicadores de Lagrange e o método da função penalidade. A proposta é basicamente a mesma de [SABTH_84], a diferença está na utilização de uma penalidade adaptativa que assegura que a matriz Hessiana seja positiva ao longo do processo de solução, sem afetar a convergência do problema;

- [G_94] propôs o Método Primal-Dual com Barreira Logarítmica, um método de pontos interiores, que consiste em encontrar o ponto ótimo satisfazendo às restrições canalizadas durante o processo iterativo. Utiliza Multiplicadores de Lagrange para as restrições de igualdade e transforma as desigualdades em equações de igualdade através do uso de variáveis de folga. Estas variáveis são incorporadas à função-objetivo através de uma função barreira logarítmica e de parâmetros de barreira, que tende a zero com o aumento do número de iterações. Este algoritmo é bastante sensível à escolha do parâmetro de barreira, podendo divergir em alguns casos. A solução é encontrada quando todas as restrições do problema original estão satisfeitas;

- Destaca-se também nesta mesma área de pontos interiores, o trabalho de [WYDM_94] que sugere uma extensão do Método Primal-Dual. Seu algoritmo é chamado de Método Preditor-Corretor e sua diferença, em relação ao Método Primal-Dual, reside na introdução de termos não lineares nas condições de otimalidade. O trabalho de [QGM_95] também contribui para o avanço das técnicas de otimização que utilizam pontos interiores;
- [C_97] propôs o Método de Newton associado à função Lagrangeana Aumentada, que basicamente associa os métodos propostos por [SABTH_84] e [SDS_88]. Este método não apresenta a necessidade de se identificar as restrições de desigualdade que estão ativas na solução, eliminando, assim, a deficiência do algoritmo de [SDS_84]. As restrições de igualdade são tratadas pelo método de Newton, e não são penalizadas. O método foi aplicado em redes elétricas de 57 e 662 barramentos;
- [TQ_98] propuseram a resolução do problema do Fluxo de Potência Ótimo pelo Método dos Pontos Interiores, usando Coordenadas Retangulares de tensão. Algumas variáveis do referido problema, quando representadas na forma retangular, têm função-objetivo e restrições quadráticas. Tais características permitem facilidades para iniciar e incorporar informações de alta ordem em um procedimento preditor-corretor que melhora o desempenho do método. A técnica apresentou bom desempenho computacional;
- [MZ_99] apresentaram o Método de Pontos Interiores Quadrático Melhorado aplicado à solução do problema do Fluxo de Potência Ótimo. A abordagem proposta pode trabalhar com função-objetivo que podem ser o despacho ótimo, planejamento de reativos e minimização de perdas. É realizado um procedimento de eliminação para se obter uma redução no problema do Fluxo de Potência Ótimo.

A principal característica deste método reside na possibilidade de um ponto de partida geral (a não necessidade de um ponto inicial bom, como é requerido nos demais métodos de pontos interiores) e na rápida convergência. O método foi testado nos sistemas IEEE de 14, de 30 e de 118 barramentos para o despacho ótimo, planejamento de reativos e minimização das perdas ativas;
- [C_00] propuseram uma nova abordagem que melhora o Método de Newton para a solução do problema do Fluxo de Potência Ótimo, no qual os multiplicadores de Lagrange são calculados diretamente do sistema linearizado. A fatoração é feita a por elementos, ao invés de estrutura de blocos. As vantagens são: o curto tempo de processamento computacional e a redução no uso de memória. Neste trabalho foram feitos vários testes, envolvendo os sistemas IEEE de 14, 30 e 118 barramentos e para o sistema brasileiro com 810 barramentos.

Inferre-se desta análise bibliográfica que, entre os métodos de otimização que utilizam o Método de Pontos Interiores para a solução do problema do Fluxo de Potência Ótimo, destaca-se o Método Primal-Dual com Barreira Logarítmica [G_94] pela sua robustez. Nos subitens que se seguem são apresentados mais detalhes deste método de solução.

Como alternativa a este método de segunda ordem tem-se o Método de Programação Linear Sucessiva que permite obter "boas soluções locais" (soluções bem próximas da realidade operativa da rede elétrica) [RMMGG_92], além de ser rápido e flexível. No Anexo II é apresentada uma descrição mais detalhada deste método de solução.

3.3.2.2 Resolução do Fluxo de Potência Ótimo Via Pontos Interiores

O Método de Pontos Interiores pressupõe a resolução de um sistema de equações não lineares para a obtenção do ponto candidato a ótimo. Esta resolução é realizada através de um processo iterativo, requerendo-se em cada iteração a solução de um sistema linear de grande dimensão e alto grau de esparsidade. O ponto chave do método de otimização por pontos interiores [AKRV_89] consiste em transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade através da incorporação de variáveis de folga, e associar uma função barreira logarítmica à função-objetivo do problema. Com isto, pode-se construir uma Função Lagrangeana expandida contendo somente restrições de igualdade e aplicar as condições de estacionaridade da Lagrangeana (condições de otimalidade de primeira ordem KKT) a esta função [BS_79].

Na literatura técnica, este método de otimização ficou conhecido como Primal-Dual de Pontos Interiores. Entre eles, o Primal-Dual Barreira Logarítmica tem se mostrado bastante eficiente no tratamento de sistemas de grande porte, mal condicionado e com problemas de violações de tensões, uma vez que, entre outras características, ele não precisa partir de um fluxo de potência convergido.

Adicionando as variáveis de folgas " $\bar{s} \geq 0$ " e " $z_j \geq 0$ " e de excesso " $\underline{s} \geq 0$ " à restrição de desigualdade dada por (3.6d) e justapondo a barreira logarítmica à função-objetivo, o problema original (3.6) toma a seguinte forma:

$$\text{Min } Z = f(\bar{x}, \bar{y}) - \mu_r \cdot \left[\sum_{k=1}^n \ln \bar{s}_k + \sum_{k=1}^n \ln \underline{s}_k \right] \quad (3.7a)$$

Sujeito a:

$$g_i(\bar{x}, \bar{y}) = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (3.7b)$$

$$h_j(\bar{x}, \bar{y}) + z_j = 0 \quad j = 1, \dots, p \quad (3.7c)$$

$$\bar{y} - \bar{s} = \bar{y} \quad (3.7d)$$

$$\bar{y} + \bar{s} = \bar{y} \quad (3.7e)$$

Onde,

μ_r - parâmetro barreira logarítmica (decrece forçadamente para zero quando $r \rightarrow \infty$);

$$\bar{s}^T = [\bar{s}_1, \bar{s}_2, \dots, \bar{s}_n] \text{ com } \bar{s}_k \geq 0 \quad \text{e} \quad \underline{s}^T = [s_1, s_2, \dots, s_n] \text{ com } \underline{s}_k \geq 0.$$

Em síntese, o método Primal-Dual Barreira Logarítmica transforma o problema original (3.6) em uma sequência de subproblemas parametrizados pelo fator " $\mu_r > 0$ ", onde a condição de não negatividade é incorporada à função-objetivo através da função barreira logarítmica. Os termos logarítmicos asseguram que as condições das variáveis de folga " $\bar{s}$ e z_j " e excesso " $\underline{s}$ " sejam estritamente positivas.

Note que, o problema modificado (3.7) tende para a mesma solução que o problema original; ou seja, na medida em que o processo iterativo de solução do sistema não linear pelo método de Newton vai atingindo sua convergência, a função-objetivo modificada torna-se a própria função-objetivo original.

Para cada valor de " μ_r ", o conjunto de equações (3.7) fornece um ponto sobre a trajetória central no interior da região viável, com relação às restrições de desigualdade (restrições de canalização). O parâmetro de barreira " μ_r " define quanto é penalizada a função-objetivo pela inclusão das variáveis de folgas " $\bar{s}$ e z_j " e excesso " $\underline{s}$ ".

Quanto menor for o valor de " μ_r " mais ao interior da região das soluções viáveis, definidas pelos conjuntos de restrições $g(\bar{x}, \bar{y})$ e $h(\bar{x}, \bar{y})$, se encontrará a trajetória central. Conforme a convergência da solução do sistema não linear pelo Método de Newton for sendo alcançado o parâmetro de barreira logarítmica vai diminuindo, reduzindo a penalidade e aproximando a trajetória do vértice da região central.

☑ Função Lagrangeana e Condições de Otimalidade

Para o problema de minimização modificado (3.7) a nova Função Lagrangeana associada pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(y, \lambda_g, \lambda_h, \underline{\pi}, \bar{\pi}, \bar{s}, z) = & f(\bar{x}, \bar{y}) - \mu_r \cdot \left[\sum_{k=1}^n \ln(\bar{s}_k) + \sum_{k=1}^n \ln(s_k) \right] - \sum_{k=1}^m \lambda_{g_k} \cdot g_k(\bar{x}, \bar{y}) - \\ & \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot (h_k(\bar{x}, \bar{y}) + z_k) - \sum_{k=1}^n \underline{\pi}_k \cdot (y_k - s_k - \underline{y}_k) - \sum_{k=1}^n \bar{\pi}_k \cdot (y_k + \bar{s}_k - \bar{y}_k) \end{aligned} \quad (3.8)$$

A equação (3.8) tem na função $\mathcal{E}(x) = \mathcal{E}(x, y, \lambda_g, \lambda_h, \underline{\pi}, \bar{\pi}, \underline{s}, \bar{s})$ um ponto estacionário que deve satisfazer as seguintes condições de otimalidade de primeira ordem (Karush-Kuhn-Tucker):

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial y_k} = \frac{\partial f_k(x, y)}{\partial y_k} - \sum_{k=1}^m \lambda_{g_k} \cdot \frac{\partial g_k(x, y)}{\partial y_k} - \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot \frac{\partial h_k(x, y)}{\partial y_k} - \sum_{k=1}^n (\underline{\pi}_k + \bar{\pi}_k) = 0 \quad (3.9a)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial \lambda_{g_k}} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial g_k(x, y)}{\partial \lambda_{g_k}} = 0 \quad (3.9b)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial \lambda_{h_k}} = \sum_{k=1}^p \frac{\partial h_k(x, y)}{\partial \lambda_{h_k}} = 0 \quad (3.9c)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial \underline{\pi}_k} = \sum_{k=1}^n (y_k - \underline{s}_k - \underline{y}_k) = 0 \quad (3.9d)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial \bar{\pi}_k} = \sum_{k=1}^n (y_k + \bar{s}_k - \bar{y}_k) = 0 \quad (3.9e)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial \underline{s}_k} = \sum_{k=1}^n \underline{\pi}_k - \mu_r \cdot \sum_{k=1}^n \frac{e_k}{\underline{s}_k} = 0 \quad (3.9f)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial \bar{s}_k} = \sum_{k=1}^n \bar{\pi}_k - \mu_r \cdot \sum_{k=1}^n \frac{e_k}{\bar{s}_k} = 0 \quad (3.9g)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial z_k} = \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} = 0 \quad (3.9h)$$

Onde:

∂f - Derivada (em "y") da função objetivo;

∂g - Derivada (em "y") das restrições de igualdade;

∂h - Derivada (em "y") das restrições de desigualdade;

e_k - k-ésimo componente de um vetor unitário - $e=[1, 1, \dots, 1]$;

λ_{g_k} - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado à k-ésima restrição de igualdade;

λ_{h_k} - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado à k-ésima restrição de desigualdade;

$\bar{\pi}$ - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado ao k-ésimo limite superior de "y" - $\bar{y}_k$;

$\underline{\pi}$ - Multiplicador de Lagrange (Dual) associado ao k-ésimo limite inferior de "y" - $\underline{y}_k$.

□ Sinais dos Multiplicadores de Lagrange no Ponto Ótimo

Considere o seguinte problema de minimização simplificado, onde foram desconsideradas no problema geral de minimização representado por (3.1) as restrições de igualdade:

$$\text{Min } f(\vec{z}) \quad (3.10a)$$

Sujeito a:

$$h(\vec{z}) \leq 0 \quad (3.10b)$$

A função Lagrangeana correspondente a este problema simplificado, pode ser escrita como apresentado na equação (3.11), considerando o sub-índice "A" como sendo o conjunto de restrições ativas, (restrições que atingiram seus limites):

$$\mathcal{L}(\vec{z}, \vec{\lambda}_h) = f(\vec{z}) - \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot h_{A_k}(\vec{z}) \quad (3.11)$$

Para a função Lagrangeana acima, as condições necessárias de primeira ordem são:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\vec{z}, \vec{\lambda}_h)}{\partial \vec{z}_k} = \frac{\partial f_k(\vec{z})}{\partial \vec{z}_k} - \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot \frac{\partial h_{A_k}(\vec{z})}{\partial \vec{z}_k} = 0 \quad (3.12a)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\vec{z}, \vec{\lambda}_z)}{\partial \lambda_{h_k}} = \sum_{k=1}^p \frac{\partial h_{A_k}(\vec{z})}{\partial \lambda_{h_k}} = 0 \quad (3.12b)$$

Portanto, um ponto estacionário " $\vec{z}^*$ " para ser considerado um ponto de mínimo, além de satisfazer as condições (3.12a) e (3.12b) deve estar compatível com os sinais dos multiplicadores de Lagrange [G_80]. Considerando uma direção de movimento " d ", tal que todas as restrições do conjunto "A" permaneçam ativas, com exceção da k -ésima restrição, infere-se que:

$$h_i(\vec{z}^*) = 0 \quad \text{para } i \in A \quad (3.13a)$$

$$h_i(\vec{z}^* + d) = 0 \Rightarrow \frac{\partial h_i(\vec{z}^*)}{\partial \vec{z}_i} \cdot d = 0 \quad \text{para } i \neq k \quad (3.13b)$$

$$h_k(\vec{z}^* + d) < 0 \Rightarrow \frac{\partial h_k(\vec{z}^*)}{\partial \vec{z}_k} \cdot d < 0 \quad \text{para } i = k \quad (3.13c)$$

Sendo " $\vec{z}^*$ " um ponto estacionário da função Lagrangeana (3.11), a seguinte relação de identidade torna-se válida:

$$\frac{\partial f_k(\vec{z}^*)}{\partial \vec{z}_k} = \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot \frac{\partial h_{A_k}(\vec{z}^*)}{\partial \vec{z}_k} \quad (3.14)$$

Diante desta constatação pode-se afirmar que:

$$\frac{\partial f_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot d = \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot \frac{\partial h_{A_k}(z^*)}{\partial z_k} \cdot d = \sum_{i \in A} \lambda_{h_i} \cdot \frac{\partial h_i(z^*)}{\partial z_i} \cdot d \quad (3.15)$$

Considerando que nas condições estabelecidas em (3.13) apenas a k-ésima restrição deixou de ser ativa, conclui-se que:

$$\frac{\partial f_k(z^*)}{\partial h_k} \cdot d = \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \cdot \frac{\partial h_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot d \quad (3.16)$$

Expandindo-se $f(z^*)$ em série de Taylor em torno do ponto " z^* " e na direção " d ", até o termo de primeira ordem, chega-se a expressão (3.17).

$$f(z^* + d) = f(z^*) + \sum_{k=1}^p \frac{\partial f_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot d \quad (3.17)$$

A substituição da equação (3.16) na (3.17) resulta na seguinte expressão:

$$f(z^* + d) = f(z^*) + \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k} \frac{\partial h_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot d \quad (3.18)$$

De acordo com a equação (3.13c), para que a k-ésima restrição seja satisfeita, " $\partial h_k(z^*)/\partial z_k \cdot d$ " tem que ser menor que zero. Logo, uma vez que (z^*) é candidato a um ponto de mínimo, a parcela " $\lambda_{h_k} \cdot (\partial h_k(z^*)/\partial z_k) \cdot d$ ", na equação (3.18), não deve causar um decréscimo em $f(z^*)$, portanto, o Multiplicador de Lagrange deve ser negativo.

☑ Atualização do Parâmetro de Barreira (μ)

O último passo dentro de cada iteração consiste em recalculando o valor do parâmetro de barreira " μ_i ". O cálculo deste parâmetro, baseado na programação linear e no decréscimo previsto no "gap" de dualidade (gap de complementaridade), está apresentado em [M_89] e [L_91]. Entretanto, a sua extensão para o Problema de Programação Não Linear pode ser encontrada em [G-94], onde é utilizada a expressão (3.19) para o cálculo do valor de " μ_r ".

$$\mu_r = \frac{\underline{s}^T \cdot \underline{\pi} - \bar{s}^T \cdot \bar{\pi}}{2n\beta} \quad (3.19)$$

Onde:

n - Número de variáveis de decisão que possuem limites (variáveis primais do problema), acrescido do número de restrições operacionais;

β - Parâmetro que controla a rapidez com que o parâmetro de barreira " μ_r " decresce, sendo especificado pelo usuário (por exemplo, $\beta=0,1$).

A análise destas figuras revela que a função " $f(x,y)$ " apresenta um ponto de mínimo local em $(-1,40; 0,10)$ e um mínimo global em $(0,10; -1,65)$. Nestes pontos os valores da função " $f(x,y)$ " são, respectivamente, $-2,98$ e $-6,42$.

Para analisar a influência da justaposição da função barreira logarítmica à função objetivo original de um problema de minimização, considere o seguinte problema:

$$\text{Min } f(x,y) = 3 \cdot (1-x)^2 \cdot e^{-x^2 - (1+y)^2} - 10 \cdot \left(\frac{x}{5} - x^3 - y^5\right) \cdot e^{-x^2 - y^2} - \frac{1}{3} \cdot e^{-(x+1)^2 - y^2} \quad (3.21a)$$

Sujeito a:

$$-3 \leq x \leq 3 \quad (3.21b)$$

$$-3 \leq y \leq 3 \quad (3.21c)$$

Com a introdução das variáveis de folga e da função barreira logarítmica, o problema formulado pela equação (3.21) transforma-se em:

$$\text{Min } f(x,y) - \mu_i \cdot [\ln s_{x1} + \ln s_{x2} + \ln s_{y1} + \ln s_{y2}] \quad (3.22a)$$

Sujeito a:

$$x - s_{x1} = -3 \quad (3.22b)$$

$$x + s_{x2} = 3 \quad (3.22c)$$

$$y - s_{y1} = -3 \quad (3.22d)$$

$$y + s_{y2} = 3 \quad (3.22e)$$

Para efeito de visualização da influência da função barreira, vamos inicialmente formular este Problema de Otimização em função apenas das variáveis " x " e " y ". Como se trata de um problema de minimização, a função barreira logarítmica é subtraída da função-objetivo original. Com esta consideração, o problema (3.22) toma a seguinte forma compacta:

$$\text{Min } f(x,y) - \mu_i \cdot [\ln(x+3) + \ln(3-x) + \ln(y+3) + \ln(3-y)] \quad (3.23)$$

Para que haja de fato a subtração entre as duas funções, o parâmetro de barreira deve ser positivo (esta é a razão pela qual em problemas de minimização, o parâmetro de barreira sempre deve ser positivo). Diante deste fato, considerou-se na análise de influência da função barreira quatro valores para o parâmetro de barreira, a saber, " $\mu_1=10$, $\mu_2=5$, $\mu_3=2,5$ e $\mu_4=0,001$ ".

Os gráficos das Figuras 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9 mostram os resultados alcançados para os quatro valores, onde pode-se observar que, inicialmente a função barreira logarítmica tende a distorcer a função-objetivo original, resultando em um formato convexo da função composta. A análise destas quatro figuras mostra claramente que, com a alteração do valor do parâmetro de barreira o ponto de mínimo da função-objetivo fica cada vez mais explícito.

Percebe-se também que, conforme o processo vai convergindo, a função barreira vai gradativamente alterando a função-objetivo, até que, na convergência do processo, quando o parâmetro de barreira torna-se próximo de zero, chega-se ao formato da função-objetivo original.

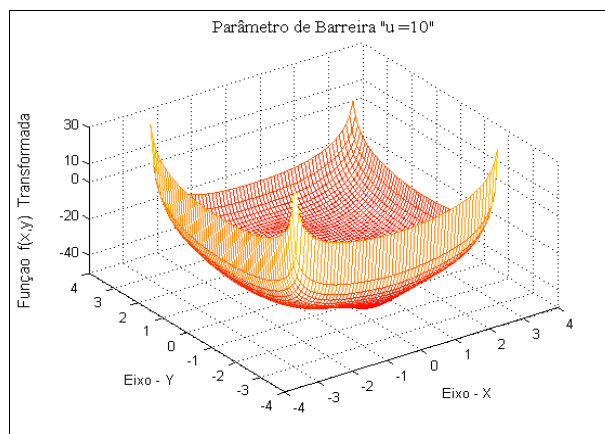


Figura 3.3: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_1=10$ "

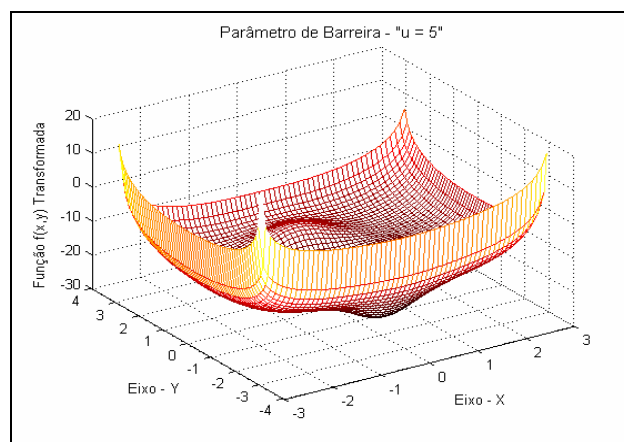


Figura 3.4: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_2=5$ "

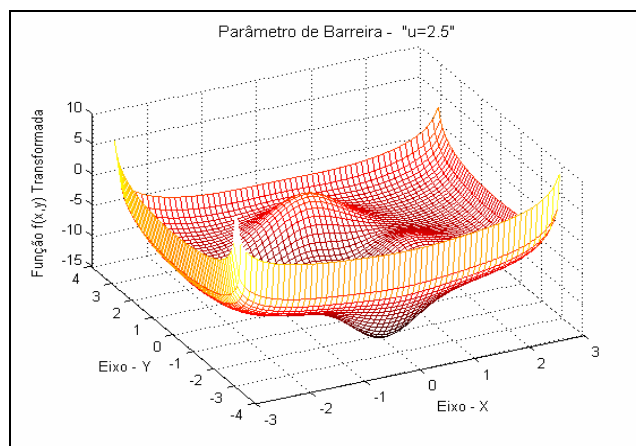


Figura 3.5: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_3=2,5$ "

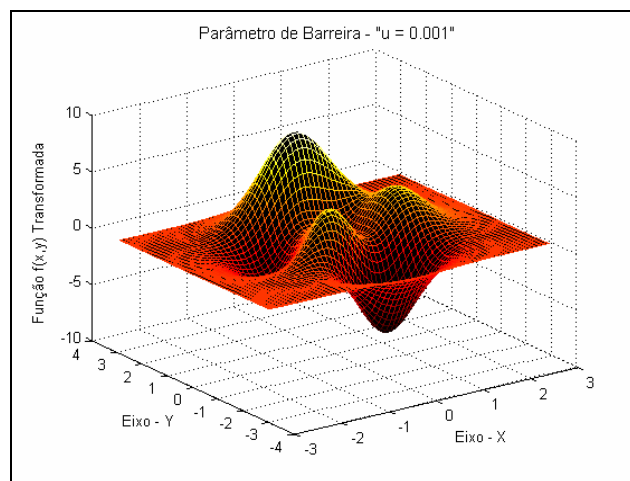


Figura 3.6: Função $f(x,y)$ Modificada: Parâmetro " $\mu_4=0,001$ "

3.3.3 Análise de Sensibilidade

É de fundamental importância o completo entendimento de como as variáveis no sistema afeta o seu estado operativo. Tal entendimento pode ser obtido a partir de análises de sensibilidades. A sensibilidade em sistemas de potência pode auxiliar na obtenção de soluções depois de ocorridas pequenas perturbações nos parâmetros do sistema.

A seguir é apresentado um histórico de alguns trabalhos em que a análise de sensibilidade foi empregada para auxiliar: a definição de novas soluções para o sistema, o estabelecimento de despacho ótimo de potência ativa, minimizar a alocação de potência reativa, para identificar um conjunto de barramentos que causam instabilidade de tensão, etc.

3.3.3.1 Histórico de Sensibilidade em Sistemas de Potência

- [PPTT_68] foram uns dos pioneiros a aplicar o estudo de sensibilidade em sistemas elétricos de potência. Neste trabalho foi mostrado que a análise de sensibilidade, aplicada ao problema do despacho ótimo, pode ser estendida à várias situações diferentes. Os autores mostraram que, através das equações de balanço de potência, podem definir as mudanças nas variáveis dependentes, quando alguma perturbação for imposta as variáveis independentes. Também são vistas as relações de sensibilidade com respeito as variáveis relacionadas a um problema de despacho ótimo de potência ativa.

Foi visto ainda que, aplicando-se as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker ao problema do despacho ótimo em que se quer minimizar o custo, pode-se extrair várias conclusões: uma delas é que o vetor dual relacionado com as variáveis independentes mede a sensibilidade da função-objetivo para um determinado controle; outra, é que o vetor dual relacionado com as equações dos fluxos de potência mede o incremento do custo, quando há um incremento da carga.

Um outro aspecto importante destacado pelos autores é quando se analisam as sensibilidades com respeito as variáveis independentes, tornam-se necessárias informações exatas sobre os estados operativos do sistema, pois controles inadequados implicam em custos inexatos.

Foram feitas análises de primeira e segunda ordem, que levaram as seguintes principais conclusões: o cálculo da sensibilidade de primeira ordem é relativamente fácil de ser feito e pode ser usada como parte de um algoritmo de cálculo do despacho ótimo; a determinação da sensibilidade de segunda ordem, embora requeira cálculos mais apurados, tem a capacidade de elaborar um tipo de lei de realimentação que mostra as pequenas mudanças na geração de potências ativas e reativas, necessárias para manter a operação ótima, quando ocorreram pequenas mudanças nas demandas de energia.

Uma possível desvantagem destacada pelos autores, com relação a sensibilidade de segunda ordem consiste na inabilidade de trabalhar diretamente com restrições de desigualdade, que, em alguns problemas, são muito importantes, embora na teoria, restrições de desigualdade possam ser consideradas adicionando-se uma função de penalidade para o custo, como sugerido pelos autores;

- [KH_97] desenvolveram um método que emprega análises de sensibilidade para minimizar a alocação de potência reativa, satisfazendo as restrições de operação. Neste método é empregada a análise de sensibilidade de primeira ordem, que relaciona as variáveis elétricas de tensão e potência reativa.

Foram aplicadas técnicas de programação linear para resolver o problema, incrementando na matriz sensibilidade os limites superiores e inferiores das tensões, fazendo com que estes limites sejam considerados. A injeção de reativos é minimizada na função-objetivo do Fluxo de Potência Ótimo. O problema de programação linear fica na forma padrão, fazendo com que a solução do problema do Fluxo de Potência Ótimo seja facilmente encontrada. Dois exemplos numéricos ilustram a aplicação do método;

- [GSHT_90] propuseram um método que utiliza a análise de sensibilidade no problema do Fluxo de Potência Ótimo. Os autores basearam-se no teorema da perturbação do ótimo, apresentado por [F_83], para desenvolver uma formulação aplicada ao problema do Fluxo de Potência Ótimo.

Entretanto, eles não utilizaram o teorema na integral, pois somente as condições de otimalidade da função Lagrangiana foram consideradas na formulação matemática.

A formulação proposta por SUN (1984) para encontrar o ponto ótimo a ser perturbado. Apresentaram ainda, um teste em um sistema de 34 barramentos, onde foi adicionado em cada barramento da rede elétrica o montante de 1 MW de carga;

- [S_93] apresentou uma nova análise de sensibilidade, onde a matriz resultante das equações do sistema tem uma formulação esparsa. A formulação é feita através da interpretação das variáveis que são obtidas no cálculo dos autovalores. Como resultado desta modificação algum controle pode ser realizado com pouco esforço computacional.

A abordagem apresentada pelo autor mostra que quando se realizam mudanças nos parâmetros da rede elétrica, somente poucos componentes são afetados, o que não acontece com a sensibilidade dos autovalores tradicional. Esta nova análise de sensibilidade pode ser aplicada para vários casos relacionados com sistema elétrico de potência. A metodologia foi testada em uma rede elétrica real;

- [JC_95] desenvolveram um método que utiliza fatores de sensibilidade para análises de fluxo de potência. O método requer somente operações algébricas, sendo, assim, muito rápido e, portanto, podendo ter aplicação em tempo real. Depois de se resolver o problema do despacho ótimo através do método de Newton, as magnitudes das tensões podem exceder os valores padronizados.

Os autores apresentaram dois passos que podem ser executados para manter a magnitude da tensão dos barramentos de carga dentro dos limites aceitáveis:

- ⇒ Passo 1: se algumas magnitudes das tensões dos barramentos de cargas são maiores que o limite máximo, usam-se fatores de sensibilidade de potência reativa para calcular o incremento nos barramentos de tensão controlada que possam fazer com que a magnitude da tensão volte para dentro de seu limite.
- ⇒ Passo 2: se algumas magnitudes das tensões dos barramentos de cargas forem menores que o limite mínimo, usam-se fatores de sensibilidade da potência reativa para calcular o capacitor que deve ser instalado no barramento de carga, de modo a trazer a magnitude da tensão para dentro de seu limite. Os autores validaram o método em uma rede elétrica composta de 245 barramentos;

- [GS_99] aplicaram o Teorema de Tellegen para a análise de sensibilidade. Uma derivação do teorema foi usada em uma rede elétrica de distribuição radial de 400 Volts e 12 barramentos,

com um alimentador principal. A aplicação foi feita para perturbações de 10% e 20%. As operações aritméticas envolvidas e o tempo computacional foram pequenos, mostrando que a aplicação pode ser estendida para grandes redes elétricas;

- [FN_00] apresentaram um trabalho que contribui para entender o estudo em problemas de fluxo de potência. Os autores utilizaram um Unified Power Flow Controller (UPFC), que pode exercer controle independente nos fluxos das potências ativa e reativa das linhas de transmissão, regulação da tensão, compensadores séries e shunts. Os UPFCs são vistos como um conjunto de Flexible AC Transmission Systems (FACTS), que são dispositivos baseados em eletrônica de potência e que podem proporcionar maior flexibilidade no controle e operação do sistema.

Neste trabalho, as equações do fluxo de potência são estendidas para serem analisadas juntamente com o UPFC, o que pode ser feito com pequenas alterações nas equações do fluxo de potência. São aplicadas técnicas de esparsidade, ordenamento ótimo e análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade é usada para modelar os efeitos do UPFC na rede elétrica e os parâmetros do UPFC são usados como variáveis de controle.

O método se mostrou robusto nos exemplos testados, podendo ser usado não somente para mostrar os efeitos do controle do UPFC embutido na linha de transmissão, mas também para analisar os efeitos em outros circuitos da rede elétrica;

- [BK_00] apresentaram uma derivação da análise de sensibilidade linear, usada para o controle do despacho de potência ativa, para auxílio nas violações das tensões. A análise de sensibilidade foi embutida com a idéia de se acrescentar uma ferramenta, para apoiar nas decisões de operações da rede elétrica.

Os autores apresentaram três procedimentos que utilizam estas análises de sensibilidades na tentativa de resolver eventuais violações nos limites das tensões. O primeiro deles utiliza a potência reativa para controlar as magnitudes de tensão, o segundo faz uso do controle de potência ativa para ajustar os fluxos de potências ativas nas linhas de transmissão, e o terceiro controla as magnitudes de tensão utilizando o controle de potência ativa.

Os três procedimentos foram incorporados em um algoritmo que utiliza conjunto fuzzy, o qual direciona o procedimento de controle utilizado para resolver os eventuais problemas. O controle exigido altera-se para cada rede elétrica com referência a matriz de sensibilidade. Os controles são escolhidos equilibrando os critérios de baixo custo, preservação de margem de controle e simplicidade de implantação. A aplicação foi testada no sistema IEEE-RTS;

- [AS_02] apresentaram um novo método de análise de instabilidade de tensão. O método é baseado no estudo da sensibilidade da geração de potência reativa em relação às variações de carga nos barramentos. A essência do método consiste na utilização da técnica de análises de sensibilidades de primeira ordem. As informações obtidas pela análise de sensibilidade são usadas para identificar o conjunto de barramentos que causam instabilidade de tensão. O método foi testado em um sistema teste do Cigré e no Queensland Transmission System.

3.3.3.2 Forma Geral dos Índices de Sensibilidade

Conforme já discutido anteriormente no Capítulo 2, o estado operativo de um sistema, composto de "m" componentes (geradores, consumidores e circuitos), pode ser representado por um vetor $s = (s_1, s_2, \dots, s_i, \dots, s_m)$, onde " s_i " corresponde ao estado do i-ésimo componente. Fixando um estado operativo qualquer do sistema "s", a análise de desempenho tem como objetivo verificar se aquela configuração específica de geradores e circuitos têm capacidade de atender aquele conjunto específico de demandas de energia elétrica. O resultado desta análise pode ser representado por uma função-teste $\phi(s)$ que indica, por exemplo, o mínimo corte de carga no sistema.

O principal objetivo da análise de sensibilidade é medir a variação de uma função-teste $\phi(x)$, que no problema Fluxo de Potência Ótimo representa a função-objetivo, em relação às variações incrementais nos seus componentes " s_i ". Com esta definição, infere-se que:

$$IS_i = \partial \phi(s) / \partial s_i, \quad \forall i = 1, 2, \dots, m \quad (3.24)$$

IS_i representa a sensibilidade do índice de desempenho com relação componente " s_i ".

Este conceito é utilizado, nos subitens que se seguem, como referência para a elaboração e avaliação das sensibilidades relativas às restrições de igualdade e desigualdade do problema de Fluxo de Potência Ótimo.

3.3.3.3 Sensibilidade em Fluxo de Potência Ótimo

Conforme acabamos de constatar, a determinação das relações de sensibilidade entre as variáveis do Fluxo de Potência Ótimo, tanto em problemas de programação linear como em problemas de programação não linear, consiste de uma análise que tem sido bastante utilizada já há algum tempo. Nestes dois tipos de Problemas de Otimização, a determinação da sensibilidade da função-objetivo pode ser avaliada, tanto com relação às perturbações nas restrições de igualdade do Fluxo de Potência Ótimo, como em relação às perturbações nas restrições de desigualdades.

☑ Interpretação dos Multiplicadores de Lagrange

Para efeito de interpretação dos Multiplicadores de Lagrange, considere o seguinte problema de minimização simplificado, onde foram desconsideradas no problema geral de otimização da equação (3.1) as restrições de desigualdade:

$$\text{Min } f(z^-) \quad (3.25a)$$

Sujeito a:

$$g_i(z^-) = b_i \quad (3.25b)$$

A função Lagrangeana correspondente a este problema simplificado, pode ser escrita como apresentado na equação (3.26), considerando o sub-índice "A" como sendo o conjunto de restrições ativas (restrições que atingiram seus limites):

$$\mathcal{L}(z^-, \tilde{\lambda}z) = f(z^-) + \sum_{k=1}^m \lambda_{b_k} \cdot [b_k - g_{A_k}(z^-)] \quad (3.26)$$

Para a função Lagrangeana acima, verifica-se a seguinte condição de otimalidade de primeira ordem:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(z^-, \tilde{\lambda}z)}{\partial z_k} = \frac{\partial f_k(z^-)}{\partial z_k} - \sum_{k=1}^m \lambda_{b_k} \cdot \frac{\partial g_{A_k}(z^-)}{\partial z_k} = 0 \quad (3.27)$$

O próximo passo consiste em obter uma expressão para a sensibilidade da função-objetivo diante de uma variação incremental no lado direito da equação de restrição de igualdade. Então, usando a regra da cadeia, obtém-se relação:

$$\frac{\partial f_k(z^-)}{\partial b_i} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial f_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} \quad (3.28)$$

Diferenciando a equação de restrições (3.25b) com relação a "b_i", chega-se a seguinte expressão analítica:

$$\frac{\partial g_k(z^-)}{\partial b_i} = \delta_{ik} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial g_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} \quad (3.29)$$

Onde,

δ_{ik} - Delta de Kronecker.

$$\delta_{ik} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = k \\ 0 & \text{se } i \neq k \end{cases} \quad (3.30)$$

Levando em consideração o relacionamento de igualdade entre o delta de Kronecker " δ_{ik} " e as derivadas das restrições com respeito a " z_k ", a equação (3.29) pode ser rescrita como:

$$\delta_{ik} - \sum_{k=1}^m \frac{\partial g_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} = 0 \quad (\forall i = k) \quad (3.31)$$

Multiplicando esta equação pelo parâmetro " λ_{bk} ", obtém-se a seguinte relação:

$$\lambda_{bk} \cdot \delta_{ik} - \sum_{k=1}^m \lambda_{bk} \cdot \frac{\partial g_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} = 0 \quad (3.32)$$

Desde que a soma dos termos desta expressão é nula, a equação (3.28) não se altera com a adição da equação (3.32). Logo,

$$\frac{\partial f_k(z^*)}{\partial b_k} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial f_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} + \sum_{k=1}^m \left(\lambda_{bk} \cdot \delta_{ik} - \sum_{k=1}^m \lambda_{bk} \cdot \frac{\partial g_k(z^*)}{\partial z_k} \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} \right) \quad (3.33)$$

Agrupando convenientemente os termos desta equação, chega-se a seguinte expressão:

$$\frac{\partial f_k(z^*)}{\partial b_k} = \sum_{k=1}^m \lambda_{bk} \cdot \delta_{ik} + \sum_{k=1}^m \left(\frac{\partial f_k(z^*)}{\partial z_k} - \sum_{k=1}^m \lambda_{bk} \cdot \frac{\partial g_k(z^*)}{\partial z_k} \right) \cdot \frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} \quad (3.34)$$

De acordo com a derivada parcial da Função Lagrangeana (3.27) o termo entre parêntesis da equação (3.34) é nulo, conseqüentemente, o somatório sobre "k" também é igual a zero. Por sua vez, como o produto " $\lambda_{bk}\delta_{ik}$ " é nulo, para todo "i" exceto para "i=k", conclui-se que:

$$\sum_{k=1}^m \lambda_{bk} \cdot \delta_{ik} = \lambda_{bi} \quad (3.35)$$

Com estas constatações a equação (3.34) toma a forma indicada na equação (3.36), onde se observa que a derivada parcial da função-objetivo, no ponto ótimo " z^* ", com relação à disponibilidade do "i-ésimo" recurso " b_i " é igual ao multiplicador de Lagrange " λ_{bi} ".

$$\frac{\partial f_k(z^*)}{\partial b_i} = \lambda_{bi} \quad (3.36)$$

Desta análise pode-se concluir que, o valor de cada Multiplicador de Lagrange mede a sensibilidade (acréscimo ou decréscimo) da função-objetivo no ponto ótimo, por acréscimo unitário na disponibilidade do recurso "i". Em síntese, quando o lado direito da restrição "i" é incrementado de um valor " Δb_i ", o valor ótimo da função-objetivo aumenta de aproximadamente " $\lambda_{bi} \cdot \Delta b_i$ ".

☑ Sensibilidade da Função- Objetivo às Restrições de Igualdade

Nas seções que se seguem abordaremos a análise de sensibilidade da função-objetivo relativa às perturbações que ocorrem ou no lado direito ou no lado esquerdo das equações de restrições de igualdade do Fluxo de Potência Ótimo, iniciando pela primeira análise.

☐ Perturbação no Lado Direito das Restrições de Igualdade

O cálculo dos multiplicadores " λ_{b_k} " torna-se bastante simples, pois se referem às variações no vetor de restrições de igualdades, localizado no lado direito da equação (3.25b). Assim, supõe-se que variações incrementais " $\Delta \vec{b}_k$ ", no k-ésimo elemento do vetor de restrições " $\vec{b}$ ", produzem variações incrementais " $\Delta \vec{z}_k$ ", no k-ésimo elemento do vetor das variáveis de decisão, tais que a equação (3.25b), no ponto ótimo, continue sendo atendida. Com estas suposições, da equação (3.29) deduz-se a seguinte relação matemática:

$$\frac{\partial z_k^*}{\partial b_i} = \left[\sum_{k=1}^m \frac{\partial g_k(\vec{z}^*)}{\partial z_k} \right]^{-1} \quad (3.37)$$

Substituindo esta equação em (3.25a) chega-se a expressão (3.38), a qual propicia a obtenção da sensibilidade da função-objetivo - " λ_{b_k} " em relação a uma variação incremental na disponibilidade do recurso " b_k ".

$$\frac{\partial f_k(\vec{z}^*)}{\partial b_k} = \lambda_{b_k} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial f_k(\vec{z}^*)}{\partial z_k} \cdot \left(\frac{\partial g_k(\vec{z}^*)}{\partial z_k} \right)^{-1} \quad (3.38)$$

Note que o termo entre parênteses corresponde à matriz Jacobiana associada às variáveis de estado das equações de balanço do fluxo de potência.

☐ Perturbação no Lado Esquerdo das Restrições de Igualdade

Esta análise de sensibilidade torna-se interessante, pois não se refere às variações incrementais no vetor de restrições, no lado direito das equações do problema geral de minimização formulado pela equação (3.1), mas sim a perturbações na matriz de admitâncias provenientes de variações incrementais nos parâmetros elétricos dos circuitos.

Para definição dos multiplicadores de Lagrange associados aos parâmetros do circuitos, desconsiderou-se no problema geral de otimização formulado pela equação (3.25), as restrições de igualdade. Além disto particionou-se o vetor de variáveis de decisão " $\vec{z}$ " em dois outros vetores, aqui denominados de " $\vec{z}_1$ " e " $\vec{z}_2$ ", sendo que " $\vec{z}_2 = \vec{z}_2(\vec{z}_1)$ ".

Com esta consideração, o novo problema de minimização a ser resolvido apresenta a seguinte forma matricial:

$$\text{Min } f(\vec{z}_1, \vec{z}_2) \quad (3.39a)$$

Sujeito a:

$$g(\vec{z}_1, \vec{z}_2) = b \quad (3.39b)$$

Deseja-se agora determinar uma expressão para a sensibilidade de $f(\vec{z}_1, \vec{z}_2)$ diante de uma variação incremental no lado esquerdo da equação de restrição de igualdade. Supõe-se então que, a ocorrência de uma variação incremental nos elementos da matriz de admitâncias, e conseqüentemente, na variável de decisão " $\vec{z}_1$ ", leva a mudanças incrementais nas variáveis de decisão " $\vec{z}_2$ ", de modo que a equação (3.39b) continue sendo atendida.

Então, derivando as equações (3.39a) e (3.39b), em relação a variável de decisão " $\vec{z}_1$ ", obtém-se as seguintes expressões.

$$\frac{\partial f_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_1} + \frac{\partial f_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \cdot \frac{\partial \vec{z}_2}{\partial \vec{z}_1} = 0 \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_1} + \frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \cdot \frac{\partial \vec{z}_2}{\partial \vec{z}_1} = 0 \quad (3.41)$$

Por sua vez, da equação (3.73) deduz-se a seguinte relação de igualdade:

$$\frac{\partial \vec{z}_2}{\partial \vec{z}_1} = - \left(\frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \right)^{-1} \cdot \frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_1} \quad (3.42)$$

Substituindo esta equação em (3.40) chega-se a equação (3.43a), a qual permite medir a sensibilidade da função-objetivo - " λ_{ij} ", com relação às variações incrementais nos elementos "i" e "j" da matriz de admitâncias.

$$\lambda_{ij} = \frac{\partial f_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_1} = \frac{\partial f_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \cdot \left(\frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \right)^{-1} \cdot \frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_1} \quad (3.43a)$$

Entretanto, é fácil perceber que a equação (3.43b) representa o Multiplicador de Lagrange referente decorrente de perturbações no lado direito da equação (3.39). Ou seja, " λ_b ".

$$\lambda_b = \frac{\partial f_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \cdot \left(\frac{\partial g_k(\vec{z}_1, \vec{z}_2)}{\partial \vec{z}_2} \right)^{-1} \quad (3.43b)$$

Diante desta constatação, a equação (3.43a) pode ser escrita da seguinte forma compacta:

$$\lambda_{ij} = \lambda_b \cdot \frac{\partial g_k(z_1^-, z_2^-)}{\partial z_1^-} \quad (3.43c)$$

Destas análises infer-se que a sensibilidade da função-objetivo, em relação às restrições de igualdades, não depende apenas do Multiplicador de Lagrange associado à restrição. As sensibilidades passam a depender, também, da matriz Jacobiana e das variáveis de decisão.

☑ Sensibilidade da Função- Objetivo às Restrições de Desigualdade

Nesta análise de sensibilidade estamos interessados em obter os Multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos e máximos das restrições de desigualdade do Fluxo de Potência Ótimo. Para a realização desta análise, partiremos então do problema geral de otimização formulado pela equação (3.1), porém sem levar em consideração as restrições de igualdade. Com esta consideração, o novo problema restrito pode ser reescrito da seguinte maneira:

$$\text{Min } f(z^-) \quad (3.44a)$$

Sujeito a:

$$h(z^-) \geq h^{\min} \quad (3.44b)$$

$$-h(z^-) \geq -h^{\max} \quad (3.44c)$$

☐ Sensibilidade da Função- objetivo aos Limites Mínimos e Máximos

Para esta nova formulação matemática, a Função Lagrangeana com barreira logarítmica correspondente toma a forma indicada na equação (3.45), onde o sub-índice "A" representa o conjunto das restrições ativas " $h_A^{\min}$ " e " $h_A^{\max}$ ", ou seja, as restrições que atingiram seus limites.

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(z^-, \bar{\lambda}_{h_k}^{\min}, \bar{\lambda}_{h_k}^{\max}) = & f(z^-) - \mu_r \cdot \left[\sum_{k=1}^n \ln(s_k^{\min}) + \sum_{k=1}^n \ln(s_k^{\max}) \right] - \\ & \sum_{k=1}^p \left[\bar{\lambda}_{h_k}^{\min} \cdot (h_{Ak}^{\min}(z^-) - s_k^{\min} - h_{Ak}^{\min}) - \bar{\lambda}_{h_k}^{\max} \cdot (h_{Ak}^{\max}(z^-) + s_k^{\max} - h_{Ak}^{\max}) \right] \end{aligned} \quad (3.45)$$

Para esta nova Função Lagrangeana aumentada, as condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker, com " $s_A^{\min} \geq 0$ " e " $s_A^{\max} \geq 0$ ", são:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(z^-, \bar{\lambda}_{h_k}^{\min}, \bar{\lambda}_{h_k}^{\max})}{\partial z_k^-} = \frac{\partial f(z^-)}{\partial z_k^-} - \sum_{k=1}^p \left[\bar{\lambda}_{h_k}^{\min} \cdot \frac{\partial h_{Ak}^{\min}(z^-)}{\partial z_k^-} - \bar{\lambda}_{h_k}^{\max} \cdot \frac{\partial h_{Ak}^{\max}(z^-)}{\partial z_k^-} \right] = 0 \quad (3.46a)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(z^-, \bar{\lambda}_{h_k}^{\min}, \bar{\lambda}_{h_k}^{\max})}{\partial \lambda_{h_k}^{\max}} = h_{Ak}^{\max}(z^-) + S_k^{\max} - h_{Ak}^{\max} = 0 \quad (3.46b)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(z^-, \bar{\lambda}_{h_k}^{\min}, \bar{\lambda}_{h_k}^{\max})}{\partial \lambda_{h_k}^{\min}} = h_{Ak}^{\min}(z^-) - S_k^{\min} - h_{Ak}^{\min} = 0 \quad (3.46c)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial S_k^{\min}} = \sum_{k=1}^p \bar{\lambda}_{h_k}^{\min} - \mu_r \cdot \sum_{k=1}^n \frac{e_k}{S_k^{\min}} = 0 \quad (3.46d)$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(x)}{\partial S_k^{\max}} = \sum_{k=1}^p \bar{\lambda}_{h_k}^{\max} + \mu_r \cdot \sum_{k=1}^n \frac{e_k}{S_k^{\max}} = 0 \quad (3.46e)$$

Onde, " $\lambda_{h_k}^{\min}$ " e " $\lambda_{h_k}^{\max}$ " são os Multiplicadores de Lagrange associados, respectivamente, às restrições ativas " $h_{Ak}^{\min}$ " e " $h_{Ak}^{\max}$ ".

Da equação (3.46a) obtém-se a seguinte relação, que corresponde à derivada de primeira ordem da função-objetivo em relação às variáveis de decisão:

$$\frac{\partial f(z^-)}{\partial z_k^-} = \sum_{k=1}^p \left[\bar{\lambda}_{h_k}^{\min} \cdot \frac{\partial h_{Ak}^{\min}(z^-)}{\partial z_k} - \bar{\lambda}_{h_k}^{\max} \cdot \frac{\partial h_{Ak}^{\max}(z^-)}{\partial z_k^-} \right] \quad (3.47)$$

Por sua vez, a sensibilidade da função " $f(z^-)$ " em relação aos limites mínimos " $h_{Ak}^{\min}$ " pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$\frac{\partial f(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial f(z^-)}{\partial z_k^-} \cdot \frac{\partial z_k^-}{\partial h_{Ak}^{\min}} \quad (3.48)$$

Derivando as equações (3.46b) e (3.46c) em relação ao limite " $h_{Ak}^{\min}$ " resultam nas equações.

$$\frac{\partial f_k(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} = \left[\sum_{k=1}^p \bar{\lambda}_{h_k}^{\min} \cdot \frac{\partial h_{Ak}^{\min}(z^-)}{\partial z_k} - \sum_{k=1}^p \bar{\lambda}_{h_k}^{\max} \cdot \frac{\partial h_{Ak}^{\max}(z^-)}{\partial z_k} \right] \cdot \frac{\partial z_k^-}{\partial h_{Ak}^{\min}} \quad (3.49)$$

$$\frac{\partial h_{Ak}^{\min}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} = \delta_{ik} + \frac{\partial S_k^{\min}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} \quad (3.50)$$

$$\frac{\partial h_{Ak}^{\min}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\max}} = 0 \quad (3.51)$$

Substituindo a equação (3.47) na expressão (3.48) e utilizando as equações (3.50) e (3.51) chega-se a equação (3.52), a qual relaciona a sensibilidade da função-objetivo - " $\lambda_{f_k}^{\min}$ " com os multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos das restrições de desigualdades ativas - " $\lambda_{h_k}^{\min}$ ", utilizando a formulação do Método de Pontos Interiores.

$$\frac{\partial f_k(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} = \lambda_{f_k}^{\min} = \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k}^{\min} \cdot \left(\delta_{ik} + \frac{\partial S_k^{\min}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} \right) \quad (3.52)$$

Utilizando a premissa indicada na equação (3.62), chega-se a seguinte expressão:

$$\lambda_{f_k}^{\min} = \lambda_{h_i}^{\min} + \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k}^{\min} \cdot \frac{\partial S_k^{\min}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\min}} \quad (3.53)$$

Seguindo o mesmo procedimento feito acima, obtém-se a seguinte relação de sensibilidade da função-objetivo - " $\lambda_{f_k}^{\max}$ " - com os Multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos das restrições de desigualdades ativas - " $\lambda_{h_k}^{\max}$ ".

$$\frac{\partial f_k(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\max}} = \lambda_{f_k}^{\max} = \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k}^{\max} \cdot \left(\delta_{ik} + \frac{\partial S_k^{\max}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\max}} \right) \quad (3.54)$$

Finalmente, utilizando a premissa relativa ao delta de Kronecker (equação 3.30), chega-se a seguinte expressão compacta:

$$\lambda_{f_k}^{\max} = \lambda_{h_i}^{\max} + \sum_{k=1}^p \lambda_{h_k}^{\max} \cdot \frac{\partial S_k^{\max}(z^-)}{\partial h_{Ak}^{\max}} \quad (3.55)$$

Destas análises infere-se que a sensibilidade da função-objetivo, em relação às restrições de desigualdades, não depende exclusivamente do valor do Multiplicador de Lagrange - " $\lambda_{f_i}^{\max}$ " - associado à i -ésima restrição. Esta constatação é resultante da modificação do problema original pela adição de variáveis de folga e da função barreira logarítmica. As sensibilidades passam a depender, também, das sensibilidades das variáveis de folga em relação aos limites mínimos e máximos estabelecidos.

3.4 Principais Constatações

A seguir são apresentadas as principais constatações deste capítulo, dando ênfase aos aspectos relacionados aos métodos de medidas corretivas e as análises pós-otimização (sensibilidades e Multiplicadores de Lagrange).

- Segundo a literatura técnica analisada, o método pontos interiores primal-dual barreira logarítmica se mostra bastante eficiente no tratamento de redes elétricas de grande porte mal condicionadas e com problemas de tensões, uma vez que, entre outras características, ele não precisa partir de um fluxo de potência convergido;
- O método de otimização baseado em linearizações sucessivas, além de ser rápido e flexível, permite obter "boas soluções locais" (soluções bem próximas da realidade operativa do sistema);

- Os multiplicadores de Lagrange, resultantes de perturbações no lado direito das equações de restrições de igualdade são mais aderentes aos problemas do PET e PER, pois eles apontam os barramentos do sistema que são mais afetados pelas contingências dos circuitos da rede elétrica;
- Estes multiplicadores são positivos, significando que um aumento na disponibilidade do recurso provocará um acréscimo no valor da função-objetivo. No entanto, multiplicadores negativos podem ocorrer, significando que os barramentos com estas características representam "barramentos fortes" do sistema. Os multiplicadores negativos geralmente possuem valores absolutos menores que os positivos;
- Diante destas características, o uso destes multiplicadores, juntamente com a intervenção do planejador, se constitui em uma ferramenta de análise e formulação de alternativas de configurações evolutivas, associadas aos problemas do PET e PER, bastante valiosa, pois permite definir as filosofias básicas das alternativas de configurações evolutivas, bem como identificar:
 - Os barramentos mais atrativos, do ponto de vista de confiabilidade, para conexão das adições dos circuitos e dos suportes de reativos em derivação;
 - Os níveis de tensão de operação, bem como as adições de circuitos e de reativos em derivação de relação benefício/custo mais atrativa;
- Por sua vez os multiplicadores de Lagrange, resultantes de perturbações no lado esquerdo das equações de restrições de igualdade são mais aderentes ao problema do PET, pois eles apontam os circuitos do sistema mais estressados pelas contingências que ocorrem na rede elétrica;
- Estes multiplicadores são negativos, significando que a adição de um circuito provocará uma redução no montante da disponibilidade do recurso. No entanto, multiplicadores positivos podem ocorrer, significando que a rede elétrica apresenta um excesso de reserva de capacidade de transmissão. Os multiplicadores de circuitos positivos geralmente possuem valores absolutos maiores que os negativos.
- O uso destes multiplicadores, juntamente com o planejador e com os multiplicadores resultantes de perturbações no lado direito, se constitui em uma ferramenta de análise e formulação de alternativas para o PET, bastante valiosa, pois além de permitir a formulação das filosofias básicas das seqüências de adições de circuitos, bem como:
 - Identificar os barramentos mais atrativos, do ponto de vista de confiabilidade, para conexão de novas adições de circuitos;

- Estabelecer as rotas preferenciais para as adições dos novos circuitos, bem como as adições de relação benefício/custo mais atrativa;
 - Estabelecer um critério de ordenação das adições de circuitos.
- Já os Multiplicadores de Lagrange resultantes de perturbações no lado direito das restrições de desigualdade apresentam os seguintes inconvenientes:
- Não é possível calcular o índice de sensibilidade com relação aos pares de barramentos que não estão conectados entre si. Chama-se a atenção de que nem sempre é possível usar circuitos "fictícios", com limites de capacidades nulos, para simular rotas, pois a susceptância destes circuitos afetam as distribuições de fluxos na rede de transmissão;
 - Na solução ótima, somente uma quantidade reduzida de circuitos conduz fluxos de potência iguais aos seus limites de capacidade de transporte. Consequentemente, apenas estes circuitos apresentam multiplicadores diferentes de zero.
- Os índices de sensibilidade (Multiplicadores de Lagrange) discutidos ao longo deste capítulo são formulados sob a consideração de que os componentes do sistema nunca falham (estão sempre funcionando), o que é bastante improvável de ocorrer em sistemas elétricos de potência de médio e grande porte.

Neste sentido, os benefícios que as diversas adições de circuitos trazem para a rede de transmissão devem ser estimados através do valor médio esperado dos índices de sensibilidade, levando em consideração todos os eventos que podem afetar o desempenho do sistema tais como: contingências em linhas de transmissão, transformadores, unidades geradoras, etc.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ④

Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Custos Marginais de Confiabilidade

4.1 Introdução

Tanto nos países onde a indústria de energia elétrica está baseada na descentralização e na competição no setor de geração e de comercialização de energia, como naqueles em que as decisões são mais centralizadas, têm-se evidenciado a importância da rede de transmissão como um recurso econômico que deve ser valorado e planejado de modo a resultar em uma expansão de menor custo e com o maior nível de confiabilidade possível.

Adicionalmente, reconhecendo que a solução do problema PET, a múltiplos estágios de tempo, também deva contribuir para a modicidade tarifária para os consumidores finais, torna-se necessário explorar as características inerentes de cada rede de transmissão e de interligação entre subsistemas no sentido de identificar de forma precisa e eficiente:

- ❑ Os circuitos mais estressados da rede de transmissão a ser expandida e os barramentos de carga mais afetados na ocorrência de contingências simples;
- ❑ As contingências dos componentes da rede de transmissão que provocam maiores violações operativas e, conseqüentemente, maiores montantes de cortes de carga.

A confiabilidade da rede de transmissão e do sistema função das indisponibilidades dos seus componentes, do grau de severidade das contingências, e também de Onde, de Quando e de Quais adições de circuitos são implantados. Logo, é de se esperar que estas decisões repercutam na formulação das configurações evolutivas e definição da Alternativa de Expansão da Transmissão - AET de menor custo.

Neste sentido, a avaliação dos efeitos das contingências e das indisponibilidades dos componentes durante o processo de formulação de AET se constitui em uma parte muito importante deste processo. Este fato tem levado a um crescente interesse por métodos eficientes para a incorporação da análise de confiabilidade durante a formulação de alternativas e seleção daquela de menor custo.

Um procedimento natural e intuitivo que pode ser utilizado para formular AETs, ou seja, responder as três questões básicas associadas ao problema do PET: Onde, Quando e Quais adições devem ser implantadas na rede de transmissão, consiste em reforçar a rede de transmissão baseado em Índices de Sensibilidade (Sinais Locacionais) [BM_99] e [BM_00]. Neste contexto, o problema central abordado neste capítulo é a determinação de Sinais Locacionais adequados a serem enviados aos Planejadores da rede de transmissão de forma que as adições de circuitos, ao longo do horizonte de planejamento, sejam realizadas com máxima eficiente e economicidade.

A metodologia proposta para obter a solução para o PET faz uso intensivo do modelo computacional NH2 [CEPEL_98], o qual incorpora os modelos de avaliação de confiabilidade e de medidas corretivas descritas nos Capítulos 1 e 2, respectivamente. Conforme justificado nestes dois capítulos, optou-se pela utilização do Método de Enumeração de Estados e do Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Corte de Carga para obter os Sinais Locacionais e auxiliar o Planejador na formulação de alternativas configurações evolutivas.

Os Sinais Locacionais são representados pelos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos, resultantes da solução do Fluxo de Potência Ótimo, e são obtidos através da sensibilidade da função-objetivo (Mínimo Corte de Carga) relativa à variações incrementais nos vetores localizados nos lados direito e esquerdo das restrições de igualdade do Fluxo de Potência Ótimo.

Ademais, a metodologia proposta nesta tese decompõe o problema do PET, a múltiplos estágios de tempo, fazendo uso de uma Estratégia de Decomposição Hierárquica, resultando em um subproblema de investimentos em adições de circuitos (subproblema Mestre) e outro de operação do sistema (subproblema Escravo). Ressalta-se que estes dois subproblemas com características bastante distintas são resolvidos simultaneamente e interativamente, conforme pode ser visto mais adiante.

4.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta: PET

Em linhas gerais a metodologia proposta para solução do PET [BM_99] e [BM_00], que faz uso intensivo dos valores dos multiplicadores de circuitos e barramentos e da intervenção do Planejador, consiste na determinação de configurações associadas às alternativas de configurações evolutivas (AETs), através da execução das etapas:

- 1) Divisão do sistema de transmissão em zonas geo-elétricas associadas aos principais centros de carga, de modo a:
 - ❑ Definir as filosofias básicas das alternativas de expansão;
 - ❑ Ter uma visão global das capacidades de transmissão, concentração e evolução das cargas das zonas geo-elétricas;
 - ❑ Vislumbrar os possíveis pontos de conexão dos circuitos;
 - ❑ Identificar as rotas preferenciais de fluxos entre as zonas geo-elétricas, os tipos de circuitos e níveis de tensão viáveis a serem adicionados;
- 2) Como balizamento inferior é definida a configuração da rede de transmissão para o ano inicial de modo a atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes. Com a configuração definida para o ano inicial faz-se uma análise de contingências simples no sistema com a carga do ano horizonte;
- 3) Obtêm-se indicadores de desempenho da rede (cortes de carga, violações de tensões e sobrecargas nos circuitos e autotransformadores) e os multiplicadores de circuitos que suprem os barramentos de cada uma das zonas geo-elétricas;
- 4) Com base nos custos marginais de circuitos, de barramentos e nos custos de investimentos, definem-se as rotas e as adições dos reforços candidatos, de modo a adequar as capacidades de transmissão de cada zona geo-elétrica ao atendimento da demanda de energia, sem violações operativas em condição normal de operação e em regime de contingência simples;
- 5) Tomando como referência às configurações dos anos inicial e final de cada alternativa, com sua filosofia de expansão intrínseca, são geradas alternativas de configurações intermediárias através dos multiplicadores de circuitos e barramentos e dos custos de investimentos.

A Figura 3.1 ilustra, de forma esquemática e simplificada, um possível algoritmo geral da sequência de tarefas utilizadas pelo procedimento interativo de formulação de alternativas de configurações evolutivas, bem como o inter-relacionamento entre as análises de regime permanente, dinâmico e transitório.

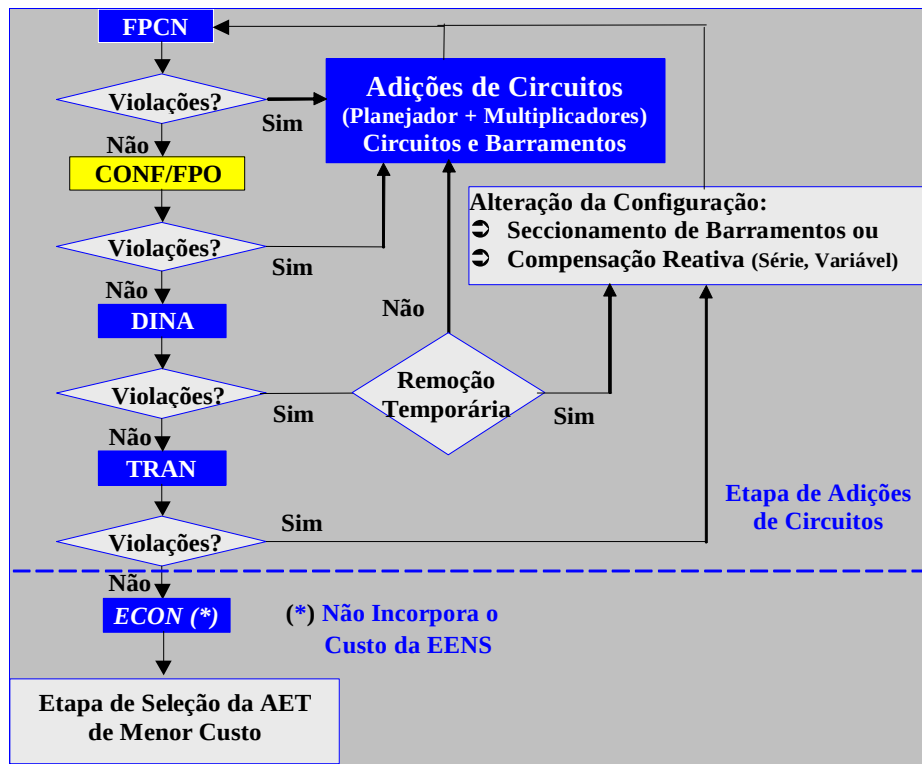


Figura 4.1: Seqüência de Análises para Formulação de AET (Ótica de Adequação)

4.2.1 Problema de Mínimo Custo de Corte de Carga

Como pode ser observado nesta figura, para o estabelecimento das adições de circuitos torna-se necessário o cálculo dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos e aos barramentos (Multiplicadores de Lagrange). Estes custos são calculados após a convergência do Fluxo de Potência Ótimo de um determinado estado operativo, ou seja, após a aplicação das medidas corretivas, e refletem o comportamento do sistema, quando submetida a uma lista de contingências.

Diante destas constatações, torna-se necessário utilizar um modelo de Fluxo de Potência Ótimo que permita produzir estes tipos de sensibilidades. Conforme descritos no capítulo 3, os Multiplicadores de Lagrange de Mínimo Corte de Carga são produtos gerados pela solução de um problema de Fluxo de Potência Ótimo, cuja função-objetivo minimiza os montantes de cortes de cargas, tanto em condição normal de operação e como em regime de emergência.

4.2.1.1 Modelo Matemático Geral do Fluxo de Potência Ótimo

Levando em consideração a constatação descrita no capítulo 3 de que os componentes do sistema falham, a Função-Objetivo (FO) do Problema de Otimização de Mínimo Corte de Carga (3.5) deve incorporar as probabilidades de ocorrências dos circuitos pertencentes a lista de contingências (na análise de confiabilidade via Enumeração de Estados). Incorporando as probabilidades resultantes de cada contingência "k" a expressão (3.5a) toma a forma apresentada na equação (4.1):

$$FO = \text{Min } CCC_k (fc_{ik}) = \sum_{k \in \Omega_k} p_k \cdot \sum_{i \in \Omega_C} fc_{ik} \cdot PL_i \quad (4.1a)$$

Onde;

Ω_C - Conjunto de barramentos candidatos a cortes de carga;

Ω_k - Conjunto de contingências que provocam corte de carga no barramento "i", $i \in \Omega_C$;

p_k - probabilidade de ocorrência da k-ésima contingência;

PL_i - Carga ativa no barramento "i".

Considerando que o Fluxo de Potência Ótimo utilizado para obter uma solução para o problema do PET minimiza o custo do corte de carga de cada barramento "i", resultante de cada contingência "k" que venha a ocorrer no sistema, a função-objetivo de Mínimo Custo de Corte de Carga - CCC pode ser formulada da seguinte maneira:

$$FO = \text{Min } CCC_k (fc_{ik}) = \sum_{k \in \Omega_k} p_k \cdot \sum_{i \in \Omega_C} C_{fci}(T_k) \cdot fc_{ik} \cdot PL_i \quad (4.1b)$$

Onde;

C_{fci} - Custo unitário do corte de carga no barramento "i";

T_k - Duração da interrupção provocada pela k-ésima contingência.

Da equação (4.1b) pode-se observar que os valores da nova função-objetivo (CCC) são diretamente proporcionais ao Custo Unitário do Corte de Carga " C_{fci} " efetuado em cada barramento "i".

Vale lembrar que, na solução ótima do Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Corte de Carga, caso $fc_{ik} = 0$ nenhuma carga é cortada nos barramentos da rede de transmissão. Observa-se ainda que, se $C_{fci} = 1$ obtém-se o mínimo corte de carga, enquanto que para $C_{fci} \neq 1$ obtém-se o custo do corte de carga.

Um dos métodos utilizados para o cálculo destes custos unitários de interrupção se baseia em pesquisas diretas aos consumidores, os quais avaliam os danos causados pelas interrupções para as diversas classes de consumidores [EPRI_89a, WB_89, E_92, MHS_92].

As pesquisas mais abrangentes indicam que os efeitos sobre os consumidores não dependem da causa real que provocou a interrupção, mas sim do ramo de atividade afetada e das características próprias do impacto, tais como:

- ❑ **Instante da Ocorrência:** De acordo com o instante da ocorrência da interrupção, o consumidor será afetado em maior ou menor grau; inclusive esta instante influirá de forma diferenciada nos setores cujas atividades principais se distribuem em forma não homogênea durante o dia da semana;
- ❑ **Duração da Interrupção:** Os efeitos das interrupções de fornecimento de energia dependerão decisivamente da sua duração. Neste sentido, é de grande utilidade encontrar, para os diferentes tipos de atividades, a função que associa a hora da ocorrência à duração da interrupção, para que possa ser estabelecido o custo provocado pela interrupção de fornecimento de energia;
- ❑ **Abrangência da Interrupção:** O prejuízo causado também é função da extensão da zona geográfica atingida pela interrupção de fornecimento de energia;
- ❑ **Frequência de Interrupção:** As periodicidades das interrupções podem induzir aos consumidores afetados a adotar medidas que minimizem os efeitos das interrupções;
- ❑ **Tempo de Alerta:** A prevenção antecipada sobre a ocorrência da interrupção influi de forma marcante sobre os efeitos das interrupções, dado que é possível tomar ações com antecedência no sentido de minimizar suas consequências.

Dentre estes efeitos, os mais importantes são a hora em que ocorre a interrupção de fornecimento de energia a cada classe de consumidores - cl e a duração da interrupção - T_k . O cálculo do $Cfc_i(T_k)$ pode ser feito através da ponderação do custo unitário associado a k -ésima classe consumidora - $Ccl_k(T_k)$ pela sua participação - fp_k na carga total. Ou seja:

$$Cfc_k(T_k) = \sum_{\substack{j \in cl \\ i \in CE_k}} fp_j \cdot Ccl_k(T_k) \quad (4.3a)$$

Onde:

$$fp_j = \frac{w_j}{\sum_{j \in cl} w_j} \quad (4.3b)$$

w_j - Participação da j -ésima classe consumidora;

CE_k - Conjunto de cortes de cargas produzidos pela combinação dos estados de falhas que compõem a k -ésima interrupção.

A título de ilustração, a Figura 4.2, tirada de um estudo realizado pela Ontario Hydro [EPRI_89a], mostra a variação do custo unitário para as classes de consumidores residencial, comercial e industrial, em função da duração da interrupção.

Similarmente, a Figura 4.3 mostra o comportamento da função custo unitário $Ccl(T_k)$, não linear, para o sistema brasileiro, extraído de [E_92, MHS_92].

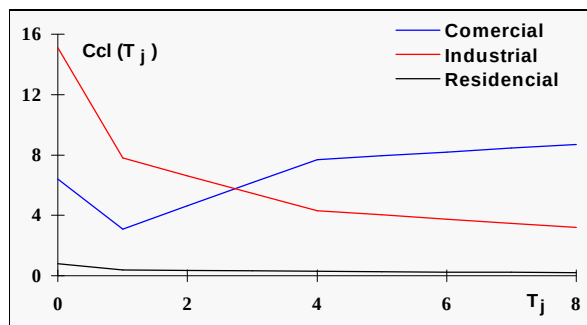


Figura 4.2: Custo Unitário na Ontario Hydro

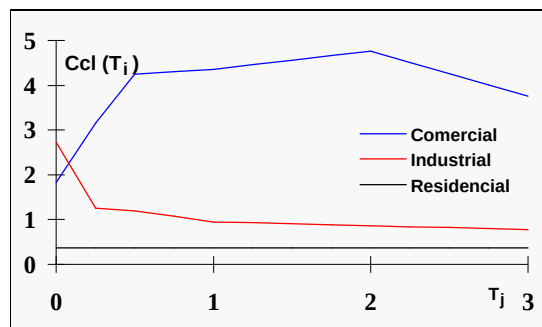


Figura 4.3: Custo Unitário no Brasil

☑ Modelo Matemático da Função- Objetivo para o PET

Considerando apenas a dependência do custo unitário do corte de carga com a duração, e que o mesmo não é estratificado por classe de consumidores ligados a cada barramento da rede de transmissão, a equação (4.3a) toma a seguinte forma aproximada:

$$Cfc_k(T_k) = Cuf \quad (4.4)$$

Com estas considerações, o parâmetro de custeio dos cortes de carga ("Cuf") passa a representar um valor médio constante e igual para todas as classes de consumidores, porém é obtido em função dos custos unitários associados às diversas classes consumidoras.

Levando em consideração que a carga é composta de duas partes (ativa e reativa), a função-objetivo expressa pela equação (4.1b) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$\text{Min } CCC_k(f_{c_{ik}}) = Cuf \cdot \sum_{k \in \Omega_k} p_k \cdot \sum_{i \in \Omega_C} f_{c_{ik}} \cdot PL_i$$

(4.5a)

$$\text{Min } CCC_k(f_{c_{ik}}) = Cuf \cdot \sum_{k \in \Omega_k} p_k \cdot \sum_{i \in \Omega_C} f_{c_{ik}} \cdot QL_i \quad (4.5b)$$

☑ Modelo Matemático do Fluxo de Potência Ótimo para o PET

Expressando matematicamente o problema de Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Custo de Corte de Carga, através da aplicação do modelo geral de otimização (3.1), seção 3.2, o qual é caracterizado por uma função-objetivo e um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade não lineares, chega-se ao seguinte Modelo de Minimização:

$$\text{Min } CCC_k(f_{c_{ik}}) = Cuf \cdot \sum_{k \in \Omega_k} p_k \cdot \sum_{i \in \Omega_C} f_{c_{ik}} \cdot PL_i$$

(4.6a)

Sujeito a:

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij} = PG_i - (1 - f_{c_{ik}}) \cdot PL_i \quad (4.6b)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} = QG_i - (1 - f_{c_{ik}}) \cdot QL_i \quad (4.6c)$$

$$-s_{ij}^{\max} \leq s_{ij}(V, \theta, a) \leq s_{ij}^{\max} \quad (4.6d)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4.6e)$$

$$QG_i^{\min} \leq QG_i \leq QG_i^{\max} \quad (4.6f)$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad (4.6g)$$

$$a_{ij}^{\min} \leq a_{ij} \leq a_{ij}^{\max} \quad (4.6h)$$

$$0 \leq f_{c_i} \leq 1 \quad (4.6i)$$

Onde:

$$P_{ij} = a_{ij}^2 \cdot g_{ij} \cdot V_i^2 - a_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \psi_{ij}) + b_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \psi_{ij})] \quad (4.7a)$$

$$Q_{ij} = -a_{ij}^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) \cdot V_i^2 - a_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot [g_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \psi_{ij}) - b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \psi_{ij})] \quad (4.7b)$$

b_{ij} e g_{ij} = Susceptância e condutância série do circuito "i-j", respectivamente;

b_{ij}^{sh} = Susceptância em derivação (shunt) do circuito "i-j";

ψ_{ij} = Ângulo de defasamento do circuito "i-j";

θ_{ij} = Diferença angular ($\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$) entre as tensões dos barramentos "i" e "j";

a_{ij} = tap do transformador conectado aos barramentos "i" e "j";

PL_i - Carga ativa no barramento "i";

QL_i - Carga reativa no barramento "i";

fc_{ik} - Fração de carga cortada (em pu) no barramento "i" devido à contingência "k";

P_{ij} - Fluxo de potência ativa no circuito "i-j";

Q_{ij} - Fluxo de potência reativa no circuito "i-j";

S_{ijmax} - Limite máximo de potência aparente do circuito "i-j".

Neste Modelo de Minimização, todas as variáveis de controle do Fluxo de Potência Ótimo podem ser otimizadas (livremente e ajustadas), porém, ou elas obedecem a limites predefinidos ou são inibidas durante a otimização, não variando seu valor ao longo da solução do problema.

4.2.1.2 Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos

Aplicando os conceitos da equação (3.38) às equações de balanço (4.6b) e (4.6c) do problema (4.6) obtém-se os Custos Marginais de Confiabilidade referentes às cargas ativas - CMB_{PLi} e reativas - CMB_{QLi} associada a cada barramento "i" da rede de transmissão. Ou seja, a Sensibilidade do Mínimo Custo de Corte de Carga associada a uma variação unitária na parcela ativa e reativa da carga de cada barramento "i". Com estas definições, infere-se que:

$$CMB_{PLi} = \sum_{i=1}^m \frac{\partial CCC_i^*(fc_{ik})}{\partial PL_i} \cdot \left(\frac{\partial g_i^*(PL, QL)}{\partial PL_i} \right)^{-1} \quad (4.8a)$$

$$CMB_{QLi} = \sum_{i=1}^m \frac{\partial CCC_i^*(fc_{ik})}{\partial QL_i} \cdot \left(\frac{\partial g_i^*(PL, QL)}{\partial QL_i} \right)^{-1} \quad (4.8b)$$

Diferenciando a equação (4.7) com relação a " PL_i " e " QL_i ", chegam-se a seguinte relação entre os Multiplicadores de Lagrange λ_{PLi} e λ_{QLi} e a fração de corte de carga no barramento "i":

$$\lambda_{PLi} = \frac{\partial CCC_i^*(f_{cik})}{\partial PL_i} = \lambda_{QLi} = \frac{\partial CCC_i^*(f_{cik})}{\partial QL_i} = C_{uf} \cdot \sum_{k \in \Omega_k} p_k \sum_{i \in \Omega_C} f_{cik} \quad (4.9)$$

Entretanto, sabe-se que os termos entre parênteses das equações (4.8a) e (4.8b) correspondem, respectivamente, às matrizes Jacobianas "J_p" e "J_q" das equações de balanço do fluxo de potência ativa e reativa, em relação as variáveis de estados "PL_i" e "QL_i".

Considerando as definições destas matrizes e substituindo a equação (4.9) em (4.8a) e (4.8b), chegam-se as expressões (4.10a) e (4.10b), as quais permitem obter os Custos Marginais de Confiabilidade associados às parcelas de carga ativa e reativa, respectivamente.

$$CMB_{PLi} = C_{uf} \sum_{k \in \Omega_k} p_k \sum_{i \in \Omega_C} f_{cik} \cdot J_{p_{ik}}^{-1} \quad (4.10a)$$

$$CMB_{QLi} = C_{uf} \sum_{k \in \Omega_k} p_k \sum_{i \in \Omega_C} f_{cik} \cdot J_{q_{ik}}^{-1} \quad (4.10b)$$

Inferese destas equações que os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramento levam em consideração os custos marginais de todos os estados de indisponibilidades dos circuitos da rede de transmissão, e podem ser calculados de modo análogo aos índices de confiabilidade, tais como: probabilidade e expectativa de perda de carga (LOLP e LOLE) e o valor esperado da potência e da energia não suprida (EPNS e EENS). Portanto, estes Indicadores Locacionais Probabilísticos capturam, de forma eficiente e precisa, os efeitos provocados por todas as contingências simuladas na rede de transmissão.

Constata-se ainda que, os Custos Marginais de Confiabilidade relativos aos barramentos são positivos, significando que um aumento na carga provocará um acréscimo no montante de corte de carga (ver exemplo numérico). Eles são maiores nos barramentos onde houve corte de carga e nos vizinhos, e menores nos barramentos mais distantes.

No entanto, os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos negativos podem ocorrer, significando que os barramentos com estas características representam "pontos fortes" da rede de transmissão. Os Custos Marginais de barramentos negativos geralmente possuem valores absolutos menores que os custos marginais positivos.

Por sua vez, os Custos Marginais de Confiabilidade referente à potência aparente - λ_{Si} , representa a sensibilidade do mínimo corte de carga diante de uma variação unitária conjunta na parcela de carga ativa e reativa da carga de cada barramento "i" da rede de transmissão.

Considerando os fatores de potência das cargas constantes estas duas parcelas podem ser agrupadas em um único Multiplicador de Lagrange Composto, formando o Custo Marginal de Confiabilidade Composto - CMB_{Si} [Cepel_98] expresso pela equação (4.11).

$$CMB_{Si} = CMB_{PLi} \cdot \frac{PL_i}{S_i} + CMB_{QLi} \cdot \frac{QL_i}{S_i} \quad (4.11)$$

Onde $S_i = \sqrt{PL_i^2 + QL_i^2}$ representa a potência aparente da carga do "i-ésimo" barramento.

Na Tabela 4.1 são mostrados os resultados que são obtidos após a execução de todas as "nc" contingências, levando em consideração as probabilidades de ocorrência de cada uma delas e o custo unitário de falha "Cuf".

Tabela 4.1: Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos

Contingência	Probabilidade	Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos				
		Barra "1"		Barra "i"		Barra "m"
1	P_1	$Cuf \times P_1 \times CMB_{S11}$	...	$Cuf \times P_1 \times CMB_{Si1}$	...	$Cuf \times P_1 \times CMB_{Sm1}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
k	P_k	$Cuf \times P_k \times CMB_{S1k}$	...	$Cuf \times P_k \times CMB_{Sik}$	...	$Cuf \times P_k \times CMB_{Smk}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
nc	P_{nc}	$Cuf \times P_{nc} \times CMB_{S1nc}$	...	$Cuf \times P_{nc} \times CMB_{Sinc}$	...	$Cuf \times P_{nc} \times CMB_{Smnc}$
$CMB_{Si} =$		$Cuf \times \sum P_k \times CMB_{S1k}$	...	$Cuf \times \sum P_k \times CMB_{Sik}$	...	$Cuf \times \sum P_k \times CMB_{Smk}$

☑ Interpretação Numérica dos Custos Marginais de Barramentos

Segundo as equações (4.8a) e (4.8b), o Custo Marginal de Confiabilidade de barramento estima o quanto varia o montante de corte de carga na rede elétrica em função de um incremento de carga no barramento. Em termos numéricos significa que, para cada 1 MW ou 1 MVar de incremento de carga em um determinado barramento, o montante de corte de carga varia proporcionalmente ao valor do custo marginal associado a este barramento.

Os exemplos numéricos descritos a seguir mostram que para uma variação incremental de 1 MW ou 1 MVar ou em ambas as partes, em um determinado barramento, onde o multiplicador é positivo, o mon-

tante de corte de carga aumenta proporcionalmente ao valor do Custo Marginal de Confiabilidade deste barramento.

A Figura 4.4 [N_03] e [V_01], descreve a rede de transmissão utilizada, a qual é composta de seis circuitos e cinco barramentos, sendo dois barramentos de geração e três de carga.

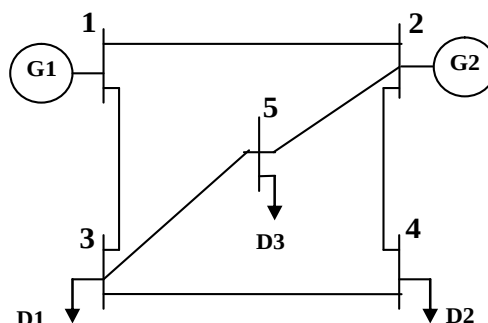


Figura 4.4: Rede de Transmissão de Cinco Barramentos

Nas Tabelas 4.2 a 4.4 são apresentados os tipos dos barramentos, das linhas de transmissão e dos limites de tensão, da rede elétrica de teste.

Tabela 4.2: Dados de Barramentos da Rede Elétrica de Teste com Cinco Barramentos

Nº da Barra	Tipo da Barra	Dados de Geração				Dados de Carga	
		Ativa (MW)		Reativa (MVar)		Ativa (MW)	Reativa (MVar)
		Min	Max	Min	Max		
1	PV	41,3	15,0	-100	-100	0,0	0,0
2	V θ	162,1	51,4	-100	-100	0,0	0,0
3	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	133,3	46,0
4	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	12,0
5	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0	8,4

Tabela 4.3: Dados de Circuitos da Rede Elétrica de Teste com Cinco Barramentos

Circuitos		Nº de Circuitos	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Susceptância (pu)
De	Para				
1	2	1	8,0	30,0	6,0
1	3	1	1,0	8,0	3,0

2	4	1	1,0	8,0	3,0
2	5	1	4,0	20,0	4,0
3	4	1	1,5	10,0	2,0
3	5	1	4,0	20,0	4,0

Tabela 4.4: Limites de Tensão da Rede Elétrica de Teste com Cinco Barramentos

Tipo da Barra	Limite de Tensão em Condição Normal		Limite de Tensão em Contingência	
	Vmin	Vmax	Vmin	Vmax
PV	0,980	1,050	0,980	1,050
PQ	0,950	1,100	0,950	1,100

□ Incremento Unitário da Parte Ativa da Carga

O que se pretende mostrar com este exemplo é o significado numérico do conceito do Custo Marginal de Confiabilidade. Para exemplificar, inicialmente foi escolhida a contingência do circuito conectado entre os barramentos 1 e 3, da rede de transmissão de cinco barramentos.

A Tabela 4.5 apresenta o valor do corte de carga e dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos fornecidos pelo modelo computacional de avaliação de confiabilidade composta NH2, para a contingência no referido circuito. Como pode ser observado, o seu algoritmo de mínimo corte de carga do NH2 solucionou os problemas de violação de tensão, efetuando um corte de carga no sistema (somente no barramento 3) da ordem de 17,362 MW.

Tabela 4.5: Custos Marginais de Barramentos Antes do Incremento de 1 MW

Nº da Barra	Corte de Carga (MW)	Custos Marginais de Barramentos		
		Ativo	Reativo	Composto
3	17,362	0,48459	1,48647	0,94298
4	0,0	0,15653	0,65426	0,33793
5	0,0	0,21223	0,74466	0,41726

Em seguida, incrementou-se a parte ativa da carga do barramento 4 de 1 MW (40,0 MW $\Rightarrow$ 41,0 MW). Como o Custo Marginal de Confiabilidade da parte ativa da carga deste barramento é positivo e vale

cerca de 0,1565, o montante de corte de carga ativa deve aumentar cerca de 0,1565 MW, para cada incremento unitário no barramento 3. Logo, espera-se que o novo montante de corte de carga em toda a rede de transmissão deve ser da ordem de 17,519 MW.

Após o incremento unitário de carga ativa, o modelo computacional NH2 forneceu os resultados indicados na Tabela 4.6. Como pode ser observado, o seu algoritmo de medidas corretivas solucionou os problemas de violação de tensão existentes na rede de transmissão, efetuando um corte de carga da ordem de 17,517 MW no sistema (barramento 3).

Tabela 4.6: Custos Marginais de Barramentos Após o Incremento de 1 MW

Nº da Barra	Corte de Carga (MW)	Custos Marginais de Barramentos		
		Ativo	Reativo	Composto
3	17,517	0,48704	1,49073	0,94669
4	0,0	0,15724	0,65625	0,33918
5	0,0	0,21316	0,74692	0,41880

Com base nos resultados apresentados nas Tabelas 4.5 e 4.6, pôde-se verificar numericamente o significado do conceito de Custos Marginais de Confiabilidade do barramento 4, relativo ao mínimo corte de carga, com um erro de precisão da ordem de 0,01%.

□ Incremento Unitário da Parte Reativa da Carga

Para exemplificar o significado do custo marginal associado à parte reativa da carga, escolheu-se o barramento 4 para ser incrementado de 1MVar (12 MVar $\Rightarrow$ 13 MVar). Como o Custo Marginal de Confiabilidade deste barramento é positivo e vale cerca de 0,6543, espera-se que o montante de corte de carga no sistema aumente cerca de 0,6543 MW totalizando assim 18,016 MW. A Tabela 4.7 apresenta os resultados obtidos após o incremento unitário na parcela reativa da carga, onde se observa um corte de carga da ordem de 18,015 MW no barramento 3.

Tabela 4.7: Custos Marginais de Barramentos Após o Incremento de 1 MVar

Nº da Barra	Corte de Carga (MW)	Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos		
		Ativo	Reativo	Composto
3	18,015	0,48400	1,48848	0,94308
4	0,0	0,15653	0,65572	0,33835

5	0,0	0,21221	0,74560	0,41751

A análise dos resultados indicados na Tabela 4.7, mostra a consistência entre o significado do conceito do Custo Marginal de Confiabilidade associado à parte reativa da carga do barramento 4 e valor do corte de carga obtido, com um erro de precisão da ordem de 0,006%.

□ Incremento Unitário Simultâneo das Partes Ativa e Reativa da Carga

Nesta investigação incrementou-se simultaneamente as partes ativa e a reativa da carga do barramento 4 de 1 MW e 0,3 MVar, respectivamente, de forma a manter a relação entre as cargas ativa e reativa constante (fator de potência constante). Logo, como o Custo Marginal de Confiabilidade composto deste barramento é positivo, e vale cerca de 0,3379, o montante de corte de carga ativa na rede deve aumentar em cerca de 0,3379 MW totalizando 17,700 MW.

Na Tabela 4.8 são apresentados os resultados obtidos com o modelo NH2, após o incremento unitário em ambas as partes da carga, onde se observa que o corte de carga de no barramento 3 foi em torno de 17,713 MW. Ou seja, da ordem de 99,93% do valor esperado.

Tabela 4.8: Custos Marginais de Barramentos Após o Incremento de 1 MW e 0,3 MVar

Nº da Barra	Corte de Carga (MW)	Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos		
		Ativo	Reativo	Composto
3	17,713	0,48454	1,48678	0,94304
4	0,0	0,15713	0,65468	0,33862
5	0,0	0,21223	0,74489	0,41732

4.2.1.3 Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos

Nesta seção são apresentadas as expressões que permitam calcular os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos, resultantes de variações incrementais nas susceptâncias e nas condutâncias dos circuitos que formam a rede de transmissão.

Aplicando os conceitos da equação (3.43c) às equações de balanço (4.6b) e (4.6c) do problema (4.6) obtém-se os Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos relacionados com as susceptâncias (" b_{ij} ") - CMC_{bij} e com as condutâncias (" g_{ij} ") - CMC_{gij} dos circuitos conectados entre os barramentos " i " e " j " da

rede de transmissão. Com estas definições, juntamente com a relação de igualdade (4.11), a equação (3.43c) se transforma nas seguintes expressões matemáticas:

$$CMC_{bij} = (CMB_{PLi} \cdot \frac{PL_i}{S_i} + CMB_{QLi} \cdot \frac{QL_i}{S_i}) \cdot \sum_{k=1}^m \frac{\partial g_k(z_1^-, z_2^-)}{\partial b_{ij}} \quad (4.12a)$$

$$CMC_{gij} = (CMB_{PLi} \cdot \frac{PL_i}{S_i} + CMB_{QLi} \cdot \frac{QL_i}{S_i}) \cdot \sum_{k=1}^m \frac{\partial g_k(z_1^-, z_2^-)}{\partial g_{ij}} \quad (4.12b)$$

Por sua vez, os Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos referente à admitância - CMC_{yij} , representa a sensibilidade do mínimo corte de carga diante de uma variação unitária conjunta na condutância e susceptância do circuito que conecta os barramentos "i" e "j".

Considerando a resistência muito menor que a reatância do circuito que liga os barramentos "i" e "j" constante - " $r_{ij} \ll x_{ij}$ ", estas duas parcelas podem ser agrupadas em um único Multiplicador de Lagrange, resultando no Custo Marginal de Confiabilidade Composto - λ_{yij} [Cepel_98] indicado em (4.13).

$$CMC_{yij} = CMC_{gij} \cdot \frac{g_{ij}}{y_{ij}} + CMC_{bij} \cdot \frac{b_{ij}}{y_{ij}} \approx CMC_{bij} \quad (4.13)$$

Onde $y_{ij} = \sqrt{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}$ representa a admitância do circuito "ij".

Dest a equação observa-se que o valor do Custo Marginal de Confiabilidade Composto de qualquer circuito depende dos parâmetros elétricos dos circuitos e dos Custos Marginais de Confiabilidade de Susceptância, os quais dependem dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos.

A Tabela 4.9 mostra os resultados que são obtidos após a execução de todas as "nc" contingências, levando em consideração as probabilidades de ocorrência de cada uma delas e o custo unitário de falha "Cuf".

Tabela 4.9: Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos

Contingência	Probabilidade	Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos				
		Circuito "1"		Circuito "i"		Circuito "m"
1	P_1	$Cuf \times P_1 \times CMC_{y11}$	...	$Cuf \times P_1 \times CMC_{yi1}$	...	$Cuf \times P_1 \times CMC_{ym1}$
□	□	□	□	□	□	□

k	P_k	$Cuf \times P_k \times CMCy_{1k}$	...	$Cuf \times P_k \times CMCy_{ik}$	...	$Cuf \times P_k \times CMCy_{mk}$
$\square$	$\square$	$\square$	$\square$	$\square$	$\square$	$\square$
nc	P_{nc}	$Cuf \times P_{nc} \times CMCy_{1nc}$	...	$Cuf \times P_{nc} \times CMCy_{inc}$	...	$Cuf \times P_{nc} \times CMCy_{mnc}$
$CMCy_i =$		$Cuf \times \sum P_k \times CMCy_{1k}$	...	$Cuf \times \sum P_k \times CMCy_{ik}$	...	$Cuf \times \sum P_k \times CMCy_{mk}$

☑ Interpretação Numérica dos Custos Marginais de Circuitos

Segundo as equações (4.12a) e (4.12b), o Custo Marginal de Confiabilidade de circuito estima o quanto varia o montante de corte de carga no sistema em função de um incremento de admitância da rede de transmissão. Em termos numéricos significa que, para cada 1 pu de incremento na susceptância de um determinado circuito, o montante de corte de carga varia proporcionalmente ao valor do seu Custo Marginal de Confiabilidade.

O exemplo numérico descrito a seguir mostra que para uma variação incremental de 1 pu em na susceptância, em um determinado circuito, onde o Multiplicador de Lagrange é negativo, o montante de corte de carga diminui proporcionalmente ao valor do Custo Marginal de Confiabilidade deste circuito.

A Figura 4.5 mostra o sistema IEEE RTS [APM_79] utilizado como exemplo numérico, o qual é composto de vinte e quatro barramentos, nas tensões de 138 e 230 kV.

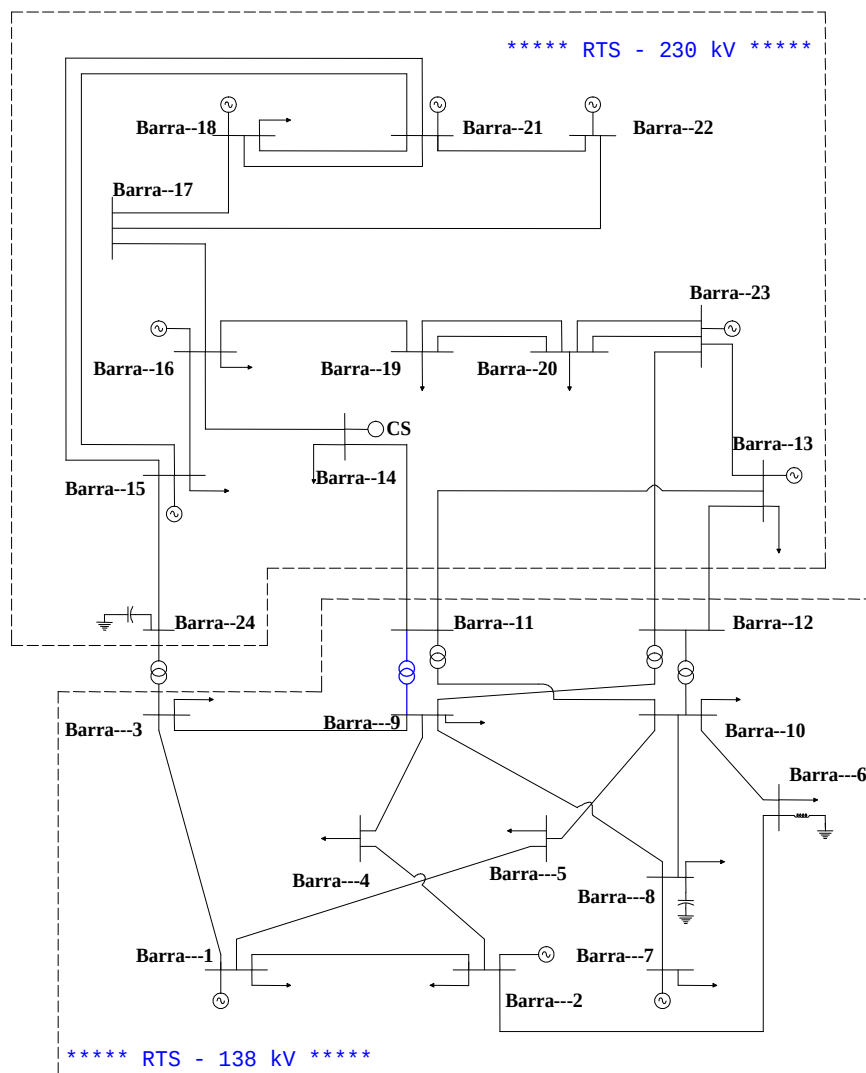


Figura 4.5: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE RTS de Vinte e Quatro Barramentos

□ Incremento Unitário na Susceptância

O que se pretende mostrar com este exemplo é o significado numérico do conceito do Custo Marginal de Confiabilidade de Circuito associada à susceptância. Para exemplificar foi simulada a contingência do circuito (transformador de 230/138 kV) conectado entre os barramentos 9 e 11 do referido sistema de transmissão do IEEE.

A Tabela 4.10 mostra o valor do corte de carga dos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos, fornecidos pelo modelo computacional NH2, para a contingência citada. Como pode ser observado, o seu algoritmo de medidas corretivas de mínimo corte de carga solucionou os problemas de violações, efetuando um corte de carga no sistema da ordem de 69,726 MW.

Tabela 4.10: Custos Marginais de Circuitos Antes da Redução de 1 pu

Circuito	Corte de Carga (MW)	Custos Marginais de Confiabilidade de Susceptâncias
7- 8	69,726	0,11317
10- 12	69,726	0,61622
3- 24	69,726	0,53636

Em seguida, foram reduzidas as susceptâncias dos circuitos 7-8, 10-12 e 3-24 de 1 pu, uma por uma. Como o Custo Marginal de Confiabilidade relativo à susceptância deste circuito vale cerca de 0,1132, o montante de corte de carga deve reduzir em cerca de 0,1132 MW, para cada redução unitária nas susceptâncias dos circuitos 7-8, 10-12 e 3-24. Logo, espera-se que os novos montantes de cortes de cargas, em toda a rede de transmissão, devam ser da ordem de 69,613 MW, 69,110 MW e 69,190 MW, respectivamente.

Após a redução unitária na susceptância de cada um dos três circuitos, o modelo computacional NH2 forneceu os resultados indicados na Tabela 4.11. Como pode ser observado, o algoritmo de medidas corretivas do NH2 solucionou os problemas de violações existentes na rede de transmissão, efetuando cortes de cargas da ordem de 69,684 MW, 69,725 MW e 69,326 MW no sistema.

A análise destes resultados mostra a consistência entre o significado do conceito de Custos Marginais de Confiabilidade associados às susceptâncias dos circuitos 7-8, 10-12 e 3-24 e os valores de cortes de cargas obtidos pelo modelo computacional NH2, com erros de precisão da ordem de 0,10%, 0,88% e 0,19% respectivamente.

4.2.2 Modelagem do Problema do PET

Após a apresentação conceitual dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos e aos circuitos como um dos parâmetros básicos para definir Onde, Quando e Quais adições de circuitos devem ser implantados na rede de transmissão, resta então descrever a modelagem adotada para solucionar o problema do PET.

A determinação da sequência de adições de menor custo considera um horizonte de planejamento que é dividido em diversos Estágios de Tempo - t . Para cada estágio são atribuídas as condições previstas para as cargas e as gerações, lista dos investimentos candidatos e um fator de desconto. Com base nestas informações busca-se minimizar o valor presente dos custos de investimentos e dos cortes de carga.

Uma vez que, na metodologia proposta, a rede de transmissão é representada por um modelo de fluxo de potência AC, o problema do PET, a múltiplos estágios de tempo, pode ser formulado da seguinte forma:

$$\text{Min} \quad \text{CTC} = \sum_{t=1}^H \frac{1}{(1+td)^t} \cdot \left[\sum_{k,l=1}^{NB} C_{kl} \cdot NC_{kl}^t + CR \cdot (\Delta PL_i^t + \Delta QL_i^t) \right], \quad (4.13a)$$

Sujeito a:

$$NC_{kl}^t \leq NC_{kl}^{\max} \quad (4.13b)$$

$$PG - PL_i^t - \Delta PL_i^t - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}^t = 0 \quad (4.13c)$$

$$QG_i^t - QL_i^t - \Delta QL_i^t - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}^t = 0 \quad (4.13d)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i^t \leq V_i^{\max} \quad (4.13e)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^t \leq P_{Gi}^{\max} \quad (4.13f)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi}^t \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (4.13g)$$

$$a_i^{\min} \leq a_i^t \leq a_i^{\max} \quad (4.13h)$$

$$-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij}^t(\theta, V, a) \leq S_{ij}^{\max} \quad (4.13i)$$

Onde:

NC_{kl} - Número de circuitos adicionados ao ramo "kl" no instante de tempo "t" (além dos existentes na configuração inicial e das adicionadas na etapa anterior);

$NC_{kl}^{\max}$ - Número máximo de circuitos que podem ser adicionados ao ramo "kl";

ΔPL_i e ΔQL_i - Cortes de carga ativa e reativa no barramento "i", respectivamente;

td - Taxa de desconto, aplicada ao longo do horizonte de planejamento;

C_{kl} - Custo de implantação de um circuito adicionado ao ramo "kl";

CR - Custo do corte de carga;

H - Horizonte de planejamento.

Chama-se a atenção de que, os diversos estágios de tempo "t" estão inter-relacionados por meio da variável " NC_{kl} " e através das restrições (4.13b) e (4.13i), não podendo, portanto, ser dividido em "H" sub-problemas independentes.

4.2.3 Decomposição do Problema do PET

O problema do PET, a múltiplos estágios de tempo, apresenta uma estrutura que permite a sua decomposição em dois subproblemas distintos. A metodologia adotada neste trabalho decom põe o problema do PET, fazendo uso de uma Estratégia de Decomposição Hierárquica, resultando em um subproblema de investimentos em adições de circuitos (Mestre) e outro de operação do sistema (Escravo).

Estes subproblemas de investimentos e operação são resolvidos sucessivamente e interativamente conforme ilustrada, de forma esquemática e simplificada, na Figura 4.5.

A troca de informações entre os subproblemas de operação e investimentos, em uma determinada iteração "e", é feita através dos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos - $CMC_{y_{ij}(e)}$ e Barramentos - $CMB_{s_k(e)}$ e do conjunto de infactibilidades - Ω_e , fornecidos pelo subproblema de operação e pelas propostas de investimentos obtidas do subproblema de decisão. A interação entre os subproblemas não se dá de forma automática, tal como na técnica de decomposição de Benders, mas por meio de interação com o especialista (Planejador).

Cada um dos subproblemas de operação fornece, para o subproblema de investimentos, as informações referentes ao respectivo estágio de tempo "t", ou seja, os Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos - $CMC_{y_{ij}(e)}$ e Barramentos - $CMB_{s_k(e)}$ e Ω_e . Estes subproblemas serão, posteriormente, informados das decisões de investimentos pertinentes - $N_{ij}(e)$ para cada estágio de tempo.

No Subproblema de Investimentos, composto de variáveis discretas, o Planejador determina os montantes de adições de circuitos e em quais barramentos eles devem ser conectados, em cada estágio de tempo, de forma a minimizar os custos de investimentos.

No Subproblema de Operação tem como missão resolver o problema de Fluxo de Potência Ótimo (4.13), em condições de contingências, levando em consideração as adições efetuadas na rede de transmissão, por força das decisões tomadas pelo subproblema de investimentos (planejador).

A análise da infactibilidade operativa consiste em verificar se as adições de circuitos garantem a operação da rede sem corte de carga, diante de um elenco de contingências. Se a operação da rede só for possível com corte de carga, a única alternativa a considerar é aumentar o número de circuitos e/ou alterar o conjunto de barramentos candidatos a receber novas adições de circuitos.

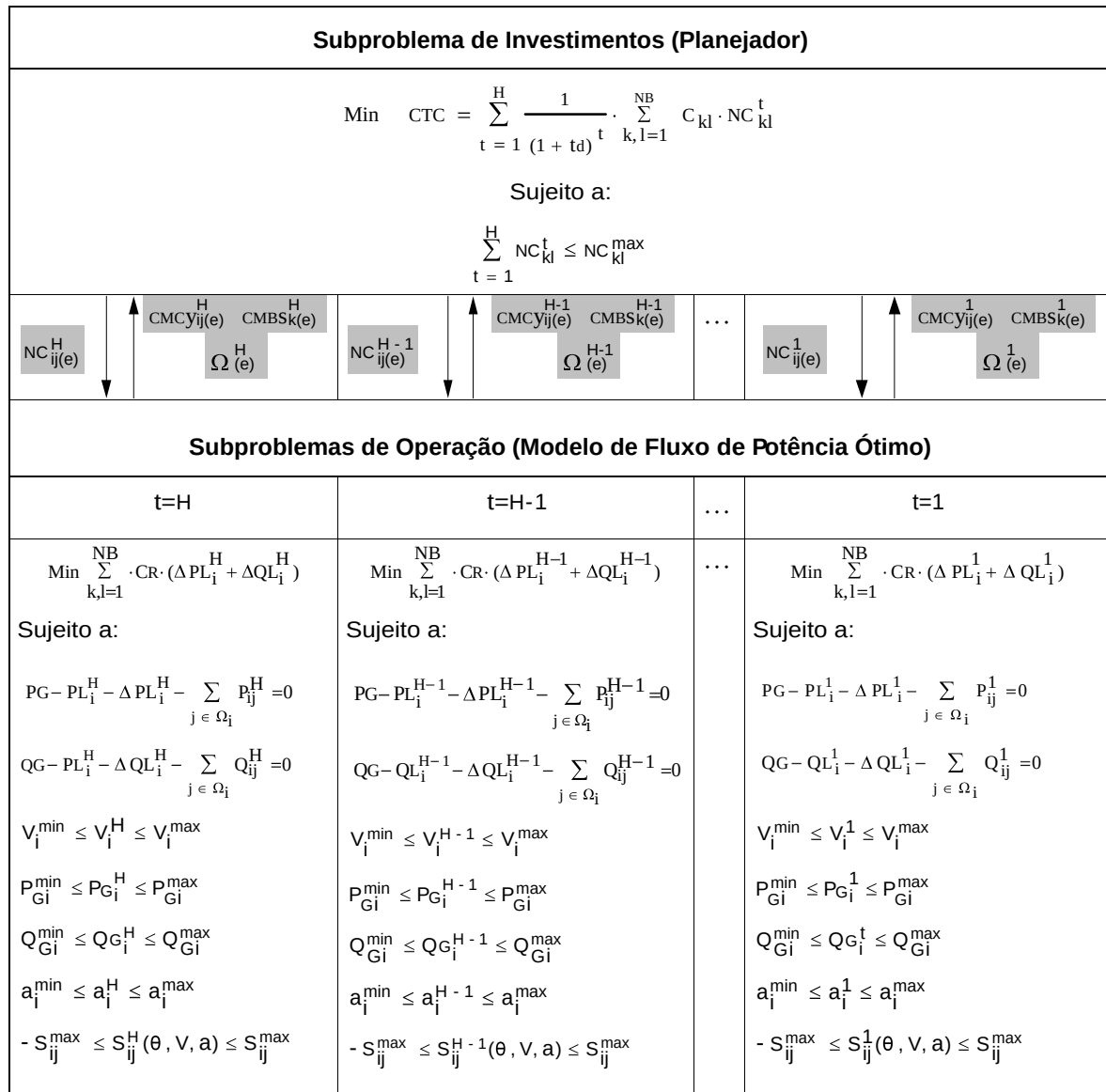


Figura 4.6: Estratégia de Decomposição Hierárquica do Problema do PET

4.2.4 Aplicação da Metodologia Proposta para o PET

O objetivo deste item é ilustrar a potencialidade dos custos marginais de barramentos e de circuitos na identificação das adições de circuitos mais atrativas e, portanto, sua utilização como regra de decisão no processo de formulação de alternativas de configurações evolutivas. Os modelos e procedimentos descritos foram aplicados a área Leste do sistema da CHESF, obtendo-se os resultados apresentados a seguir.

4.2.4.1 Sistema de Transmissão da Área Leste da CHESF

O sistema de transmissão da área Leste da CHESF é composto de linhas de 500 kV e 230 kV, partindo do complexo gerador de Paulo Afonso para as subestações localizadas em Angelim, Recife II e de um circuito de 500 kV partindo de Xingó para as subestações situadas em Messias e Recife II. Da subestação de Angelim derivam os circuitos das linhas em 230 kV Angelim - Campina Grande - Natal, os quais são responsáveis pelos suprimentos de grande parte das cargas dos estados da Paraíba e Rio Grande do Norte, além da região do agreste de Pernambuco.

Salienta-se que o atendimento à parte da carga do Rio Grande do Norte, região de Mossoró e Açu, é feito em 230 kV pela área Norte da CHESF. Os circuitos da linha Angelim - Rio Largo, também em 230 kV, são responsáveis pelo atendimento à cidade de Maceió e quase o estado de Alagoas. Da subestação de Recife II deriva toda a rede de suprimento à região metropolitana do Recife, à zona da mata de Pernambuco e à cidade de João Pessoa.

A Figura 4.6, mostra a topologia da rede de transmissão tomada como referência para planejamento da sua expansão, utilizando a metodologia que se baseia nos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos.

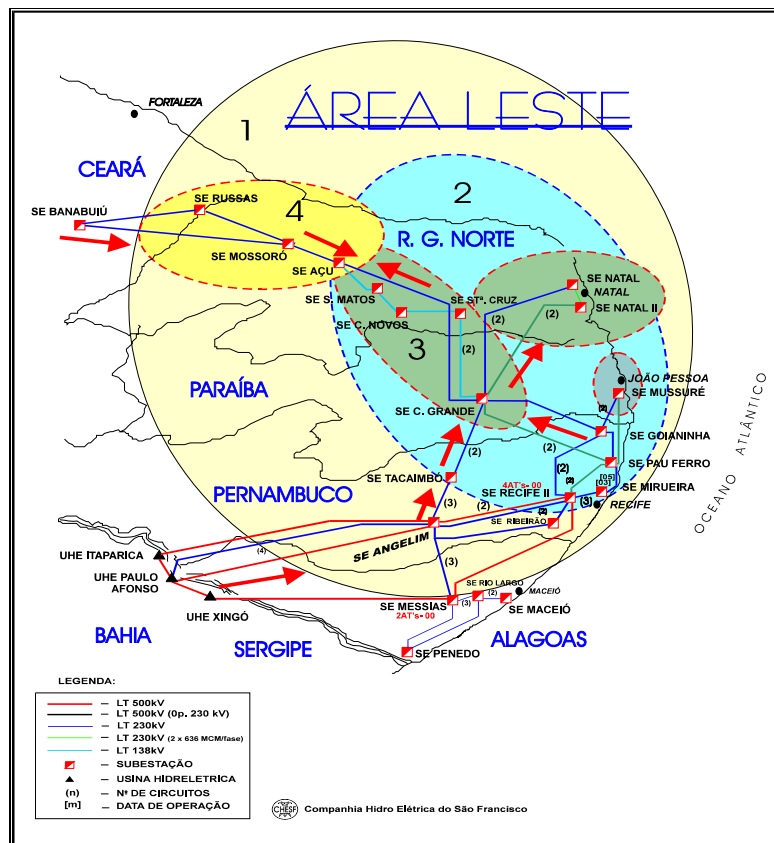


Figura 4.7: Rede Elétrica e Zonas Geo-elétricas da Área Leste do Sistema CHESF

4.2.4.2 Configuração de Referência

A configuração do sistema de transmissão previsto para o ano de 1999 foi considerada como ponto de partida para evolução das capacidades de transmissão que atendem aos grandes centros de cargas compreendidos pelas quatro zonas geo-elétricas. Com relação a este sistema, observa-se que o tronco de 500 kV tem três circuitos entre as usinas localizadas no rio São Francisco e a área Leste, chegando nas subestações de Angelim e Messias.

O atendimento as cargas derivadas da subestação de Natal é feito de forma radial através de dois circuitos simples e um circuito reforçado (2x636MCM) em 230 kV partindo da subestação Campina Grande. Considerou-se ainda a presença do terceiro circuito de 230 kV entre as subestações Angelim e Tacaimbó. Na subestação Campina Grande chegam dois circuitos de 230 kV partindo de Tacaimbó e dois da subestação Pau Ferro, também em 230 kV. Tais circuitos estão ilustrados no diagrama eletro-geográfico da Figura 4.6.

4.2.4.3 Análise de Desempenho das Configurações Inicial e Final

A seguir são apresentados os desempenhos das configurações inicial (2000) e final (2007), traduzidos em termos dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos e aos barramentos. Para realização desta análise, considerou-se a rede de transmissão do ano 1999 com os montantes de carga do ano inicial e a configuração final com as magnitudes de cargas do ano inicial.

Ademais, sabendo-se de antemão que a rede de transmissão em estudo apresenta uma característica radial, quando visto do parque de geração, optou-se pelo método de Enumeração de Estados para as avaliações de confiabilidade. Por este mesmo motivo, consideraram-se apenas falhas nos circuitos, os quais foram modelados por dois estados operativos. Para o cálculo dos Custos Marginais de Confiabilidade considerou-se um valor para o Custo Unitário de Interrupção - Cuf de 1000 US\$/MWh.

☒ Solução do Subproblema de Operação do Ano Inicial

Seguindo o procedimento estabelecido pela metodologia, resolveu-se o subproblema de operação (Fluxo de potência Ótimo de Mínimo Corte de Carga) para o primeiro ano do período decenal de estudo. A rede de transmissão apresentou violações de tensões e carregamentos, quando submetida a um conjunto de contingências simples nos circuitos de 230 kV e 500 kV, sendo as mais críticas as seguintes:

☐ Zona Geo-elétrica 1

LT 500 kV Xingó - Messias.

❑ Zona Geo- elétrica 2

LT 230 kV Angelim - Tacaimbó.

❑ Zona Geo- elétrica 3

LT 230 kV Tacaimbó - Campina Grande;

LT 230 kV Recife - Goianinha;

LT 230 kV Pau Ferro - Goianinha.

❑ Zona Geo- elétrica 4

LT 230 kV Campina Grande - Açú;

LT 230 kV Banabuiú - Russas.

Os resultados da solução deste subproblema de operação mostram a necessidade de incrementar as capacidades de transmissão de atendimentos às quatro zonas geo-elétricas. O problema a ser resolvido consiste em identificar as rotas de fluxos de potência mais estressadas e os barramentos mais penalizados pelo conjunto de contingências.

Os efeitos negativos sobre o sistema de transmissão, decorrentes do conjunto de contingências de primeira ordem, estão refletidos nos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos - CMB e de Circuitos - CMC apresentados nas Figuras 4.8 a 4.15.

❑ Zona Geo- elétrica 1

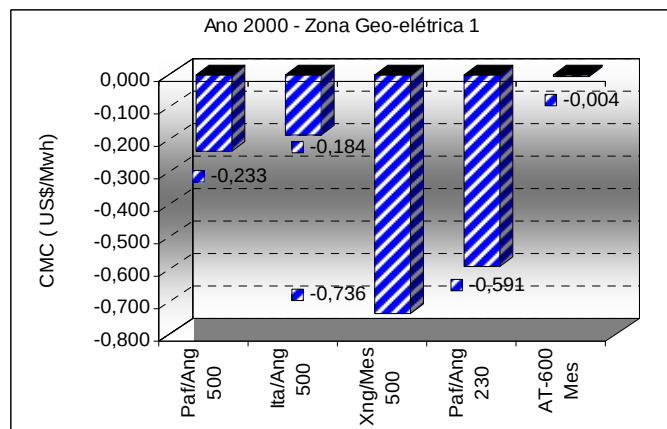


Figura 4.8: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 1

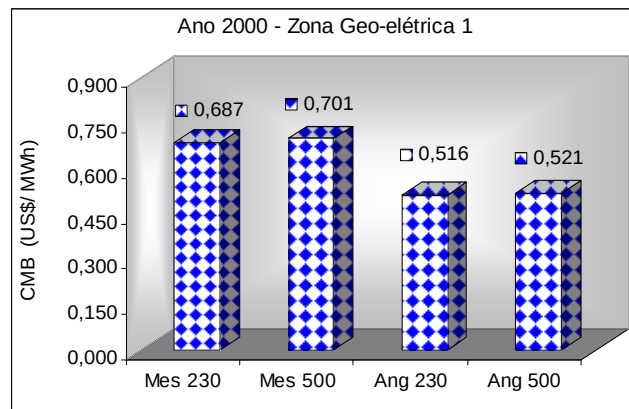


Figura 4.9: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 1

□ Zona Geo- elétrica 2

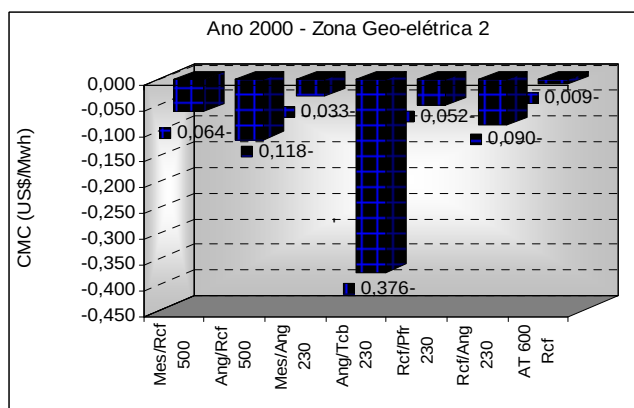


Figura 4.10: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 2

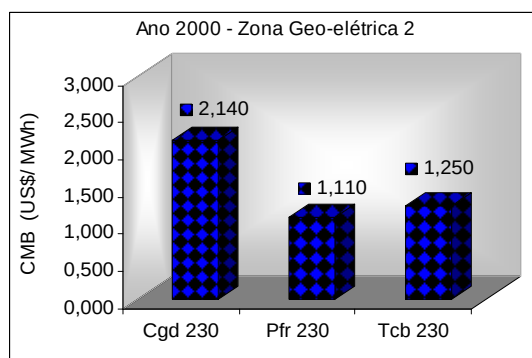


Figura 4.11: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 2

□ Zona Geo- elétrica 3

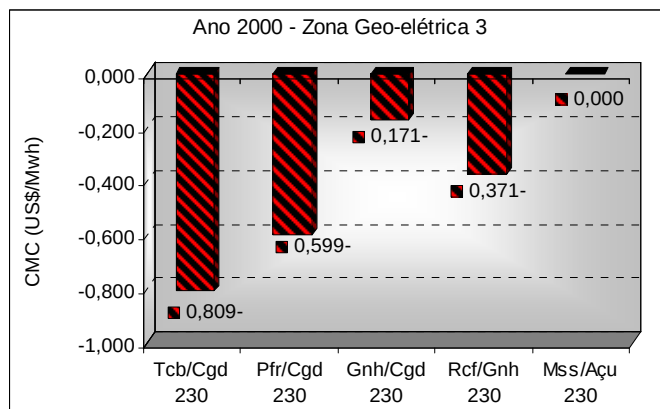


Figura 4.12: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 3

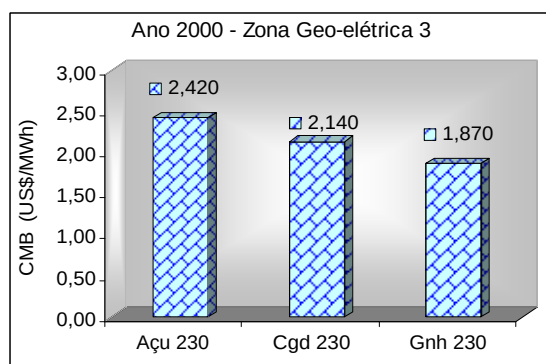


Figura 4.13: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 4

□ Zona Geo- elétrica 4

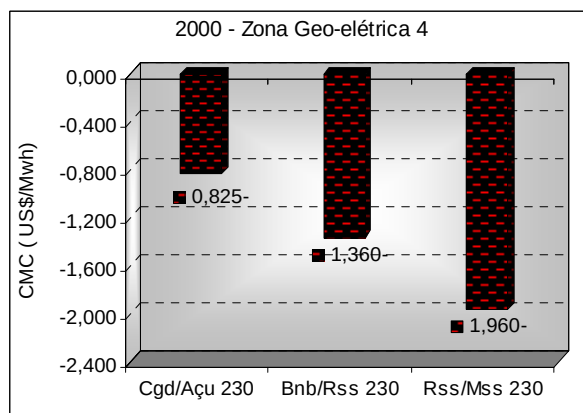


Figura 4.14: Ano 2000 - CMC da Zona Geo-elétrica 4

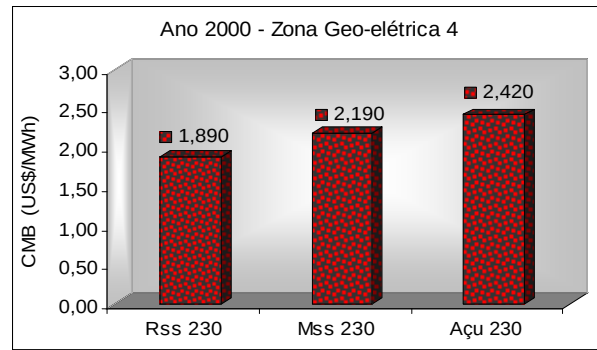


Figura 4.15: Ano 2000 - CMB da Zona Geo-elétrica 4

☒ Solução do Subproblema de Investimento do Ano Inicial

Neste ponto tem-se o conhecimento dos maiores valores de Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos, os quais refletem graus de severidade das contingências simples simuladas. O problema consiste então em identificar as rotas preferenciais dos novos circuitos e os barramentos mais ativos para conexão, nas quatro zonas geo-elétricas.

❑ **Zona Geo- elétrica 1**

Analisando os valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos se percebe que as rotas de fluxos mais estressadas que atendem a Zona Geo-elétrica 1 são constituídas pelos circuitos Paulo Afonso-Angelim 230 kV e Xingó - Messias 500 kV. Estas constatações, juntamente com os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos, sugerem a criação das seguintes alternativas de adições para incrementar a capacidade de transmissão:

▽ **Adição: Messias - Angelim 500 kV** (US\$ 30.500 mil dólares - Figura 4.16)

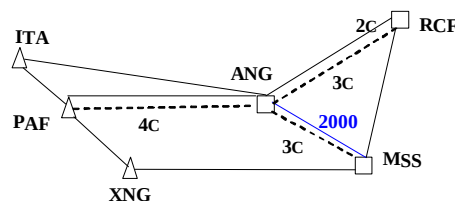


Figura 4.16: Rota Messias - Angelim (Zona 1)

▽ **Adição: Xingó - Messias 500 kV** (US\$ 70.084 mil dólares - Figura 4.17)

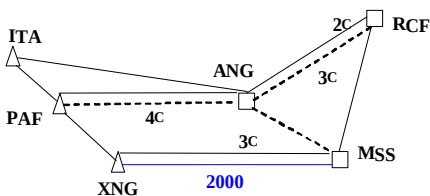


Figura 4.17: Rota Xingó - Messias (Zona 1)

▽ **Adição: Itaparica - Tacaimbó** (US\$ 109.931 mil dólares - Figura 4.18)

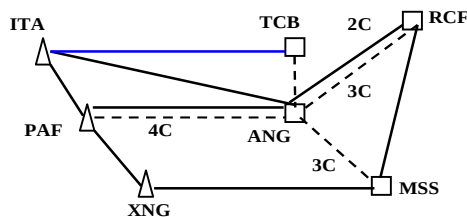


Figura 4.18: Rota Itaparica - Tacaimbó (Zona 3)

▽ **Adição: Xingó - Angelim 500 kV** (US\$ 58.560 mil dólares - Figura 4.19)

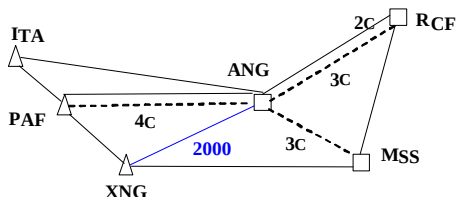


Figura 4.19: Rota Xingó - Angelim (Zona 1)

▽ **Adição: AT 600 MVA 500/230 kV Angelim** (US\$ 25.911 mil dólares-Figura 4.20)

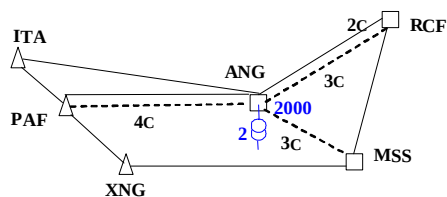


Figura 4.20: Autotransformadores de Angelim (Zona 1)

Qualquer uma destas adições elimina as violações de tensões e carregamentos, provenientes das contingências dos circuitos que atendem esta zona. Contudo, o melhor Custo Incremental de Confiabilidade (US\$/MWh) aponta para a instalação dos bancos de autotransformadores de 600 MVA 500/230 kV na subestação de Angelim. A instalação do segundo banco é para atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes.

□ Zonas Geo- elétricas 2 e 3

Para incrementar as capacidades de transmissão destas zonas geo-elétricas foram vislumbradas as seguintes alternativas de adições, baseadas nos valores de Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos mais atrativos.

▽ Adição: Angelim - C. Grande 500 kV (US\$ 89.717 mil dólares - Figura 4.22)

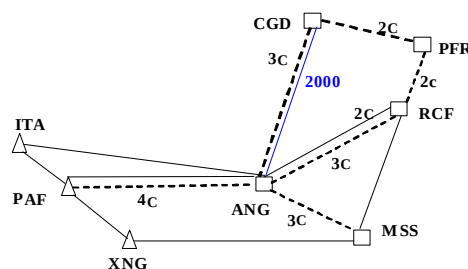


Figura 4.21: Rota Angelim - Campina Grande 500 kV (Zona 3)

▽ Adição: Angelim - C. Grande 230 kV (US\$ 35.738 mil dólares - Figura 4.23)

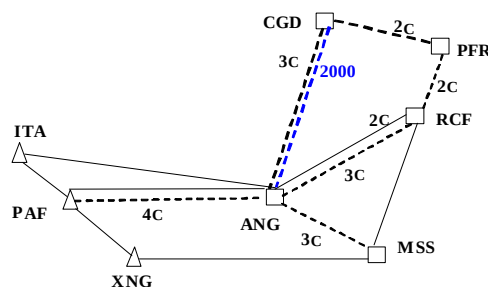


Figura 4.22: Rota Angelim - Campina Grande 230 kV (Zona 3)

Aplicando o conceito do Custo Incremental de Confiabilidade, descrito no Capítulo 1, infere-se que a alternativa de adição mais atrativa é a implantação de um circuito, operando na tensão de 230 kV, ligando as subestações de Angelim e Campina Grande.

□ Zona Geo- elétrica 4

Como incremento da capacidade de transmissão da interligação entre as áreas Leste e Norte vislumbrou-se a seguinte adição:

▽ Adição: Banabuiú - Mossoró (Figura 4.23)

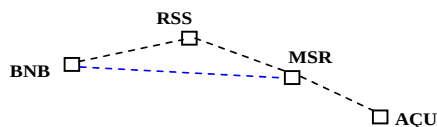


Figura 4.23: Rota Banabuiú - Mossoró (Zona 4)

☒ Adições Economicamente Mais Atrativas Para o Ano Inicial

Dentre as rotas vislumbradas para incrementar as capacidades de transmissão de atendimento às quatro zonas geo-elétricas, as adições que se mostraram economicamente mais atrativas consistem das seguintes obras:

- ❑ **Zona 1:** 1º e 2º AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim;
- ❑ **Zonas 2/3:** LT 230 kV Angelim - C. Grande (C1);
- ❑ **Zona 4:** LT 230 kV Banabuiú - Mossoró (C1).

A Figura 4.24 mostra, em linhas pontilhadas, a localização destas quatro adições.

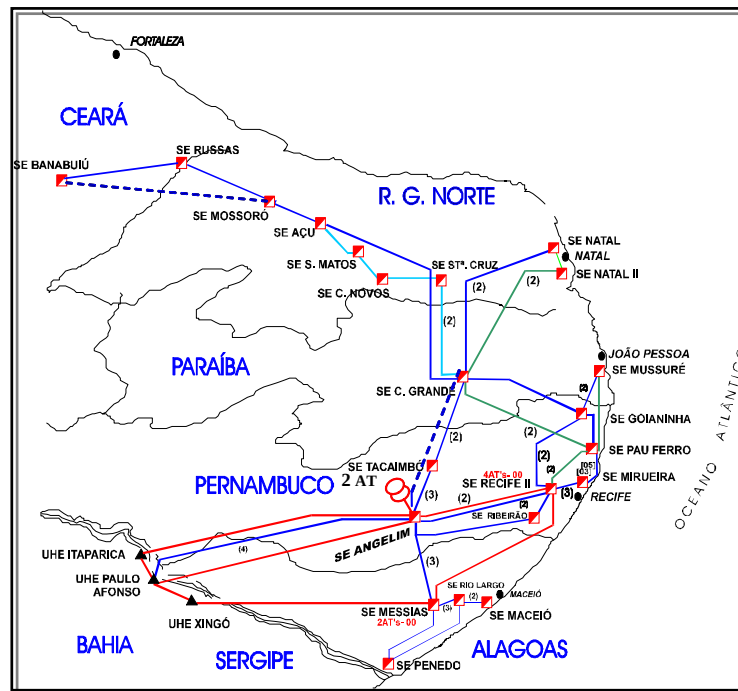


Figura 4.24: Adições do Ano Inicial (Zonas 1, 3 e 4)

Com estes reforços implantados na rede de transmissão do ano inicial, as violações de tensões e carregamentos foram todas eliminadas, passando a atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes. Estas adições atendem as seguintes características:

- ❑ Evita conectar linhas de transmissão na subestação Pau Ferro, além dos dois circuitos de 230 kV reforçados existentes, em virtude de impedimentos ambientais;
- ❑ Interliga os setores de 230 kV e 500 kV da subestação Angelim, através de bancos de auto-transformadores de 500/230 kV - 600 MVA. Este procedimento evita sobrecargas nos auto-transformadores de 500/230 kV - 600 MVA da subestação Recife II;

- Incrementam a capacidade de transmissão do trecho de 230 kV entre as subestações de Angelim, Tacaimbó e Campina Grande através de circuitos reforçados de 230 kV, interligando as subestações Angelim e Campina Grande. Este procedimento evita a conexão de linhas de transmissão na subestação de Pau Ferro, cuja expansão é proibitiva por questões ambientais;
- Incrementam a capacidade de transmissão do tronco de 500 kV entre o complexo do rio São Francisco e a usina hidrelétrica de Xingó, utilizando a rota Xingó - Angelim. Este procedimento evita adições pela rota litorânea (Xingó - Messias - Recife - Pau Ferro) da área Leste.

☑ Solução do Subproblema de Operação do Ano Horizonte

A seguir são apresentados os resultados da solução do subproblema de operação para o ano horizonte de planejamento. A rede de transmissão deste ano, com a configuração de circuitos e montantes de cargas do ano inicial (ano 2000), em condição normal de operação e quando submetida a contingências simples nos circuitos de 230 kV e 500 kV, apresentou violações operativas de tensão e carregamentos.

As Figuras 4.25 a 4.32 apresentam os valores de Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramento. Como podem ser observados, estes valores são bem superiores aos apresentados nas Figuras 4.8 a 4.15. Este baixo desempenho operacional, como era esperado, reflete o grau de severidade das contingências e a grande quantidade de violações operativas presentes na rede de transmissão, dado que ela não está atendendo ao critério de confiabilidade mínimo aceitável, ou seja, ao critério "N-0".

□ Zona Geo-elétrica 1

Nesta zona destacam-se os maiores valores de Custos Marginais de Confiabilidade de Barramento: Angelim 230 kV → 1,720 e Messias 200 kV → 1,520. Já os de Circuitos foram: P. Afonso - Angelim 230 kV → 1,710 e Xingó - Messias → 1,500.

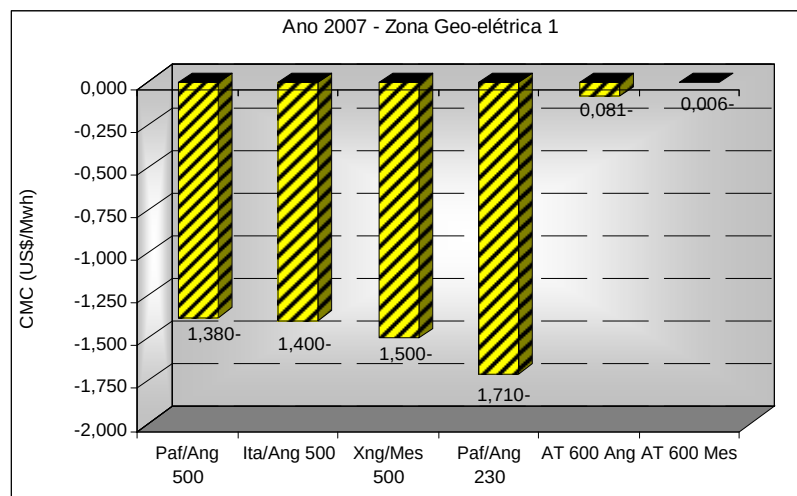


Figura 4.25: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 1

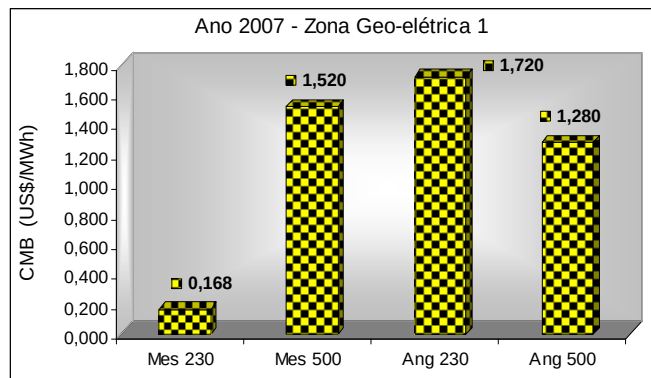


Figura 4.26: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 1

□ Zona Geo- elétrica 2

Nesta zona os maiores valores de Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos verificados foram nos setores de 230 kV das subestações de:

- ▽ Tacaimbó → 1,720;
- ▽ Açu → 3,980.

Já os maiores Custos Marginais de Circuitos foram:

- ▽ Recife - Goianinha 230 kV → 0,928;
- ▽ Angelim - Tacaimbó 230 kV → 0,783;
- ▽ Mossoró - Açu → 0,700.

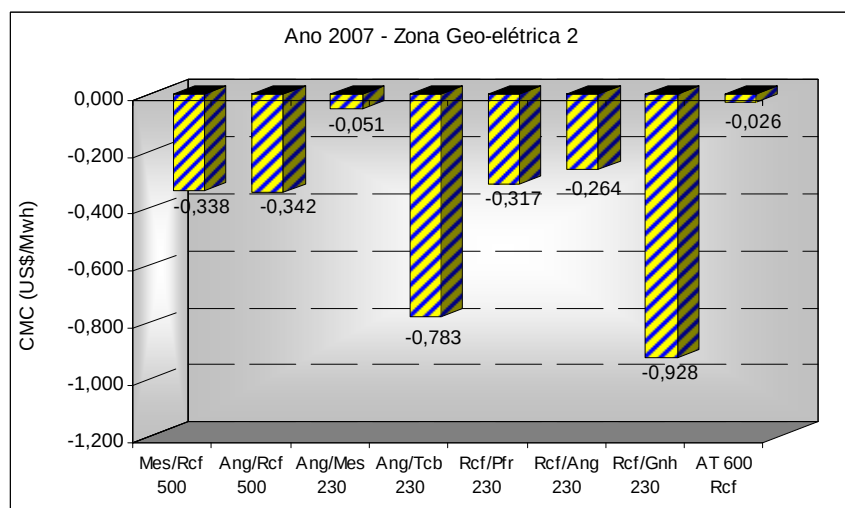


Figura 4.27: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 2

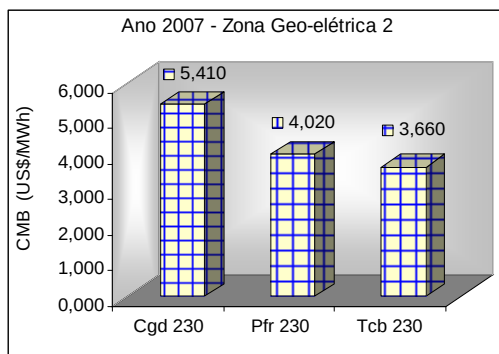


Figura 4.28: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 2

□ Zona Geo- elétrica 3

O maior valor de Custo Marginal de Confiabilidade de Barramento verificado nesta zona foi: Campina Grande → 5,410 enquanto que, de Custos Marginais de Circuitos foram: Angelim - Campina Grande 230 kV → 3,520 e Tacaimbó - C. Grande 230 kV → 1,210.

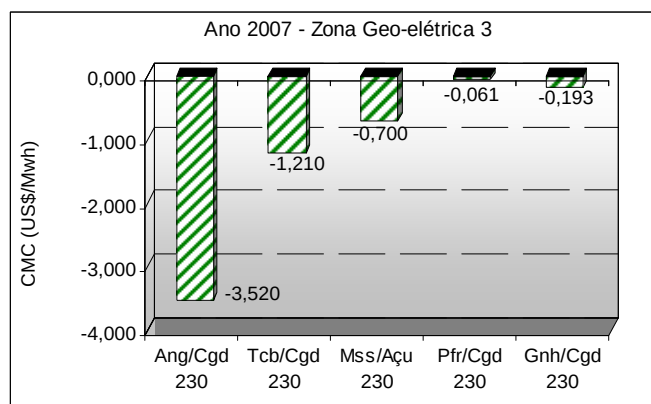


Figura 4.29: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 3

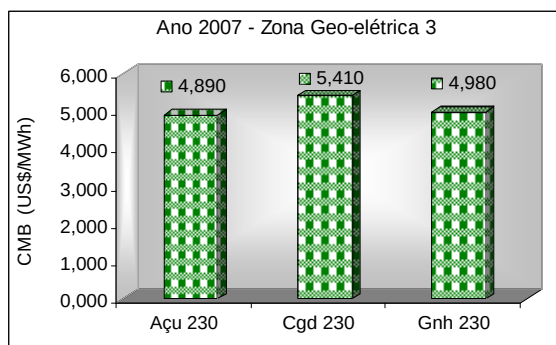


Figura 4.30: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 3

□ Zona Geo- elétrica 4

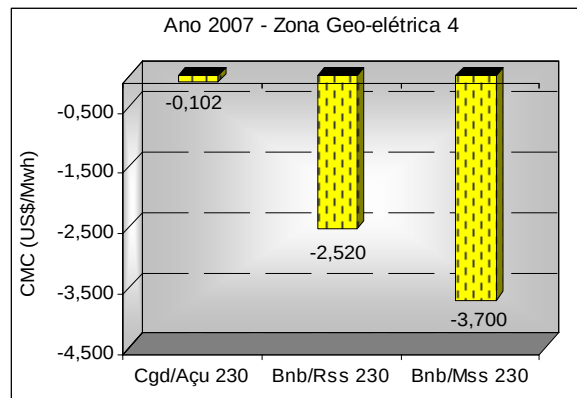


Figura 4.31: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 4

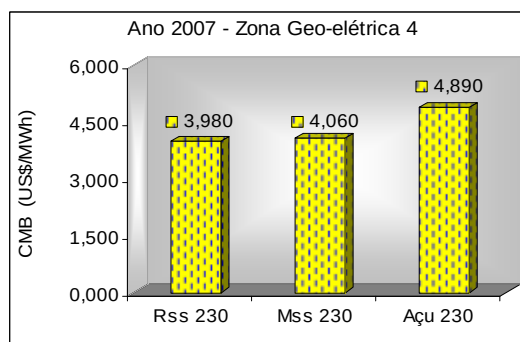


Figura 4.32: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 4

☑ Solução do Subproblema de Investimentos do Ano Horizonte

Com o conhecimento dos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos, o próximo passo consiste em identificar as rotas preferenciais dos novos circuitos e os barramentos mais atrativos para conexão, nas quatro zonas geo-elétricas.

□ Zonas Geo- elétricas 1 e 2

Para definição da rota do quarto circuito do tronco de 500 kV que interliga as usinas do médio São Francisco (Paulo Afonso, Itaparica e Xingó) e as subestações de Angelim, Messias e Recife (Pau Ferro), foram vislumbradas as seguintes alternativas de adições:

▽ **Adição: Messias - Angelim 500 kV** (US\$ 114.228 mil dólares - Figura 4.31)

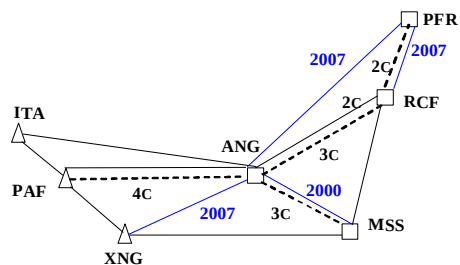


Figura 4.33: Rota Messias - Angelim (Zonas 1 e 2)

▽ **Adição: Xingó - Messias - 500 kV** (US\$ 89.449 mil dólares - Figura 4.32)

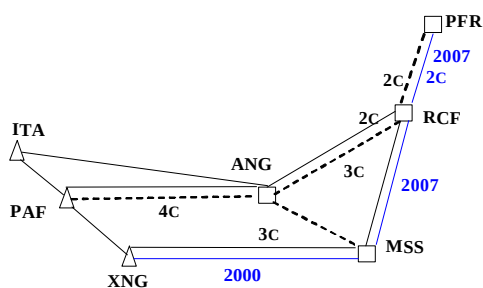


Figura 4.34: Rota Xingó - Messias (Zonas 1 e 2)

▽ **Adição: Itaparica - Tacaimbó 500 kV** (US\$ 46.515 mil dólares - Figura 4.35)

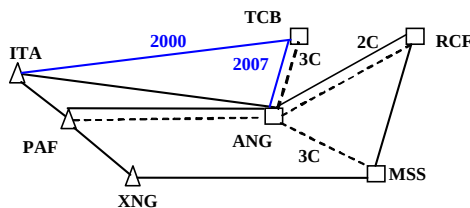


Figura 4.35: Rota Itaparica - Tacaimbó (Zona 3)

▽ **Adição: Xingó - Angelim 500 kV** (US\$ 68.966 mil dólares - Figura 4.36)

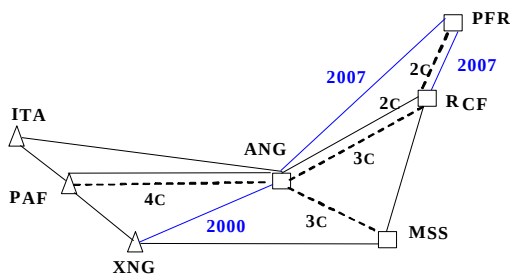


Figura 4.36: Rota Xingó - Angelim (Zonas 1 e 2)

▽ **Adição: Autotransformadores Angelim** (US\$ 114.228 mil dólares-Figura 4.37)

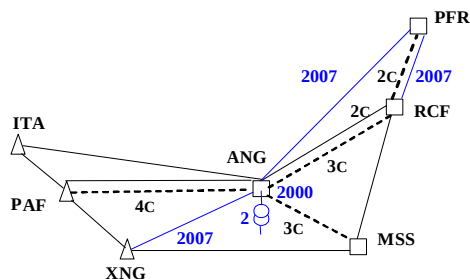


Figura 4.37: Autotransformadores de Angelim (Zonas 1 e 2)

□ **Zona Geo- elétrica 3**

Para definição das rotas dos próximos circuitos necessários para adequar a capacidade de transmissão ao mercado previsto para esta zona geo-elétrica, foram vislumbradas as seguintes alternativas, levando em consideração os valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Bar ramentos:

▽ **Adição: Angelim - C. Grande 500 kV** (US\$ 89.717mil dólares - Figura 4.38)

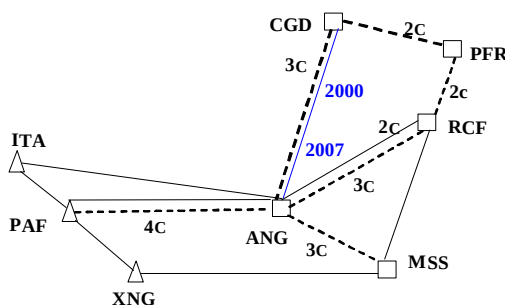


Figura 4.38: Rota Angelim - Campina Grande 500 kV (Zona 3)

▽ **Adição: Angelim - C. Grande 230 kV** (US\$ 65.475 mil dólares - Figura 4.39)

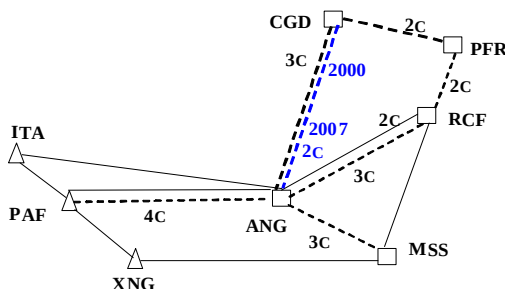


Figura 4.39: Rota Angelim - Campina Grande 230 kV (Zona 3)

□ **Zona Geo- elétrica 4**

Como incremento da capacidade de transmissão da interligação entre as áreas Leste e Norte vis- lumbrou-se a seguinte adição:

▽ **Adição: Banabuiú - Mossoró** (Figura 4.40)

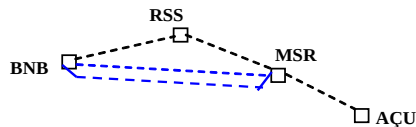


Figura 4.40: Rota Banabuiú - Mossoró (Zona 4)

☒ **Definição da Configuração do Ano Horizonte**

Neste ponto já poderíamos tomar decisão com relação às adições necessárias para incrementar as capacidades de transmissão de todas as quatro zonas geo-elétricas. Entretanto, para efeito de ilustração da execução da metodologia, adicionaremos apenas os reforços nas zonas geo-elétricas mais críticas, verificando em seguida os impactos nos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos e aos barramentos.

Como era esperada, a utilização dos três circuitos adicionados à configuração do ano inicial não foram suficientes para atender ao mercado previsto para o ano horizonte, já em regime normal de operação. Desta forma foram adicionadas, à configuração do ano horizonte, as seguintes obras para incrementar as capacidades de transmissão que suprem as cargas das zonas geo-elétricas 1 e 2:

- ❑ **Zona 1:** 3° AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim;
LT 500 kV Xingó - Angelim (C1).
- ❑ **Zonas 2:** LT 230 kV Angelim - Campina Grande (C2);
- ❑ **Zona 4:** LT 230 kV Banabuiú - Mossoró (C1).

A Figura 4.41 mostra, em linhas pontilhadas, a localização destas quatro adições.

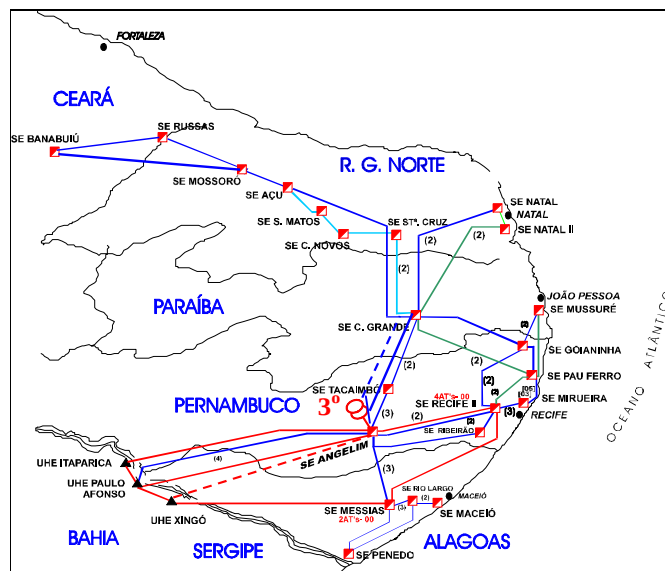


Figura 4.41: Adições Realizadas no Ano Inicial (Zonas 1, 3 e 4)

☑ Solução Parcial do Subproblema de Operação do Ano Horizonte

Resolvendo o subproblema de operação, com estas três adições incorporadas à rede do ano horizonte, os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos e aos barramentos passam a apresentar os valores indicados nas Figuras 41 a 48.

Como pode ser observado, o benefício alcançado pela rede de transmissão com estas adições, estão refletidos nos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos que sofreram reduções substanciais, indicando que algumas violações operativas foram reduzidas e outras foram eliminadas.

☐ Zona Geo-elétrica 1

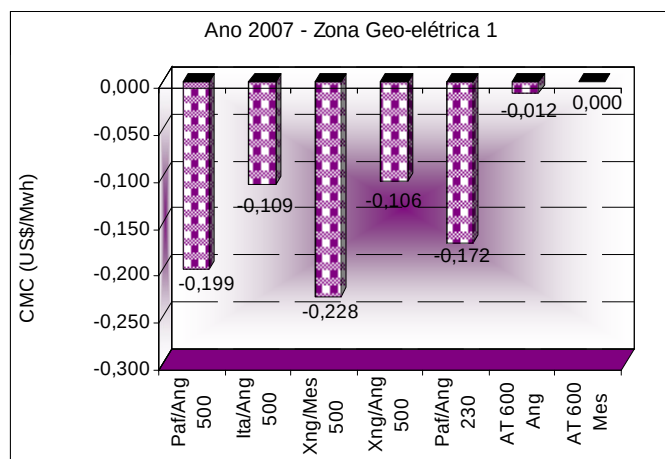


Figura 4.42: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 1

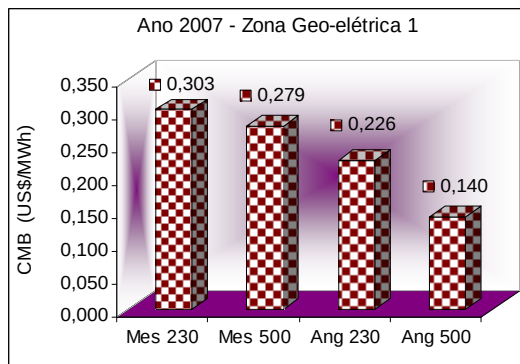


Figura 4.43: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 1

□ Zona Geo- elétrica 2

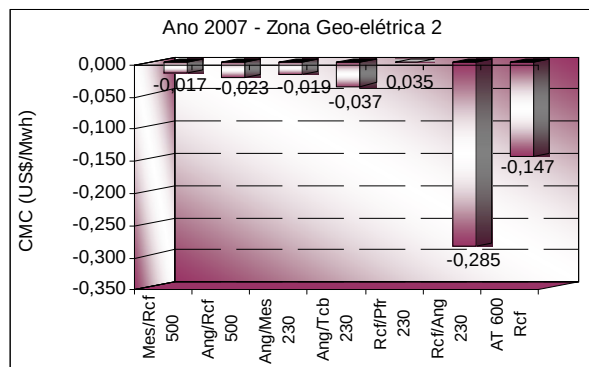


Figura 4.44: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 2

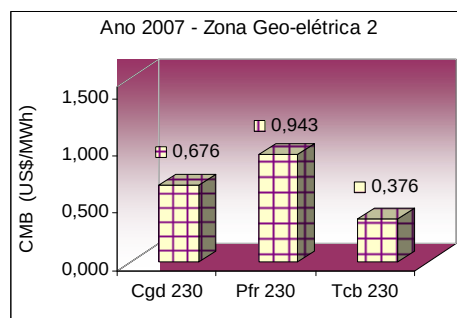


Figura 4.45: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 2

□ Zona Geo- elétrica 3

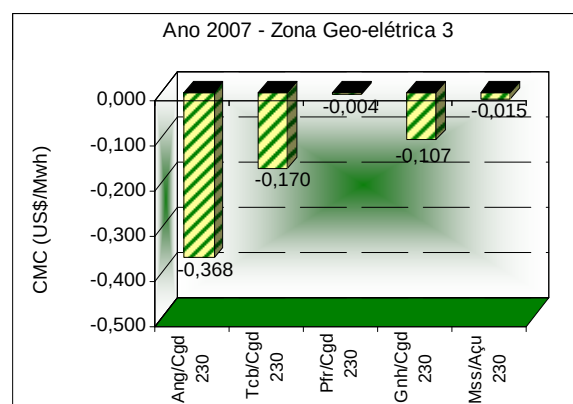


Figura 4.46: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 3

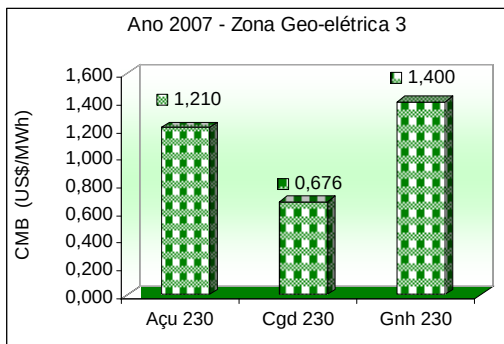


Figura 4.47: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 3

□ Zona Geo- elétrica 4

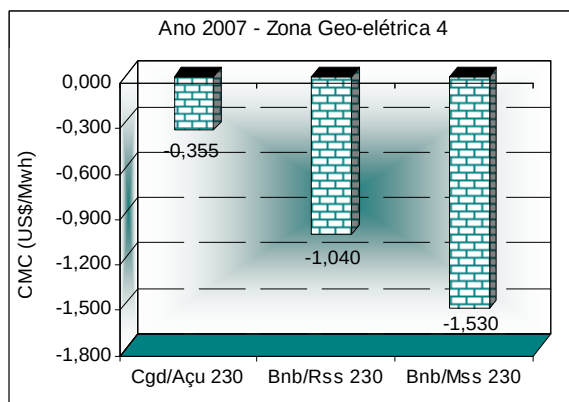


Figura 4.48: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 4

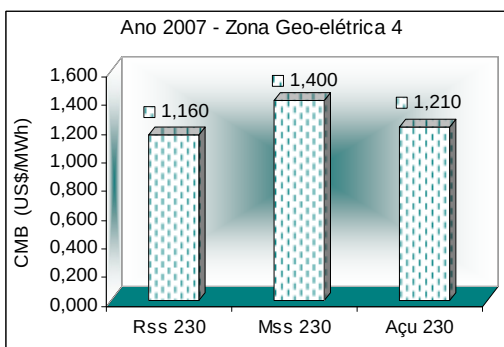


Figura 4.49: Ano 2007: CNB da Zona Geo-elétrica 4

☑ Solução Parcial do Subproblema de Investimento do Ano Horizonte

Com os resultados da solução deste subproblema de operação, emergiram os indicadores dos circuitos mais estressados e os barramentos mais penalizados pelas contingências simuladas. A análise destes indicadores de desempenho aponta no sentido de incrementar a capacidade de transmissão que atende a zona geo-elétrica 3.

Rest a, então, resolver mais um subproblema de investimento de modo a eliminar as violações operativas existentes na rede de transmissão. A adição que se apresenta economicamente mais atrativa e compatível com a filosofia de expansão até aqui utilizada consiste da seguinte obra:

- LT 230 kV Angelim - Campina Grande (C3).

Com este reforço implantado na rede de transmissão do ano horizonte, a solução do novo subproblema de operação forneceu os valores de Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos e barramentos indicados nas Figuras 46 a 53.

□ Zona Geo-elétrica 1

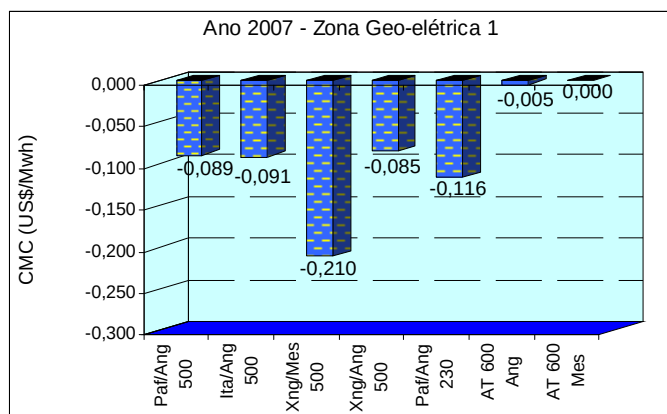


Figura 4.50: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 1

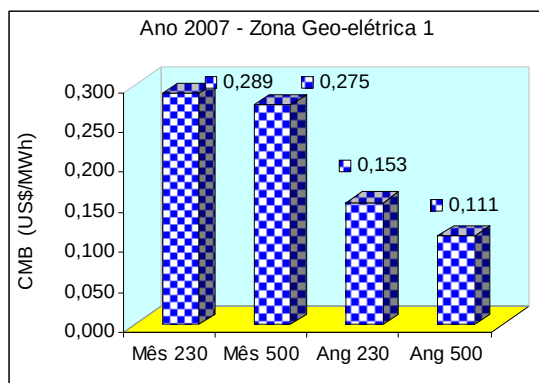


Figura 4.51: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 1

□ Zona Geo- elétrica 2

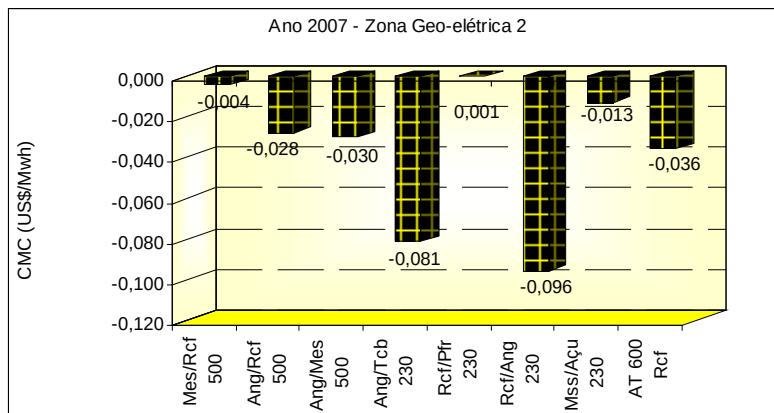


Figura 4.52: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 2

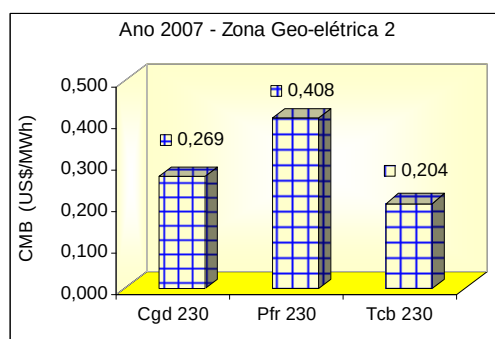


Figura 4.53: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 2

□ Zona Geo- elétrica 3

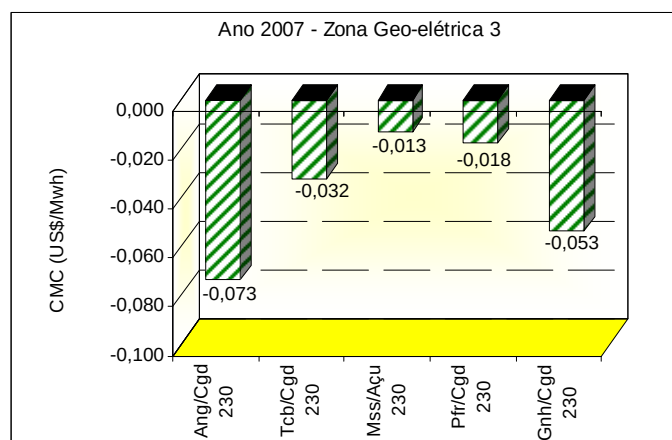


Figura 4.54: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 3

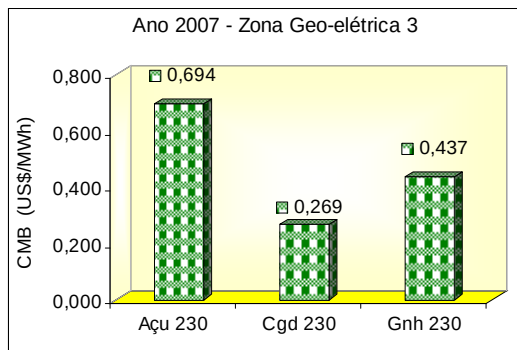


Figura 4.55: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 3

□ Zona Geo- elétrica 4

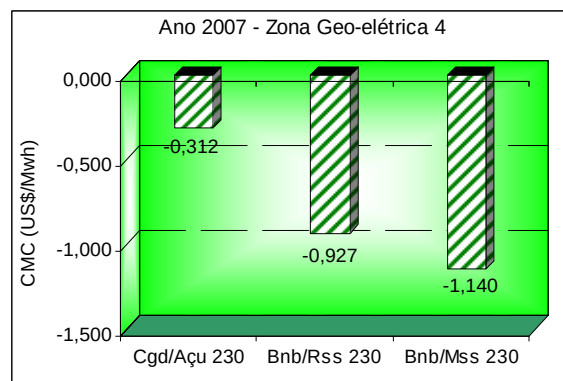


Figura 4.56: Ano 2007: CMC da Zona Geo-elétrica 4

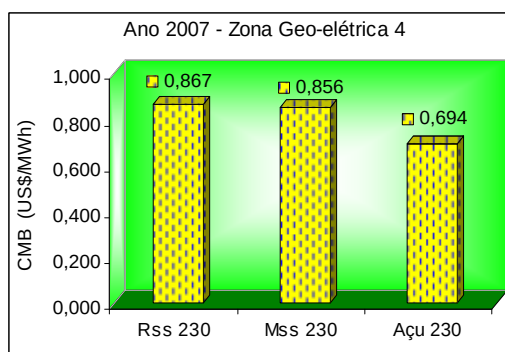


Figura 4.57: Ano 2007: CMB da Zona Geo-elétrica 4

☑ Solução Final do Subproblema de Investimento do Ano Horizonte

A resolução do subproblema de operação apontou violações de tensões e de limites de capacidades dos circuitos, as quais estão refletidas nos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de circuitos e barramentos apresentados nas Figuras 46 a 53. Estes valores apontam a necessidade de reforçar as zonas geo-elétricas 1 e 4.

- ❑ **Zona 1:** 4º AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim;
LT 500 kV Xingó - Angelim (C2);
- ❑ **Zona 4:** LT 230 kV Banabuiú - Mossoró (C2).

Com a adição do segundo circuito de 500 kV da LT Xingó - Angelim, os autotransformadores da subestação Angelim entram em sobrecargas, e consequentemente na adição do 4º banco de autotransformadores de 500/230 kV - 600 MVA.

Neste ponto as trocas de informações realizadas entre os subproblemas de operação e investimentos, para as configurações dos anos inicial e final, de modo a eliminar as infactibilidades detectadas em cada iteração foram concluídas. Isto significa que as configurações são conhecidas em termos de adições, rotas preferenciais e filosofia de expansão.

A seguir são apresentados os desempenhos das configurações intermediárias (2003) e (2005), traduzidos em termos dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos circuitos e aos barramentos. Para a realização destas análises, consideraram-se as redes de transmissão dos anos 2000 e 2003 com os montantes de carga dos anos 2003 e 2005, respectivamente.

☑ Solução do Subproblema de Operação do Ano 2003

Seguindo o procedimento estabelecido pela metodologia, resolveu-se o subproblema de operação para este ano. A rede de transmissão apresentou violações de tensões e carregamentos, quando submetida a contingências nos circuitos de 230 e 500 kV, sendo as mais críticas:

- ☐ LT 230 kV Angelim - Tacaimbó (C1, C2 e C3);
- ☐ LT 230 kV Tacaimbó - Campina Grande (C1 e C2);
- ☐ LT 230 kV Recife - Goianinha (C1 e C2);
- ☐ LT 230 kV Angelim - Campina Grande (C1);
- ☐ LT 500 kV Xingó - Messias* (C1).

*Esta contingência se mostrou muito severa, sendo um indicativo da sua necessidade antes do ano 2003. A análise realizada confirmou a sua data de necessidade no ano 2001.

Diante destas informações, verifica-se que as capacidades de transmissão de atendimento às zonas geo-elétricas 1 e 3 são as mais vulneráveis. Estes fatos estão refletidos nos valores mais elevados dos Custos Marginais dos circuitos Xingó - Messias 500 kV e Angelim - Tacaimbó 230 kV, como podem ser vistos nas Figuras 57 a 64.

☐ Zona Geo-elétrica 1

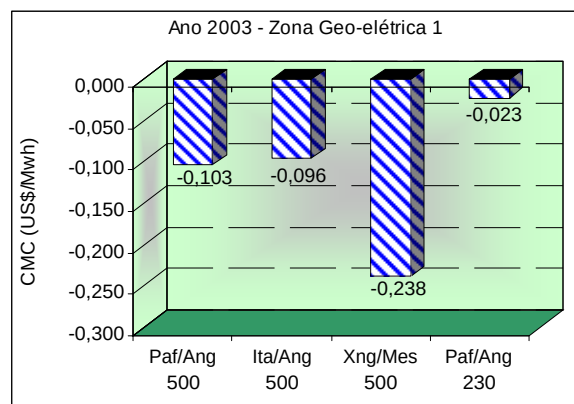


Figura 4.59: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 1

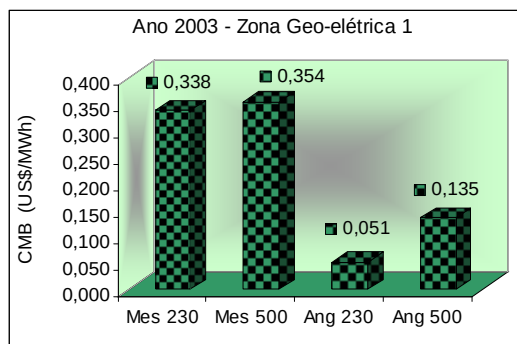


Figura 4.60: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 1

□ Zona Geo- elétrica 2

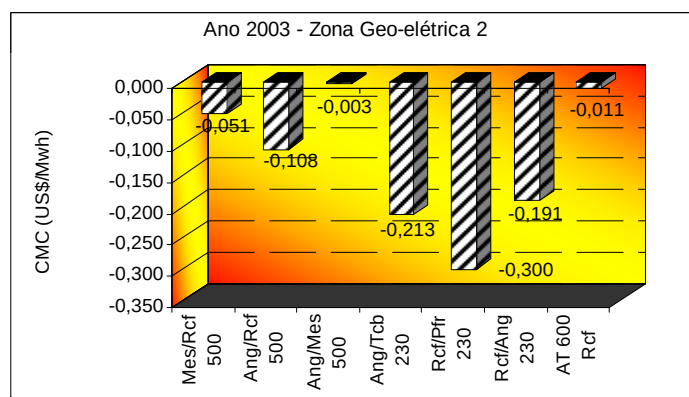


Figura 4.61: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 2

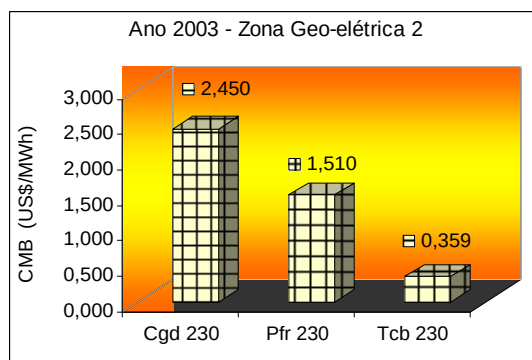


Figura 4.62: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 2

□ Zona Geo- elétrica 3

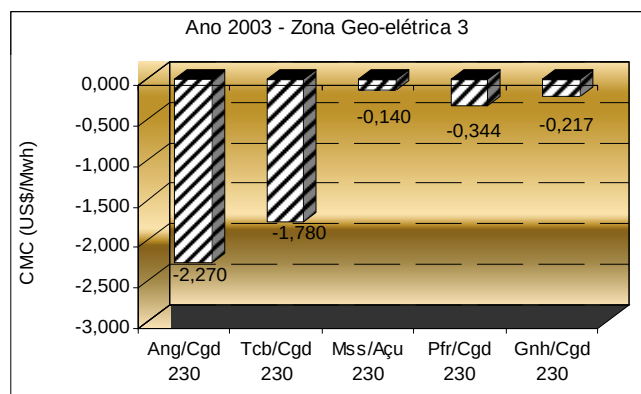


Figura 4.63: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 3

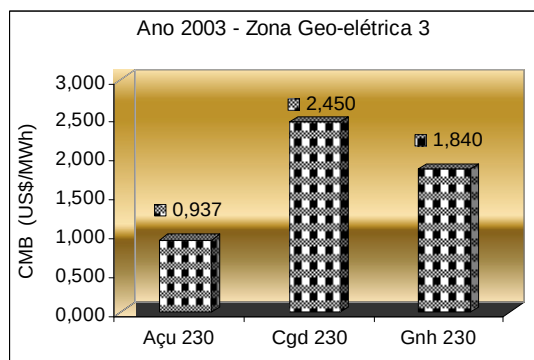


Figura 4.64: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 3

□ Zona Geo- elétrica 4

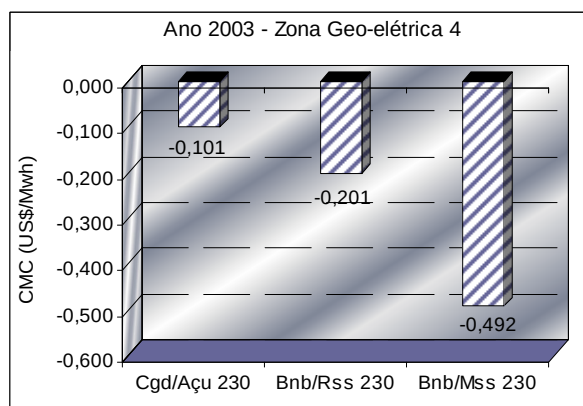


Figura 4.65: Ano 2003: CMC da Zona Geo-elétrica 4

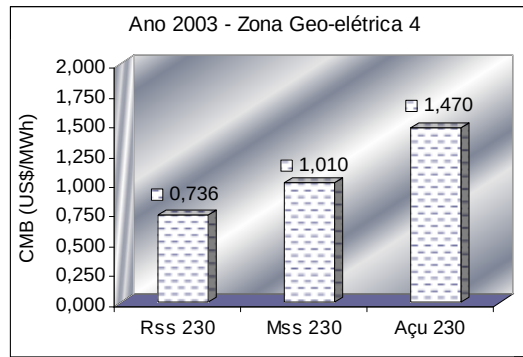


Figura 4.66: Ano 2003: CMB da Zona Geo-elétrica 4

☑ Solução do Subproblema de Investimento do Ano 2003

Os Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos apresentados nas Figuras 46 a 53, resultantes da resolução do subproblema de operação, apontam os locais e as rotas preferências para reforçar as capacidades de transmissão das zonas geo-elétricas 1 e 3.

Diante desta constatação da existência de violações, torna-se necessário resolver o subproblema de investimentos para identificar os possíveis reforços de transmissão. As adições que se apresentam compatível com a filosofia de expansão até aqui utilizada, economicamente mais atrativa e que atendem ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes, consistem das seguintes obras (Figura 4.67):

- ☐ Zona Geo-elétrica 3: LT 230 kV Angelim - Campina Grande (C2);
- ☐ Zona Geo-elétrica 1: LT 500 kV Xingó - Angelim (C1).

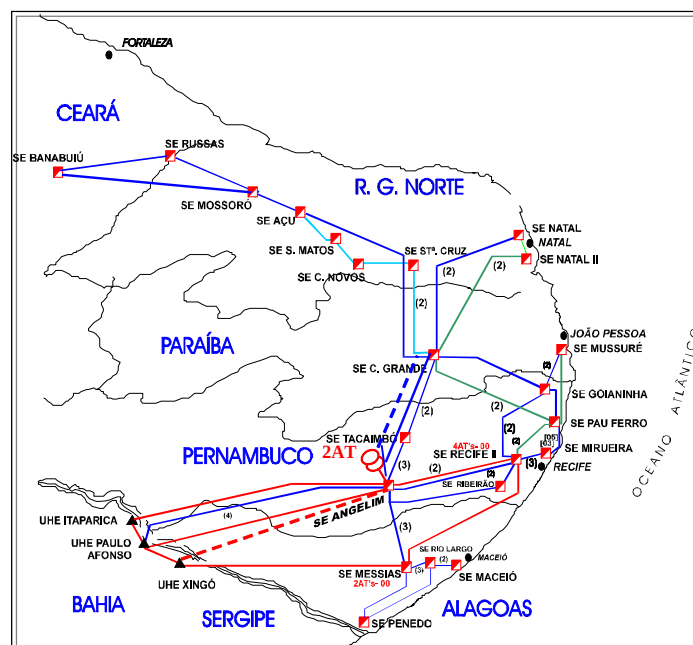


Figura 4.67: Adições Realizadas no Ano 2003 (Zonas 1 e 3)

☑ Solução do Subproblema de Operação do Ano 2005

Resolvendo o subproblema de operação para este ano, com a configuração do ano 2003, chega-se aos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos indicados nas Figuras 4.55 a 4.62. As emergências que provocaram violações no sistema de transmissão foram:

- ☐ LT 230 kV Recife - Goianinha (C1 e C2);
- ☐ LT 230 kV Recife - Pau Ferro (C1 e C2) - Goianinha (C1);
- ☐ LT 500 kV Xingó - Messias (C1);
- ☐ ATs 500/230 kV 600 MVA de Angelim.

☐ Zona Geo-elétrica 1

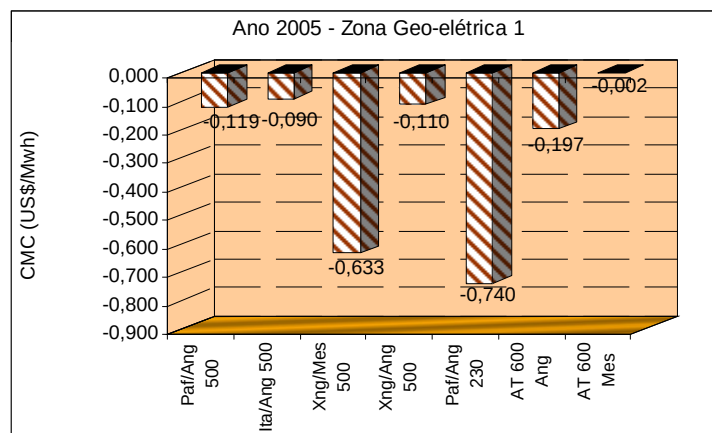


Figura 4.68: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 1

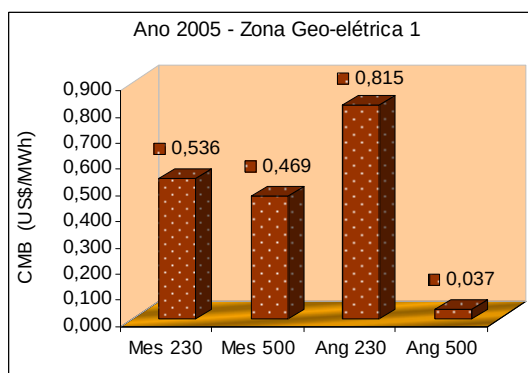


Figura 4.69: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 1

□ Zona Geo- elétrica 2

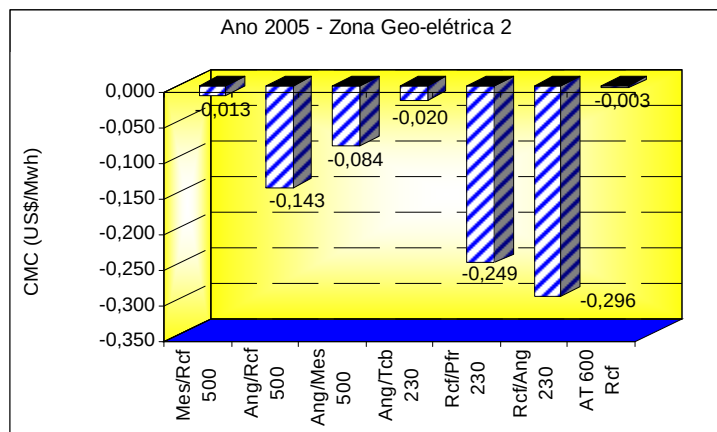


Figura 4.70: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 2

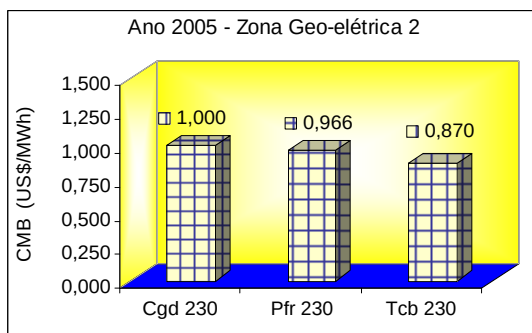


Figura 4.71: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 2

□ Zona Geo- elétrica 3

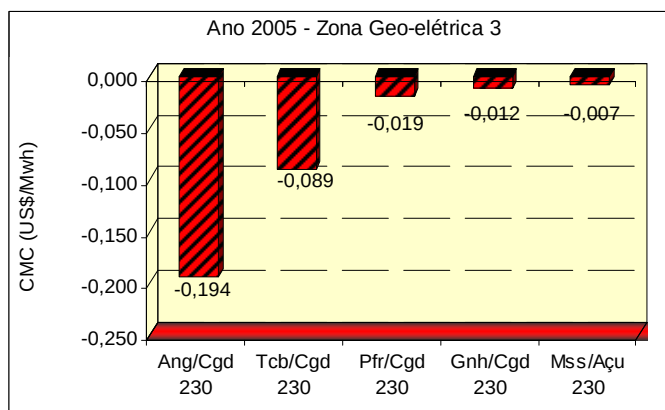


Figura 4.72: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 3

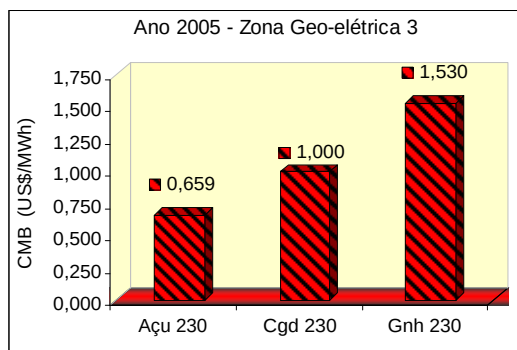


Figura 4.73: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 3

□ Zona Geo- elétrica 4

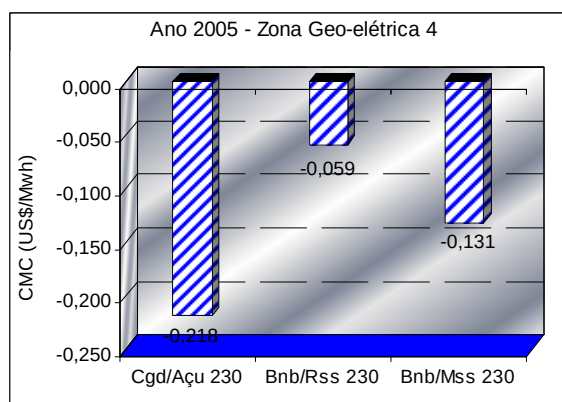


Figura 4.74: Ano 2005: CMC da Zona Geo-elétrica 4

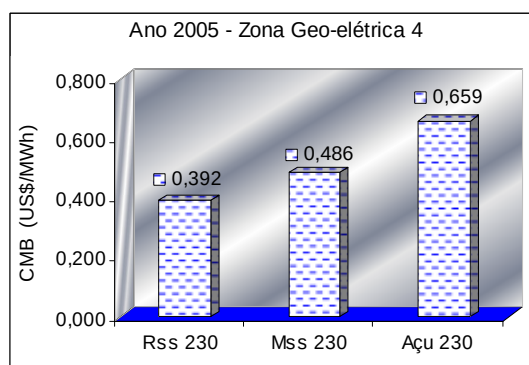


Figura 4.75: Ano 2005: CMB da Zona Geo-elétrica 4

A análise dos valores dos Custos Marginais de Circuitos, contidos nestas figuras, revelam que as capacidades de transmissão de atendimento às cargas das zonas 1, 2 e 3 são as mais críticas. Estas constatações estão compatíveis com os maiores valores observados:

- ❑ Zona 1: LT 230 kV Paulo Afonso/Angelim;
- ❑ Zona 2: LT 230 kV Recife/Pau Ferro;
- ❑ Zona 2: LT 230 kV Angelim/Campina Grande.

Seguindo a filosofia de expansão recomendada, juntamente com o auxílio dos Custos Marginais de Circuitos e Barramentos constantes nas Figuras 54 a 61, foram adicionados os seguintes reforços de transmissão na rede de transmissão:

- ❑ LT 230 kV Angelim/Campina Grande (C3);
- ❑ 3º AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim.

A Figura 4.76 mostra, em linhas pontilhadas, a localização destas duas adições.

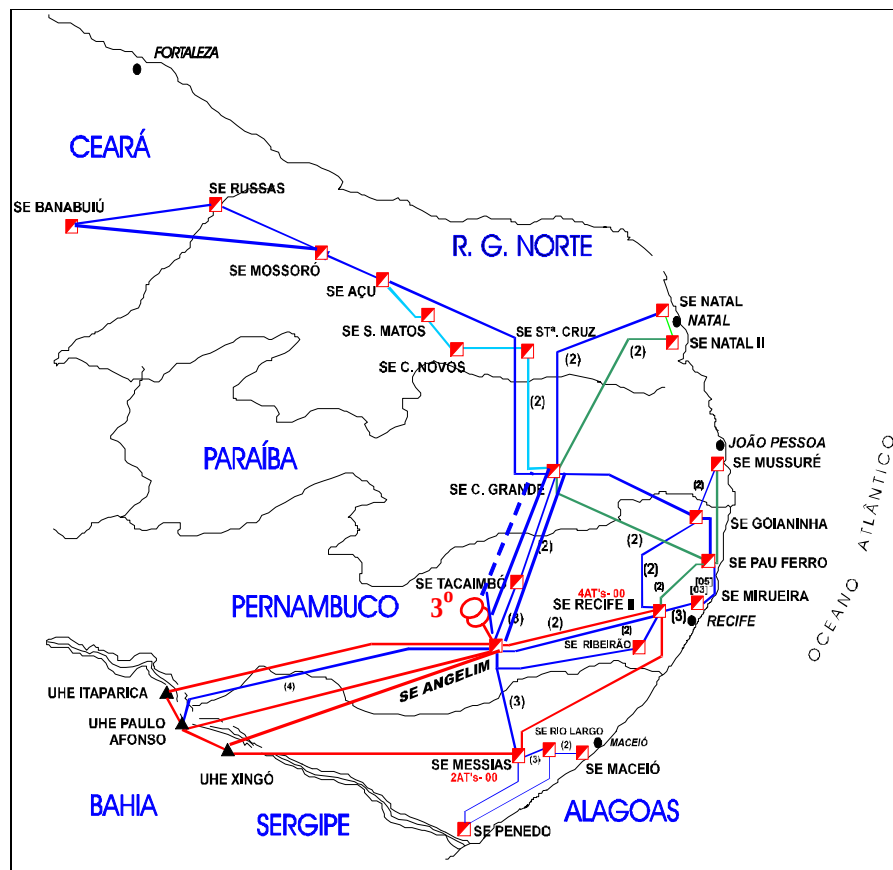


Figura 4.76: Adições Realizadas no Ano de 2005 (Zonas 1 e 3)

4.2.4.7 Resumo da Sequência de Adições Obtidas

Este subitem apresenta a sequência de adições de circuitos obtida para a área Leste do sistema CHESF, para o período decenal correspondente aos anos 2000 a 2007, utilizando os custos marginais de confiabilidade associados aos circuitos e aos barramentos para responder as três perguntas básicas do problema do PET: Onde, Quando e Quais adições devem ser implantadas.

Tomando como referência os resultados das análises de contingências e nos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade, associados aos Circuitos e aos Barramentos, a metodologia desenvolvida neste trabalho de tese apontou a seguinte sequência de adições de circuitos, para atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes:

❑ **Ano 2000**

LT 230 kV Angelim/Campina Grande (C1);
1º e 2º AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim.

❑ **Ano 2001**

LT 500 kV Xingó/Angelim (C1) - Ver justificativa no item 4.2.4.4.

❑ **Ano 2003**

LT 230 kV Angelim/Campina Grande (C2).

❑ **Ano 2005**

LT 230 kV Angelim/Campina Grande (C3);
3º AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim.

❑ **Ano 2007**

LT 500 kV Xingó/Angelim (C2).
4º AT 500/230 kV - 600 MVA na subestação Angelim.

Chama-se a atenção de que, a formulação das configurações evolutivas para o período 2000 a 2007, utilizando as rotas interiores aos estados de Pernambuco, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte, apresenta os seguintes atributos positivos:

- Expansão mais robusta e flexível de forma a acomodar-se às diversas incertezas. A flexibilidade aqui deve ser entendida como a capacidade de transmissão do sistema de se redirecionar na medida em que novos agentes acessam à rede;
- Expansão mais flexível reduzindo o risco de ociosidade futura da rede de transmissão;
- Maiores facilidades de negociações dos projetos de transmissão junto aos órgãos ambientais;
- Faixas de passagens dos circuitos com expectativas de custos menores;

- Menores expectativas de problemas de corrosão, poluição e saídas de linhas de transmissão por queimadas;
- Criação de "pontos fortes" alternativos na rede elétrica para suprimento às quatro zonas geoeletricas.

Finalmente, vale salientar que este conjunto de circuitos planejados com as regras de decisões, critérios e procedimentos contidos na metodologia, baseada em Custos Marginais de Confiabilidade, faz parte do Plano de Obras decenal da CHESF.

4.3 Principais Constatações

A seguir são apresentadas as principais constatações deste capítulo, dando ênfase aos aspectos relacionados a viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida em redes elétricas de grande porte, a eficiência dos sinais locais fornecidos pelos custos marginais de confiabilidade de circuitos e barramentos, e a importância do planejador nas formulações das alternativas de configurações evolutivas.

- ❑ Os sinais locais fornecidos pelos Custos Marginais de Confiabilidade, associados aos Circuitos e aos Barramentos, se mostraram bastante eficientes, auxiliando de forma decisiva o planejador a formular alternativas de configurações evolutivas, para uma rede elétrica de grande porte;
- ❑ A viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida e a precisão das informações geradas pelo modelo computacional de avaliação de confiabilidade composta NH2, foi demonstrada através dos resultados alcançados bastante coerentes. Os circuitos adicionados à rede elétrica para atendimento ao critério de confiabilidade determinístico "N-1" com o menor custo possível, para o período decenal de análise, se mostraram bastante aderentes à curva de carga e ao crescimento do mercado previsto para a área Leste;
- ❑ O método de pontos interiores primal-dual barreira logarítmica do modelo NH2 se mostra bastante eficiente no tratamento das contingências muito severas (por exemplo, emergência da LT 500 kV Xingó/Messias). Este excelente desempenho apresentado pelo NH2 reside no fato de que, entre outras características, o método não precisa partir de um fluxo de potência convergido;

- Os custos marginais de confiabilidade (multiplicadores de Lagrange), resultantes de perturbações em ambos os lados das equações das restrições de igualdade se mostraram aderentes ao problema do PET, pois eles apontaram, corretamente, os circuitos da rede mais estressados e os barramentos mais afetados pelas contingências nos circuitos de 230 kV e 500 kV;
- O uso dos custos marginais de confiabilidade fornecidos pelo modelo NH2, juntamente com a intervenção do planejador, resultou em uma ferramenta de análise e formulação de alternativas de configurações evolutivas, bastante valiosa, pois permitiu definir as filosofias básicas das alternativas de configurações evolutivas, bem como identificar:
 - Identificar os barramentos mais atrativos, do ponto de vista de confiabilidade, para conexão das adições dos circuitos;
 - Estabelecer as rotas preferenciais para as adições dos novos circuitos, bem como as adições de relação benefício/custo mais atrativa.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ⑤

Metodologia de Planejamento da Expansão de Fontes de Reativos Baseada em Custos Marginais de Confiabilidade

5.1 Introdução

Com o aumento da demanda nos sistemas de potência, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas fornecedoras de energia elétrica, que necessitam manter as tensões dentro de seus limites pré-estabelecidos, fornecendo energia dentro de padrões aceitáveis de qualidade e confiabilidade para as diversas classes de consumidores.

Alterações estruturais e/ou de parâmetros ocasionados por contingências na rede de transmissão podem resultar em variações dos níveis de tensões dos barramentos, podendo assim, comprometer a qualidade e a confiabilidade do fornecimento da energia elétrica. Por sua vez, o estado do sistema com níveis de tensões violados, pode ser melhorado através dos ajustes e caso seja necessário, pelo planejamento ótimo de fontes de reativos, considerando características físicas, econômicas e operativas.

Conforme citado no Capítulo 1, o problema do Planejamento da Expansão de Reativos em derivação - PER consiste em determinar, considerando todos os cenários definidos, a localização e a magnitude das fontes de reativos que assegurem a operação da rede de transmissão, e que atendam os limites físicos e de segurança pré-estabelecidos.

A metodologia proposta para a solução do problema do PER, faz uso dos Custos Marginais de Confiabilidade - CMC, associados às partes reativas das cargas, como parâmetro indicador da necessidade dos barramentos da rede de transmissão receber adições de reativos em derivação (o Onde do problema do PER). Os Custos Marginais de Confiabilidade (Custos Marginais de Potência ou Multiplicadores de Lagrange), associados às restrições de igualdade de potência reativa, são resultados de um processo de otimização não linear, via fluxo de potência ótimo, resolvido através do método dos pontos interiores.

A eficiência da abordagem metodológica é ilustrada através de um estudo de caso real, envolvendo a área Leste do sistema de transmissão da CHESF, e os resultados obtidos são discutidos com bastantes detalhes.

5.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta para o PER

A metodologia proposta [BSM_03] e [BMS_04a] decompõe o problema do PER, fazendo uso de uma Estratégia de Decomposição Hierárquica, resultando em dois subproblemas: um de investimentos e outro de operação. Os dois subproblemas são resolvidos sucessivamente, via o método dos pontos interiores, e iterativamente com o auxílio do planejador.

A partir da escolha dos barramentos, é construído um problema de programação não linear, que tem como função objetivo minimizar os montantes de cortes de carga, os quais conduzem a rede de transmissão a um ponto de operação viável, resultantes de um conjunto de contingências. A solução do problema de programação não linear traz o problema de volta a uma solução operacional, respeitando as restrições.

Em síntese, o algoritmo utilizado para determinar a sequência de adições de reativos capacitivos (solução do PER) consiste da execução dos seguintes passos principais:

- 1) Identificação dos barramentos com cortes de cargas, em condição normal (CN) de operação, considerando o montante de suporte de reativos capacitivos do ano anterior;
- 2) Com base nas ineficiências detectadas (barramentos com cortes de carga) e nos valores dos CMCs obtidos no passo 1, identifique os barramentos candidatos à alocação de novas fontes de reativos, de forma a eliminar os cortes de carga em condição normal (CN) de operação. Em seguida adicione novas fontes de reativos capacitivos aos barramentos com maiores valores de CMCs, ou próximos a eles, em níveis crescentes de custo e tensão;

- 3) Com base nas infeasibilidades detectadas e nos valores dos CMCs obtidos no passo 2, identificar os barramentos candidatos à alocação de novas fontes de reativos, de forma a eliminar os cortes de carga em condição de emergências (CE). Caso não seja necessário (infeasibilidades igual a zero) terminou o planejamento. Senão ir ao passo 4;
- 4) Adicione novas fontes de reativos capacitivos aos barramentos com maiores valores de CMCs, ou próximos a eles, de forma a eliminar os cortes de carga em CE, em níveis crescentes de custo e tensão;
- 5) Adicione novas fontes de reativos capacitivos aos barramentos com maiores valores de CMCs, ou próximos a eles, de forma que os compensadores síncronos e estáticos produzam reativos capacitivos próximo de zero, em níveis crescentes de custo e tensão.

A Figura 5.1 ilustra, de forma esquemática e simplificada, um algoritmo geral para estabelecimento da sequência de análises utilizadas pelo procedimento iterativo de formulação das Alternativas de Expansão de Reativos - AER, bem como o interrelacionamento das tarefas de regime permanente e transitório.

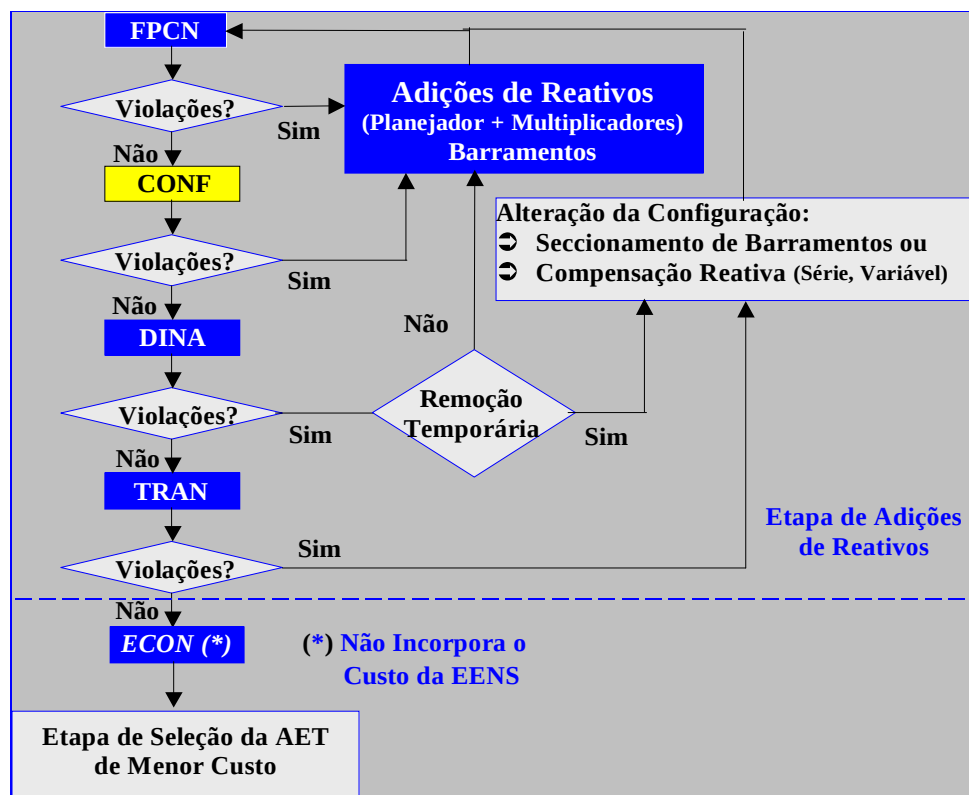


Figura 5.1: Sequência de Análises para Formulação de AER (Ótica de Adequação)

5.2.1 Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Corte de Carga

Sem perda de generalidade, o problema de Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Custo de Corte de Carga - CCC, a ser resolvido no contexto do problema do PER, pode ser formulado de forma semelhante ao problema de otimização apresentado no Capítulo 4, seção 4.2.1.1, aqui reproduzido para facilitar o entendimento.

$$\text{Min CCC}_k (fc_{ik}) = \text{Cuf} \cdot \sum_{k \in \Omega_k} p_k \sum_{i \in \Omega_C} fc_{ik} \cdot PL_i$$

(5.1a)

Sujeito a:

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij} = PG_i - (1 - fc_{ik}) \cdot PL_i \quad (5.1b)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} = QG_i - (1 - fc_{ik}) \cdot QL_i$$

(5.1c)

$$-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij}(V, \theta, a) \leq S_{ij}^{\max}$$

(5.1d)

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (5.1e)$$

$$QG_i^{\min} \leq QG_i \leq QG_i^{\max} \quad (5.1f)$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}$$

(5.1g)

$$a_{ij}^{\min} \leq a_{ij} \leq a_{ij}^{\max}$$

(5.1h)

$$0 \leq fc_{ik} = \frac{\Delta PL_i}{PL_i} \leq 1$$

(5.1i)

Onde:

Ω_C - Conjunto de barramentos candidatos a cortes de carga;

Ω_k - Conjunto de contingências que provocam corte de carga no barramento "i", $i \in \Omega_C$;

p_k - probabilidade de ocorrência da k-ésima contingência;

PL_i - Carga ativa no barramento "i".

ΔPL_i - Corte de carga, efetuado pelo algoritmo de medidas corretivas, no barramento "i".

Chama-se a atenção de que, caso as configurações evolutivas da rede de transmissão sejam dimensionadas para atender ao critério de confiabilidade determinístico "N-1", os limites superiores da restrição de desigualdade, representada pela relação (5d), nunca serão violados.

Considerando a parcela de corte de carga reativa em cada barramento "i" proporcional à parcela de carga ativa, ou seja, que a relação " Q_{Li} / P_{Li} " seja mantida constante, de modo a manter os cortes de carga proporcionais nas parcelas ativa e reativa da carga de cada barramento "i" da rede de transmissão, a Função-objetivo de Mínimo Custo de Corte de Carga - CCC (5.1a), resultante de cada contingência "k" que ocorra na rede de transmissão, pode ser rescrita da seguinte forma:

$$FO = \text{Min } CCC_k(fc_{ik}) = Cuf \cdot \sum_{k \in \Omega_k} p_k \cdot fc_{ik} \cdot Q_{Li} \quad (5.2)$$

É importante salientar que, o parâmetro de custeio "Cuf", utilizado para o custeio dos montantes de cortes de carga, representa um valor médio constante (não depende da duração da interrupção) e é considerado idêntico para todas as classes de consumidores.

5.2.1.2 Custos Marginais de Confiabilidade (Barramentos)

Aplicando os conceitos da equação (3.38) à equação de balanço (5.1c) do problema de otimização (5.1) obtém-se os Custos Marginais de Confiabilidade referentes às cargas reativas de cada barramento "i" da rede de transmissão. Ou seja, a Sensibilidade do Mínimo Custo de Corte de Carga associada a uma variação unitária na parcela reativa da carga de cada barramento. Com base no exposto, os Custos Marginais de Confiabilidade - CMB podem ser expressos da seguinte maneira:

$$CMB_k = \sum_{i=1}^m \frac{\partial CCC_i^*(fc_{ik})}{\partial Q_{Li}} \cdot \left(\frac{\partial g_i^*(PL, QL)}{\partial Q_{Li}} \right)^{-1} \quad (5.3)$$

Diferenciando a equação (5.2) com relação à variável de estado " Q_{Li} ", chegam-se a seguinte relação entre o Multiplicador de Lagrange " λ_{QLi} " associado à parcela reativa da carga e a fração de corte de carga no barramento "i" - " fc_{ik} " da rede de transmissão:

$$\lambda_{QLi} = \frac{\partial CCC_i^*(fc_{ik})}{\partial Q_{Li}} = Cuf \sum_{k \in \Omega_k} p_k \sum_{i \in \Omega_c} fc_{ik} \quad (5.4)$$

Entretanto, sabe-se que o termo entre parêntese da equação (5.3) corresponde, à matriz Jacobiana " J_{QL} " da equação de balanço de potência reativa, em relação à variável " Q_{Li} ".

Considerando a definição desta matriz Jacobiana e substituindo a equação (5.4) em (5.3), chega-se a expressão (5.5) que permite obter os Custos Marginais de Confiabilidade associados à parcela reativa da carga de cada barramento "i" da rede de transmissão.

$$CMB_k = \sum_{i \in \Omega_c} \lambda_{QL_i} \cdot J_{QL_{ik}}^{-1} = C_{uf} \sum_{k \in \Omega_k} p_k \sum_{i \in \Omega_c} f_{c_{ik}} \cdot J_{QL_{ik}}^{-1} \quad (5.5)$$

Esta equação mostra o relacionamento entre as probabilidades de ocorrência das contingências e o valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de cada barramento.

Ademais, é fácil perceber que os custos marginais dos barramentos levam em consideração os custos marginais de todos os estados de indisponibilidades dos circuitos da rede de transmissão. Em síntese, pode-se inferir desta análise que, os Custos Marginais de Confiabilidade, associados às parcelas reativas das cargas, podem ser calculados de modo análogo aos índices de confiabilidade tradicionais, tais como: a LOLP e LOLE, a EPNS e EENS.

Mais ainda, para cada barramento o Custo Marginal de Confiabilidade estima o quanto deve variar o montante de corte de carga na rede de transmissão em função de um incremento unitário de demanda no barramento. Em termos numéricos, significa que, para cada 1 MVar de aumento de carga em um determinado barramento, o montante de corte de carga da rede variará proporcionalmente ao valor do Custo Marginal de Confiabilidade deste barramento (ver exemplo do Capítulo 4, seção 4.2.1.2).

Pode-se dizer então que os Custos Marginais de Confiabilidade devem ser maiores nos barramentos onde ocorrer corte de carga e nos barramentos vizinhos, e menores nos barramentos mais distantes.

Concluindo, se o Mínimo Corte de Carga consiste de uma medida corretiva, os Custos Marginais de Confiabilidade são calculados com base no montante do corte de carga, estes Custos Marginais podem ser utilizados como critério de seleção dos barramentos responsáveis pela necessidade de instalação de um suporte de reativos capacitivos. Lembrando, o objetivo deste suporte adicional de reativos em um determinado barramento é manter a tensão no limite adequado, tanto em condição normal de operação como em regime de contingências.

5.2.2 Modelagem do Problema do PER

Tal como no PET, a determinação da AER de menor custo considera um horizonte de planejamento que é dividido em diversos estágios de tempo. Para cada estágio são atribuídas as condições previstas para as cargas e a geração, lista dos investimentos candidatos e um fator de

desconto. Com base nestas informações busca-se minimizar o valor presente dos custos de investimentos em reativos e dos cortes de carga.

Uma vez que a rede de transmissão é representada pelo modelo de fluxo de potência AC, o problema do PER de múltiplos estágios de tempo pode ser formulado da seguinte forma:

$$\text{Min CTR} = \sum_{t=1}^H \frac{1}{(1 + t_d)^t} \cdot \left[\sum_{k=1}^{NB} (C_k \cdot NR_k^t + C_R \cdot \Delta QL_i^t) \right], \quad (5.6a)$$

Sujeito a:

$$NR_k^t \leq NR_k^{\max} \quad (5.6b)$$

$$-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij}^t(\theta, V, a) \leq S_{ij}^{\max} \quad (5.6c)$$

E as restrições definidas anteriormente em (5.1c) a (5.1i).

Onde:

NR_k - Número de reativos adicionados ao barramento "k" no instante de tempo "t" (além dos existentes na configuração inicial e das adicionadas na etapa anterior);

$NR_k^{\max}$ - Número máximo de reativos que podem ser adicionados ao barramento "k";

C_k - Custo de implantação de um reativo adicionado ao barramento "k";

Tal como no problema do PET, os diversos estágios de tempo estão inter-relacionados por meio da variável " NR_k " e através das restrições (5.2b) e (5.2c), não podendo, portanto, ser dividido em "H" subproblemas de independentes.

5.2.3 Decomposição do Problema do PER

O problema do PER a múltiplos estágios de tempo, tal como no problema do PET, apresenta uma estrutura que permite a sua decomposição em dois subproblemas distintos. A metodologia adotada neste trabalho decompõe o problema do PER, fazendo uso de uma Estratégia de Decomposição Hierárquica, resultando em um subproblema de investimentos em adições de reativos (Mestre) e outro de operação da rede de transmissão (Escravo). Os dois subproblemas são resolvidos sucessivamente, via o método dos pontos interiores, e iterativamente, conforme ilustrada na Figura 5.2.

De forma semelhante ao problema do PET, a troca de informações, neste planejamento, entre os subproblemas de operação e investimentos, em uma determinada iteração "e", também é feita através

dos valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos - $CMB_{QLi(e)}$ e do conjunto de infactibilidades - Ω_e .

As análises de infactibilidades operativas consistem em verificar se as adições de reativos em derivação garantem a operação da rede sem corte de carga, diante de um elenco de contingências. Se a operação da rede só for possível com corte de carga, a única alternativa a considerar é aumentar o número de reativos e/ou alterar o conjunto de barramentos candidatos a receber novas adições de reativos. A realimentação não se dá de forma automática, tal como na Técnica de Decomposição de Benders, mas por meio de interação com o Planejador.

Subproblema de Investimentos (Planejador)			
$\text{Min } CTR = \sum_{t=1}^H \frac{1}{(1+td)^t} \cdot \sum_{k,l=1}^{NB} C_k \cdot NR_k^t$ Sujeito a: $\sum_{t=1}^H NR_k^t \leq NR_k^{\max}$			
$NR_{ij(e)}^H \downarrow \uparrow CMB_{QL}^H k(e), \Omega^H(e)$	$NR_{ij(e)}^{H-1} \downarrow \uparrow CMB_{QL}^{H-1} k(e), \Omega^{H-1}(e)$	...	$NR_{ij(e)}^1 \downarrow \uparrow CMB_{QL}^1 k(e), \Omega^1(e)$
Subproblemas de Operação (Modelo de Fluxo de Potência Ótimo)			
t=H	t=H-1	...	t=1
$CTR = \sum_{k,l=1}^{NB} CR \cdot \Delta QL_i^H$ Sujeito a: $PG - PL_i^H - \Delta PL_i^H - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}^H = 0$ $QG - QL_i^H - \Delta QL_i^H - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}^H = 0$ $V_i^{\min} \leq V_i^H \leq V_i^{\max}$ $P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^H \leq P_{Gi}^{\max}$ $Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi}^H \leq Q_{Gi}^{\max}$ $a_i^{\min} \leq a_i^H \leq a_i^{\max}$ $-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij}^H(\theta, V, a) \leq S_{ij}^{\max}$	$CTR = \sum_{k,l=1}^{NB} CR \cdot \Delta QL_i^{H-1}$ Sujeito a: $PG - PL_i^{H-1} - \Delta PL_i^{H-1} - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}^{H-1} = 0$ $QG - QL_i^{H-1} - \Delta QL_i^{H-1} - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}^{H-1} = 0$ $V_i^{\min} \leq V_i^{H-1} \leq V_i^{\max}$ $P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^{H-1} \leq P_{Gi}^{\max}$ $Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi}^{H-1} \leq Q_{Gi}^{\max}$ $a_i^{\min} \leq a_i^{H-1} \leq a_i^{\max}$ $-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij}^{H-1}(\theta, V, a) \leq S_{ij}^{\max}$	...	$CTR = \sum_{k,l=1}^{NB} CR \cdot \Delta QL_i^1$ Sujeito a: $PG - PL_i^1 - \Delta PL_i^1 - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}^1 = 0$ $QG - QL_i^1 - \Delta QL_i^1 - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}^1 = 0$ $V_i^{\min} \leq V_i^1 \leq V_i^{\max}$ $P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^1 \leq P_{Gi}^{\max}$ $Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi}^1 \leq Q_{Gi}^{\max}$ $a_i^{\min} \leq a_i^1 \leq a_i^{\max}$ $-S_{ij}^{\max} \leq S_{ij}^1(\theta, V, a) \leq S_{ij}^{\max}$

Figura 5.2: Estratégia de Decomposição Hierárquica do Problema do PER

O custo marginal de cada barramento é calculado após a convergência do Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Custo de Corte de Carga de um determinado estado (após as medidas corretivas), e representa o comportamento de cada barramento da rede de transmissão diante uma lista de contingências. Naturalmente, este comportamento está fortemente relacionado com os níveis de violações de tensões.

Note que, tal como no problema do PET, os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos levam em consideração os multiplicadores de todos os estados de indisponibilidades dos circuitos da rede de transmissão. Logo são calculados de modo análogo aos índices de confiabilidade: probabilidade de perda de carga (LOLP), a frequência de perda de carga (LOLF) e o valor esperado da energia não suprida (EENS). Desta forma, este indicador locacional captura de forma eficiente e precisa os efeitos, provocados por todas as contingências simuladas.

5.3 Aplicação da Metodologia ao Problema do PER

O objetivo deste item é ilustrar a eficiência da metodologia desenvolvida e a potencialidade dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos, associados às partes reativas das cargas, na identificação das adições de reativos em derivação mais atrativas e, portanto, sua utilização como regra de decisão no processo de formulação de configurações evolutivas.

Os modelos e procedimentos contidos na abordagem metodológica foram aplicados à área Leste do sistema da CHESF, cuja topologia inicial e zonas geo-elétricas, estabelecidas somente com a finalidade de apresentar os valores dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos, estão ilustradas na Figura 4.6 (ver capítulo 4, seção 4.2.4).

Vale salientar que, as avaliações de confiabilidade foram realizadas com o modelo computacional NH2, usando a opção de simulação dos estados operativos por Enumeração de Estados, com os componentes da rede de transmissão modelados por dois estados. Para o cálculo dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos considerou-se o Custo Unitário de Interrupção - $Cuf=1000 \text{ US\$/MWh}$.

5.3.1 Resultados Obtidos Para o Ano Inicial

A seguir são apresentas os resultados alcançados em cada interação entre o planejador e o modelo de Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Custo de Corte de Carga, na busca de soluções de menor custo de investimentos para as configurações do ano 2000 (ano inicial). Os valores obtidos são

traduzidos em termos dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos e dos valores das potências dos bancos de capacitores adicionados à cada zona geo-elétrica da rede de transmissão, em cada iteração do processo de convergência.

5.3.1.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano Inicial

As Figuras 5.3 a 5.26 apresentam para as quatro zonas geo-elétricas estabelecidas, as evoluções dos resultados produzidos pelas iterações realizadas entre o subproblema mestre, representada na abordagem metodológica proposta pelo planejador, e o subproblema escravo, representado pelo Fluxo de Potência Ótimo de Mínimo Custo de Corte de Carga contido no modelo computacional de avaliação de confiabilidade NH2.

☑ Ajuste da Configuração de Reativos do Caso Base

Com os reativos do ano anterior, a rede de transmissão apresenta violações de tensões, impondo que o algoritmo de medida corretiva do modelo computacional NH2 atue no sentido de efetuar cortes de cargas nos barramentos com maiores violações de tensões. Como consequência do baixo desempenho apresentado, os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos resultantes são relativamente elevados, como pode ser visto nas Figuras 5.3 a 5.8.

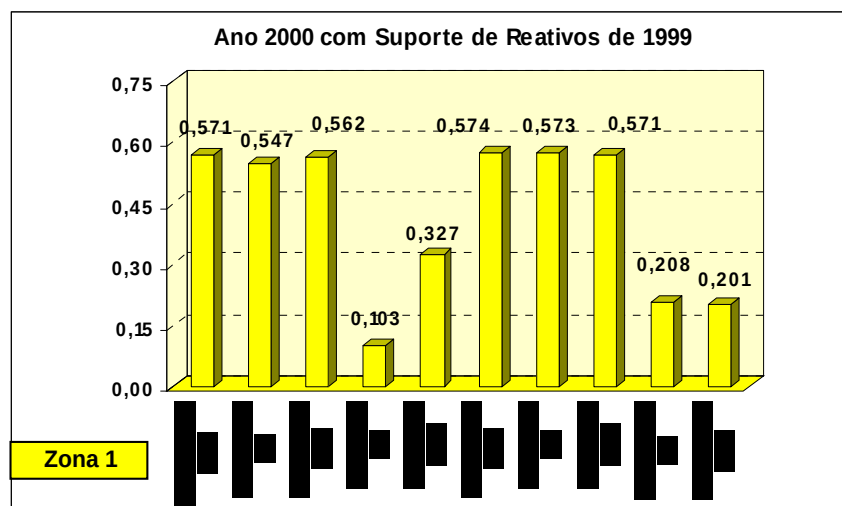


Figura 5.3: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

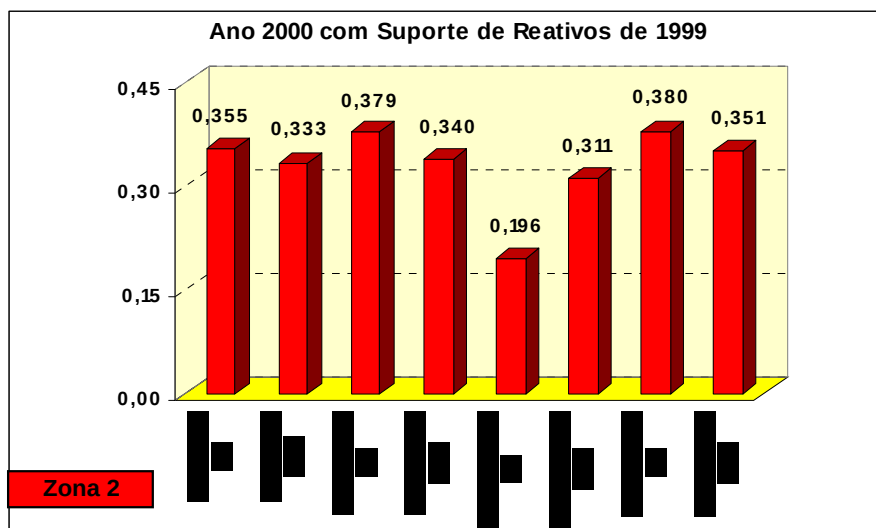


Figura 5.4: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

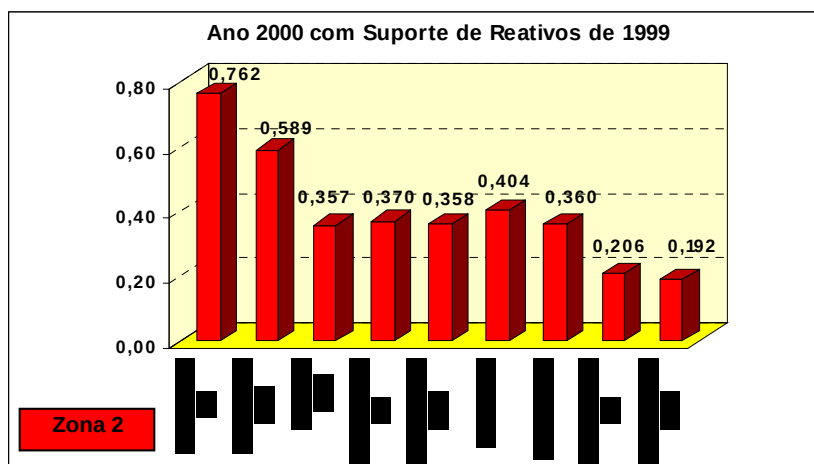


Figura 5.5: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

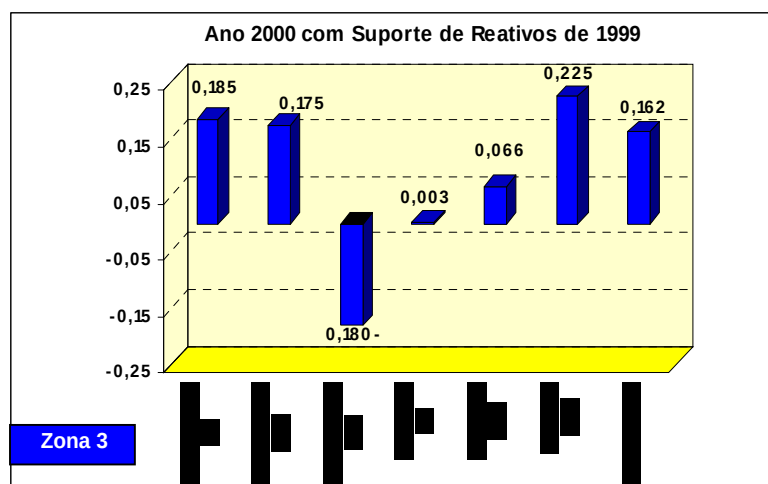


Figura 5.6: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

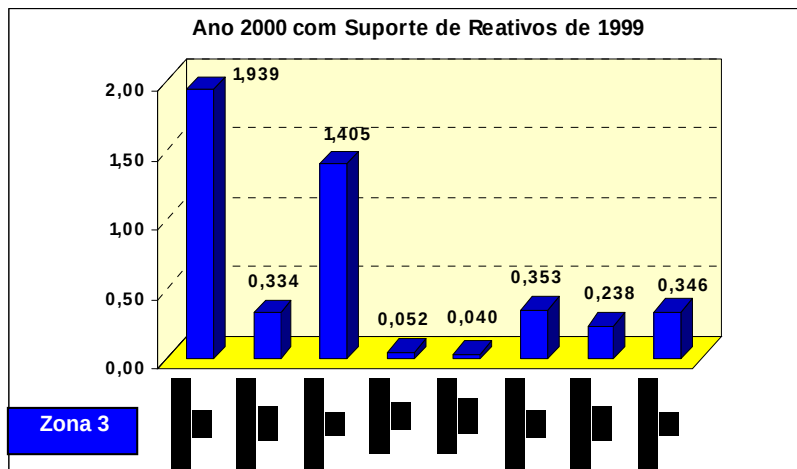


Figura 5.7: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

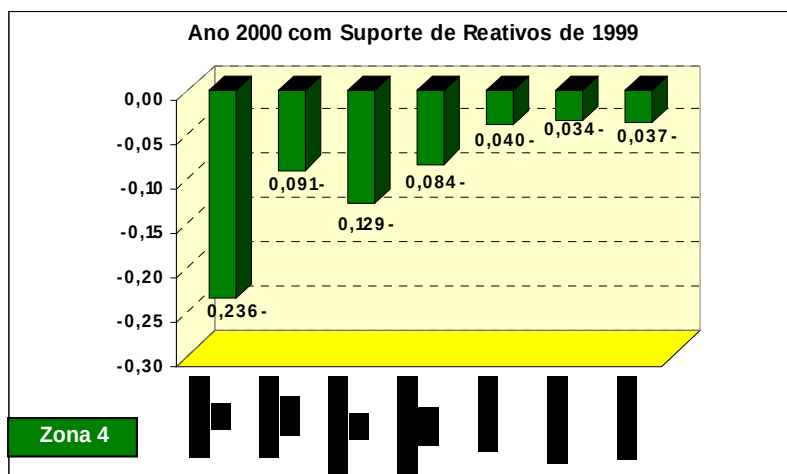


Figura 5.8: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 5

De modo a eliminar as ineficiências detectadas (cortes de carga em condições normais de operação), o planejador solucionou o subproblema de operação adicionando, nos barramentos de 69 kV com cortes de carga, um montante de 85,2 MVar em bancos de capacitores.

Na Figura 5.9 estão indicados os quatro barramentos dos setores de 69 kV das subestações, nos quais foi distribuída esta quantidade de suporte de reativos.

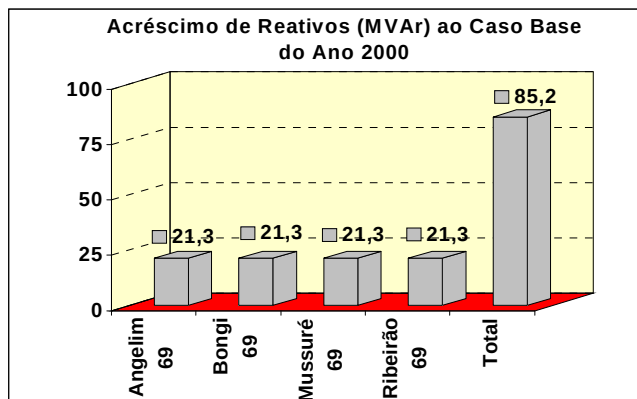


Figura 5.9: Acréscimo de Reativos Capacitivos ao Caso Base

☑ **Primeiro Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga no Caso Base

Após estas adições, as infeasibilidades identificadas, em condição normal de operação, foram eliminadas, gerando os valores ilustrados nas Figuras 5.10 a 5.15, os quais foram obtidos da solução do novo subproblema de operação.

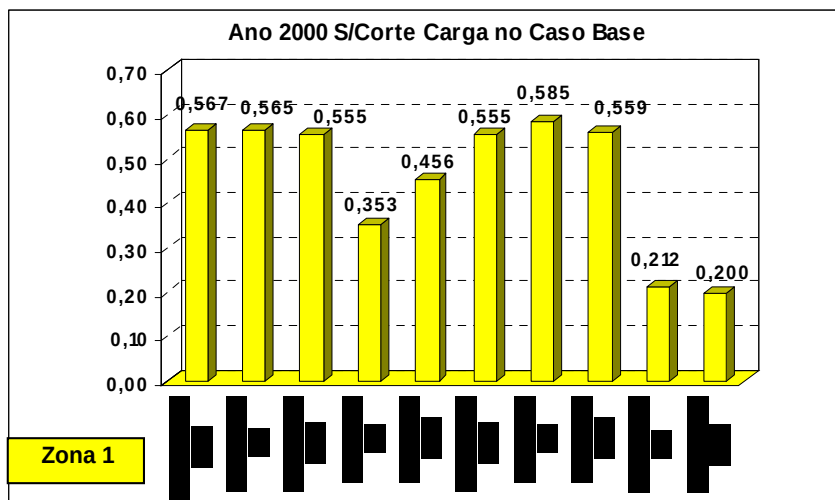


Figura 5.10: Ano 2000 - Custos Marginais Associados a Zona Geo-elétrica 1

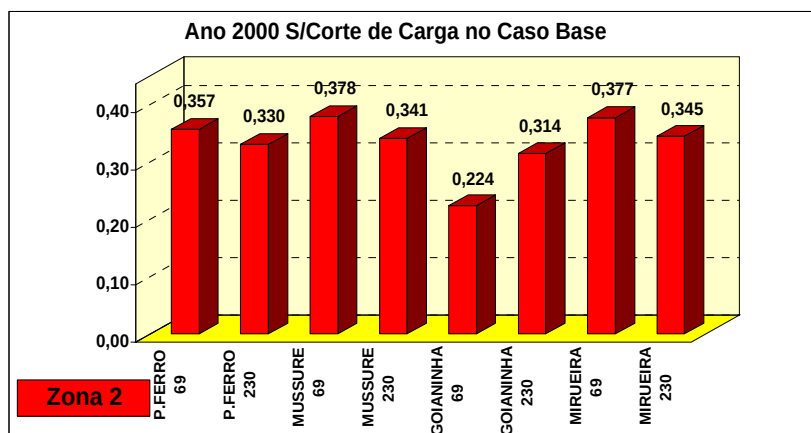


Figura 5.11: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

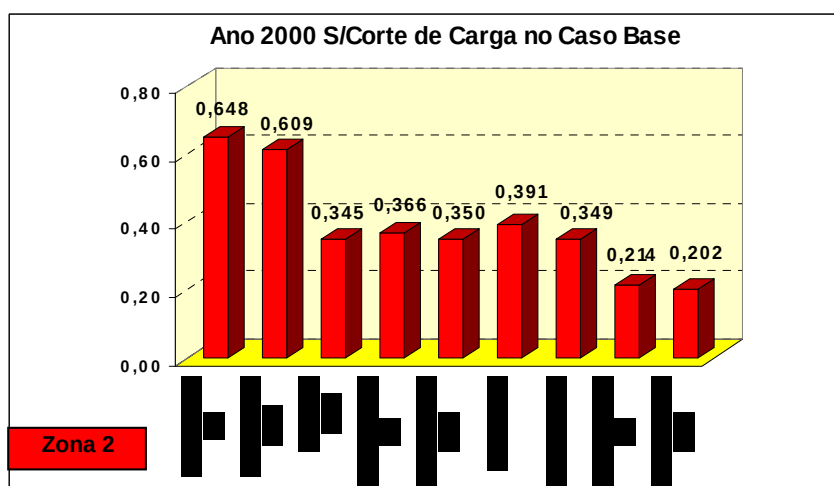


Figura 5.12: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

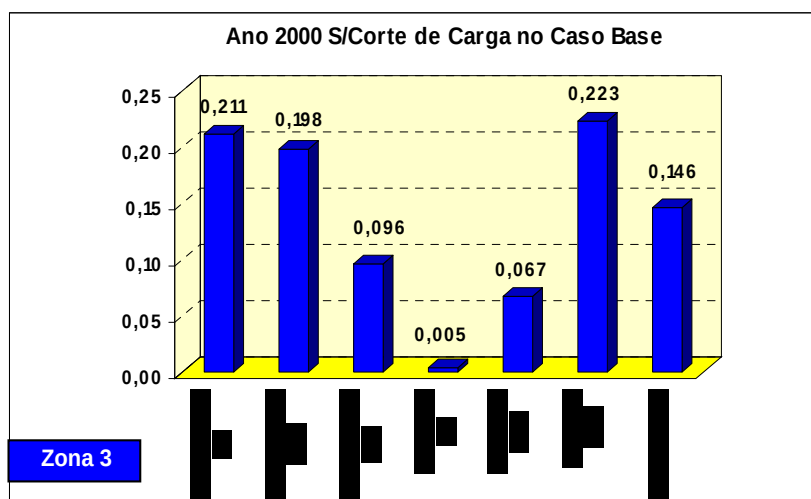


Figura 5.13: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

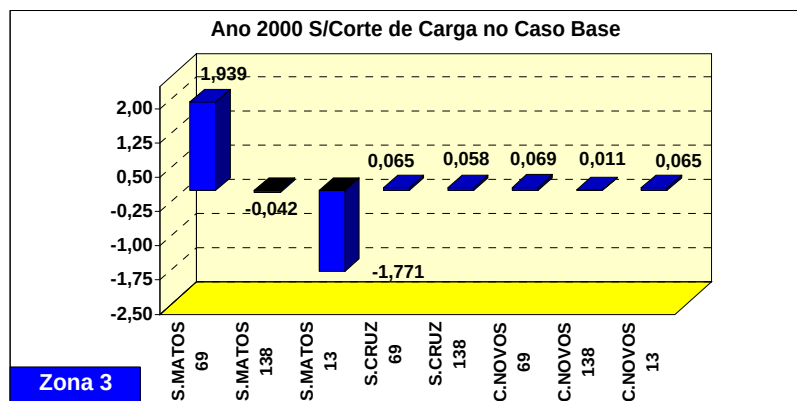


Figura 5.14: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

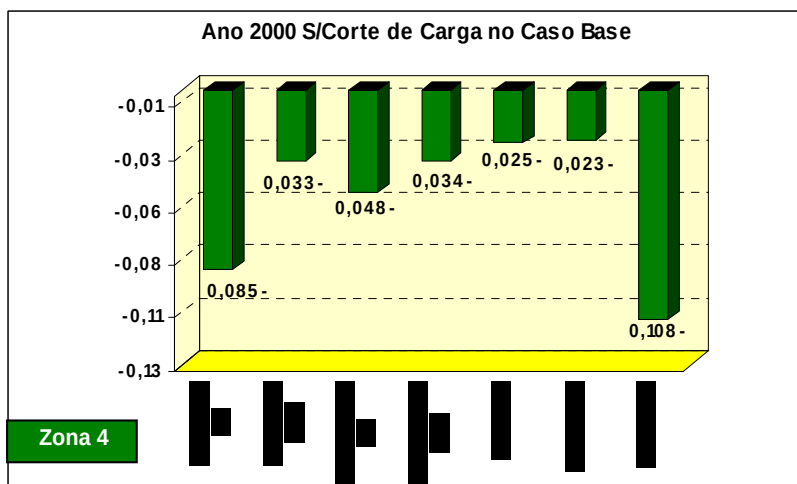


Figura 5.15: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Após a eliminação das inactibilidades identificadas no primeiro estágio, o mestre (Planejador) passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando nos barramentos de 69 kV de maiores custos marginais, o montante de 85,2 MVar capacitivos para eliminar o novo conjunto de inactibilidades geradas (cortes de cargas em emergências).

Na Figura 5.16 estão indicados os barramentos dos três setores de 69 kV das subestações nos quais foi distribuída esta quantidade de suporte de reativos capacitivos.

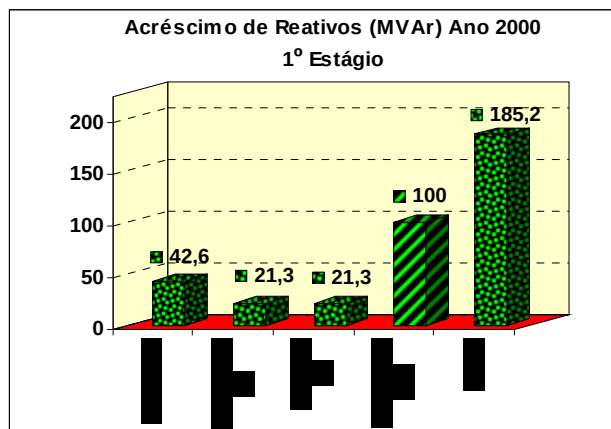


Figura 5.16: Acréscimo de Reativos Capacitivos na 1º Estágio

☒ **Segundo Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga em Contingências

As Figuras 5.17 a 5.22 mostram os novos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos, os quais foram produzidos pela solução subproblema de operação (escravo) da rede de transmissão, considerando instalados os 185,2 MVar de bancos de capacitores.

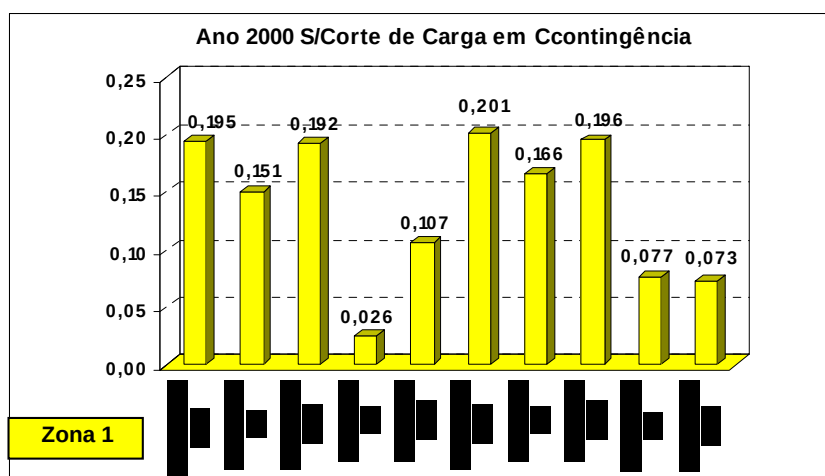


Figura 5.17: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

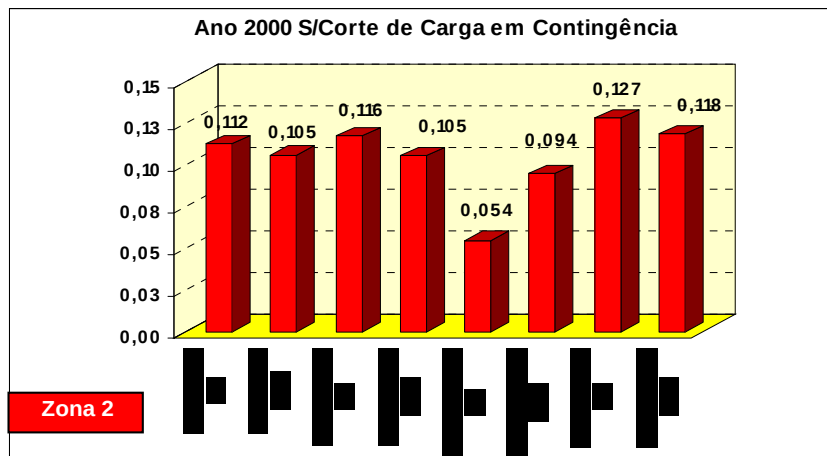


Figura 5.18: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

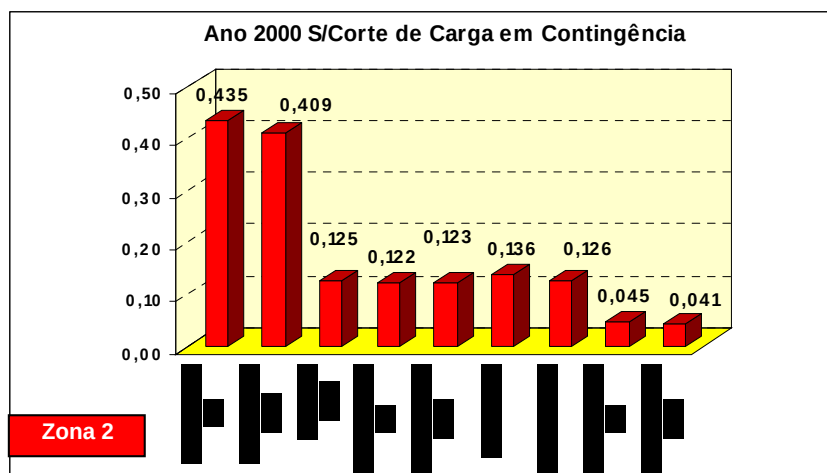


Figura 5.19: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

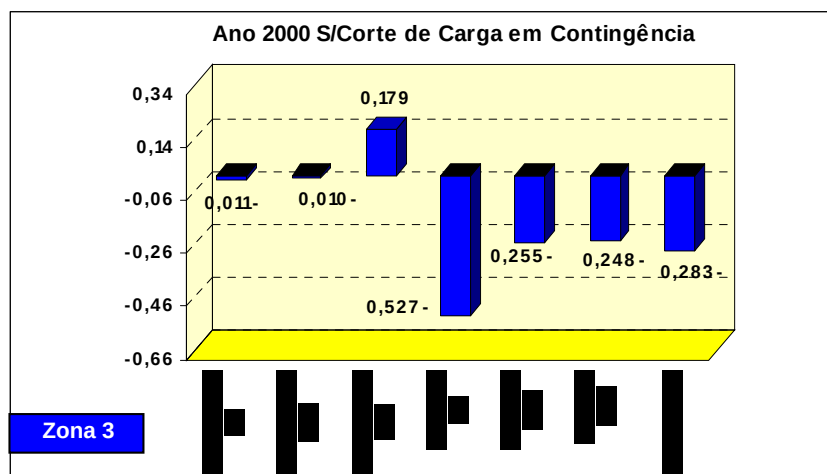


Figura 5.20: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

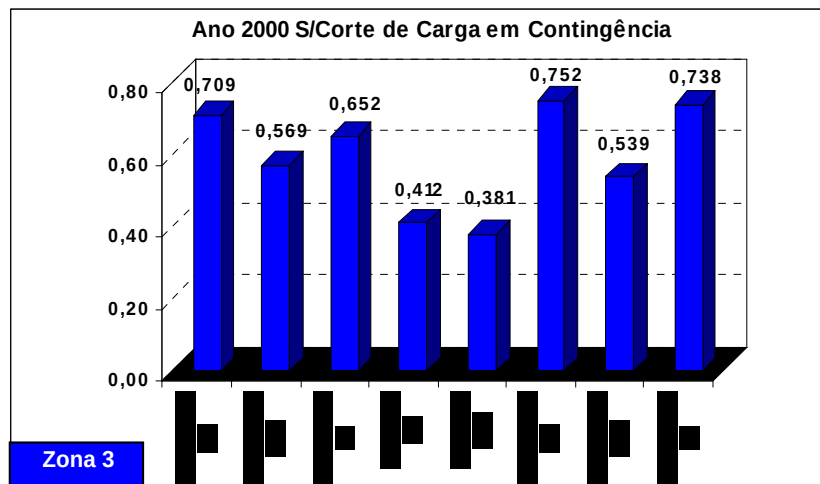


Figura 5.21: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

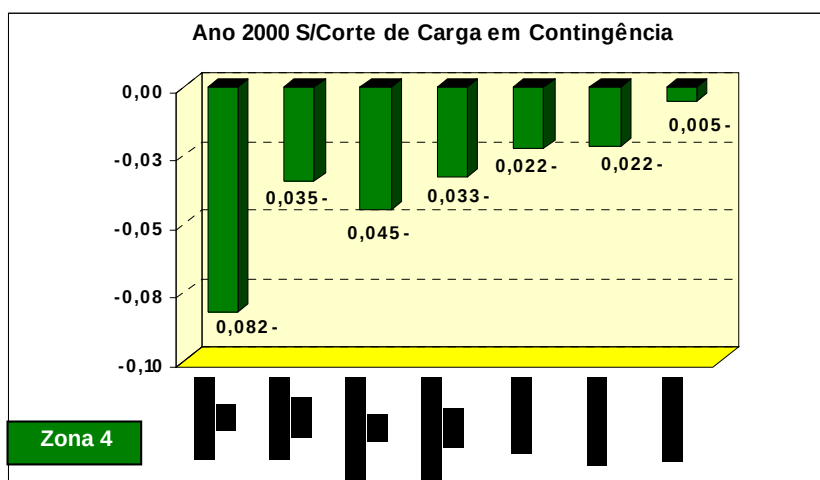


Figura 5.22: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

☒ **Terceiro Estágio:** Objetivo - CE Campina Grande Sem Gerar Reativo

Após a eliminação das infactibilidades identificadas no segundo estágio, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando no barramento do setor de 69 kV da subestação Tacaimbó, um banco de capacitor de 21,3 MVar.

As Figuras 5.23 a 5.28 apresentadas a seguir mostram os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos resultantes da solução subproblema de operação, tal que o Compensador Estático - CE de Campina Grande não produza reativo em condição normal de operação.

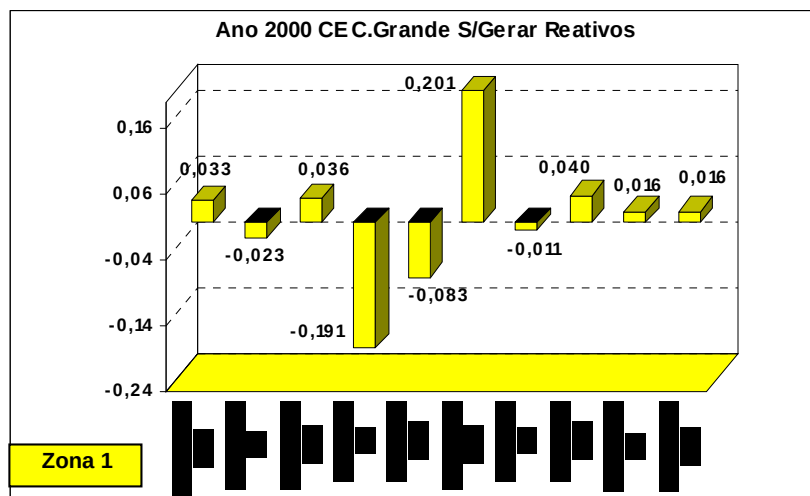


Figura 5.23: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

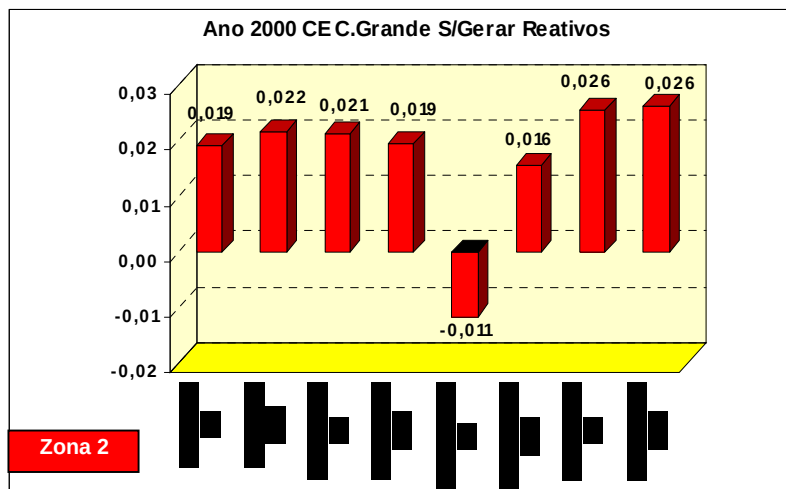


Figura 5.24: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

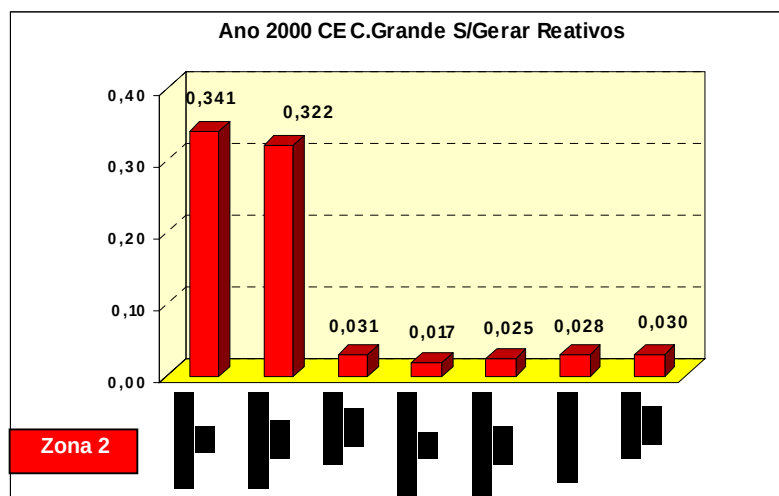


Figura 5.25: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

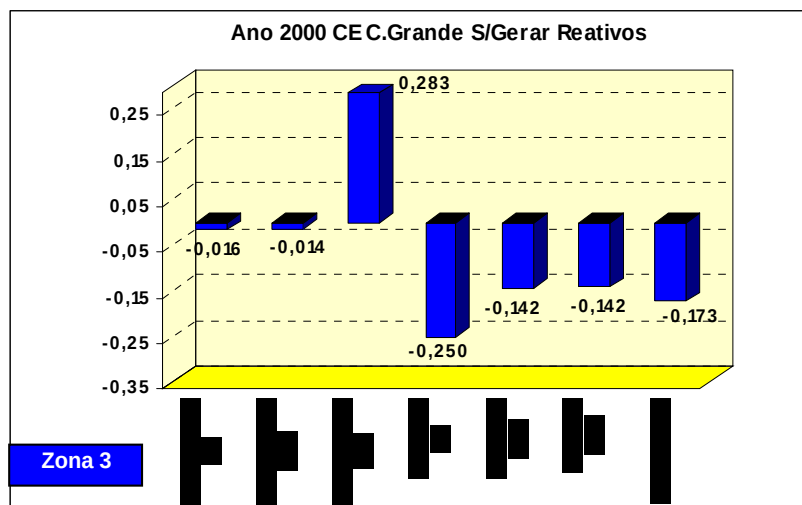


Figura 5.26: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

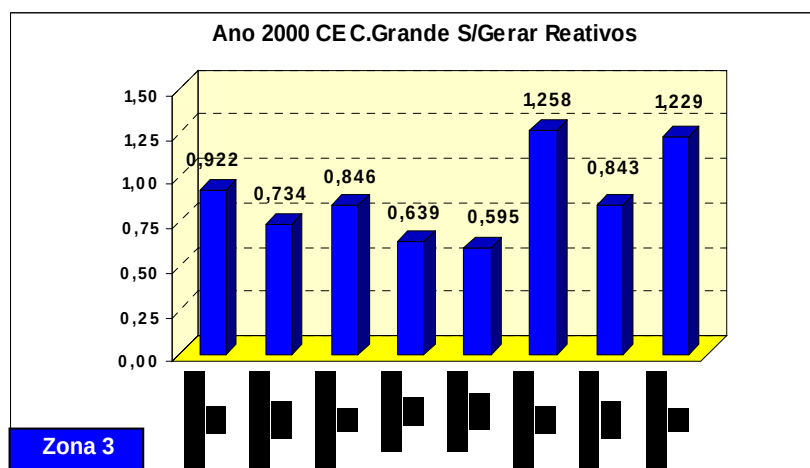


Figura 5.27: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

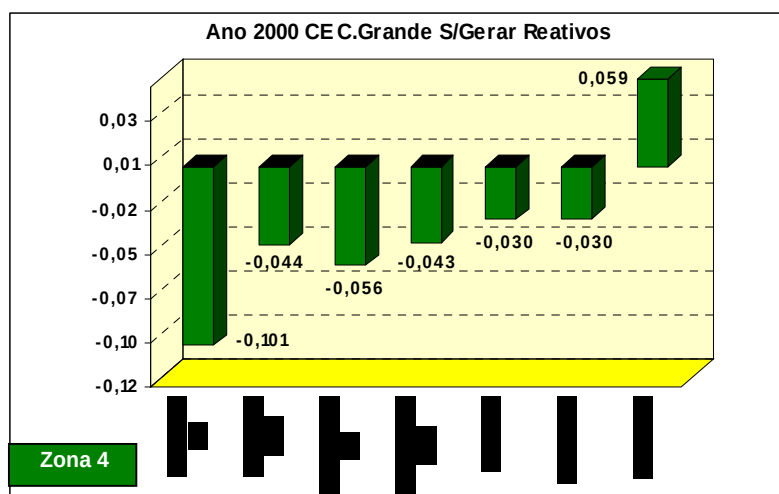


Figura 5.28: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

5.3.1.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano Inicial

Neste ano foram adicionados no ano 2000, nos três estágios do processo de busca de uma solução factível e de menor custo de investimentos, um total de 291,7 MVar de bancos de capacitores, como mostra a Figura 5.29. Após a adição deste montante constatou-se que todas as infactibilidades foram eliminadas, o que na realidade corresponde a uma condição de operação em que não foi necessário adicionar, pelo subproblema mestre, fontes de reativos capacitivos.

Como pode ser observado, deste montante total de MVar instalado na rede de transmissão, em torno de 29,2% foi adicionado no 1º estágio, da ordem de 63,5% no 2º estágio e cerca de 7,3% no 3º estágio do processo iterativo, envolvendo o planejador e o modelo NH2.

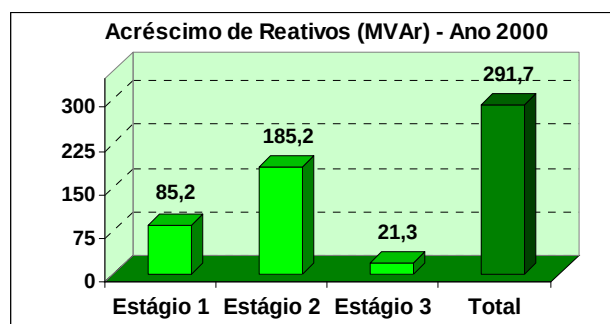


Figura 5.29: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios

Já a Figura 5.30 apresenta a distribuição dos 291,7 MVar entre os barramentos da rede de transmissão, onde verifica-se que os maiores valores foram alocados nos barramentos dos setores de 69 kV e 230 kV das subestações de Bongi, Mussurú e Campina Grande, respectivamente.

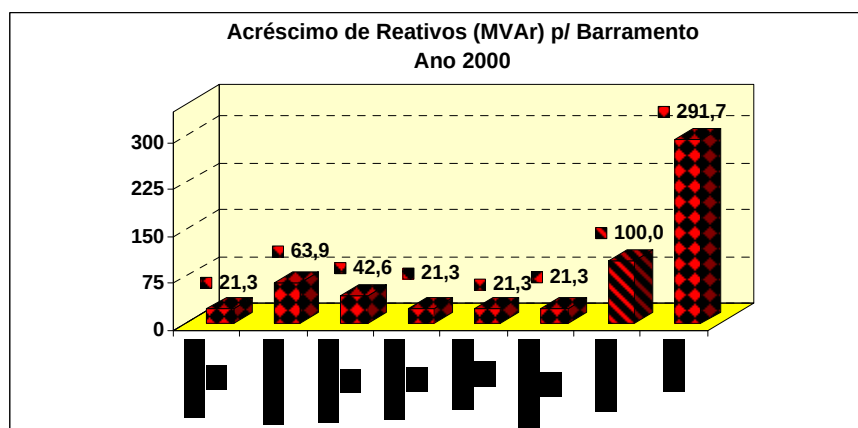


Figura 5.30: Ano 2000 - Acréscimo de Capacitores nos Barramentos

5.3.2 Resultados Obtidos Para o Ano 2003

Nos itens que se seguem são apresentados os valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos e os montantes de capacitores que foram implantados nos barramentos da rede de transmissão do ano de 2003, para eliminar as infactibilidades provenientes das condições operativas em regime normal e de emergência.

5.3.2.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano 2003

As Figuras 5.31 a 5.58 apresentadas a seguir mostram os comportamentos evolutivos dos Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos produzidos pelas iterações realizadas entre o subproblema mestre e o subproblema escravo.

☒ Ajuste da Configuração de Reativos do Caso Base

Com os montantes de reativos do ano 2000 implantados, o algoritmo de medidas corretivas do modelo computacional NH2 atuou de forma eficiente, cortando cargas nos barramentos com maiores violações de tensões da rede de transmissão de 2003. Os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos resultantes estão ilustrados nas Figuras 5.31 a 5.36.

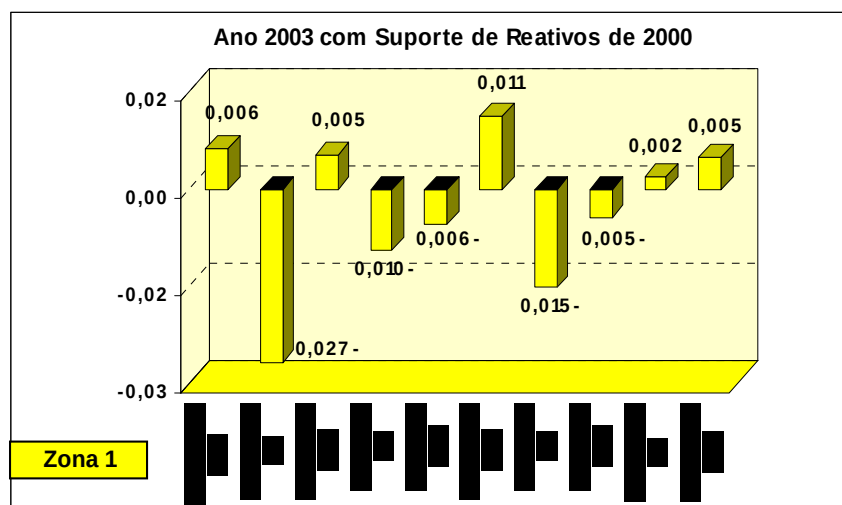


Figura 5.31: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

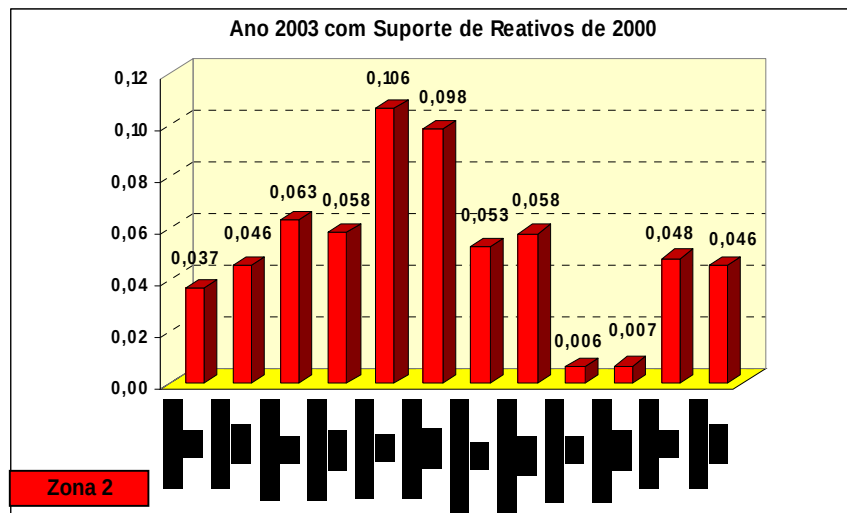


Figura 5.32: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

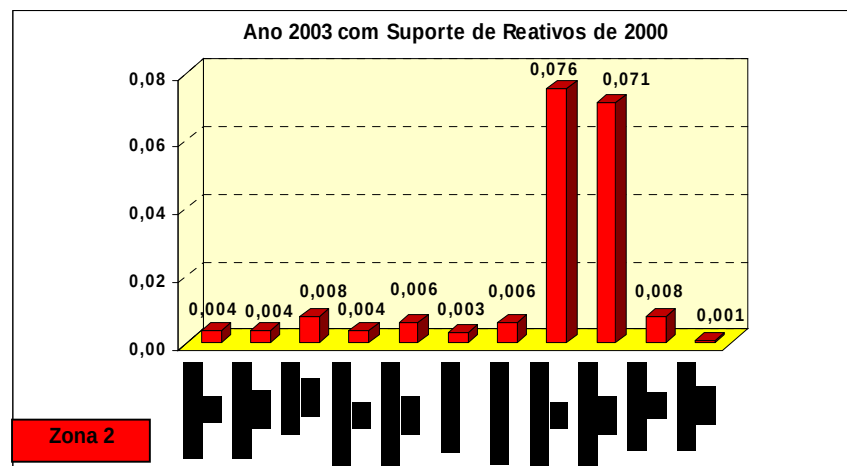


Figura 5.33: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

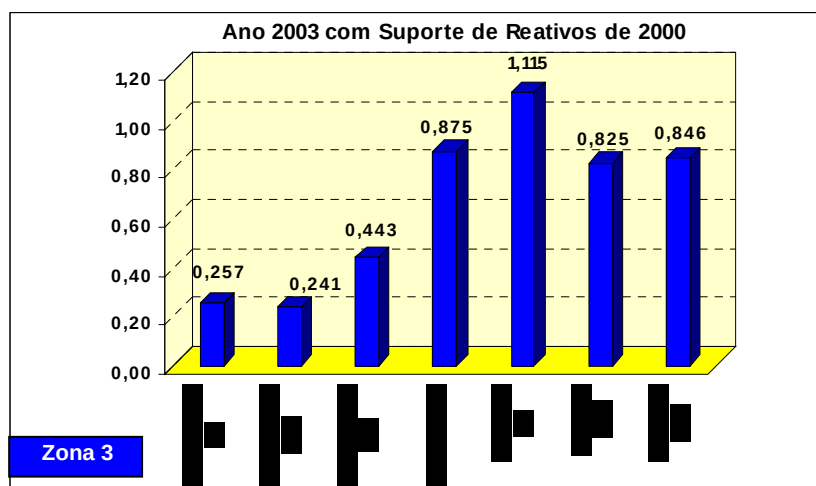


Figura 5.34: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

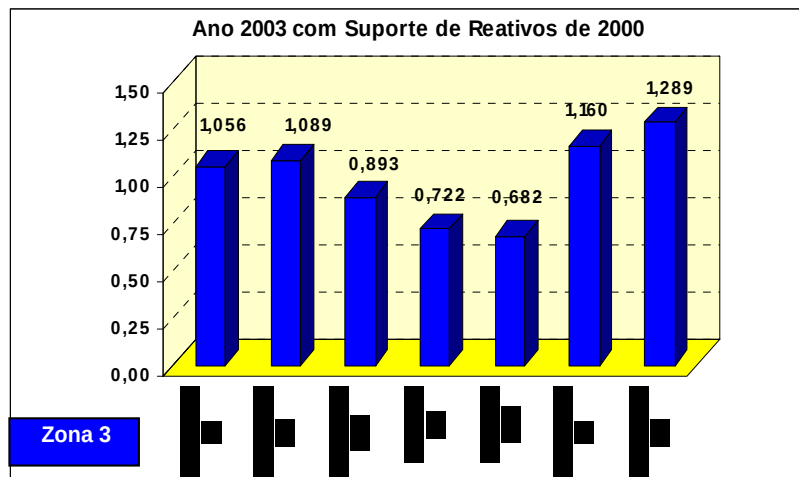


Figura 5.35: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

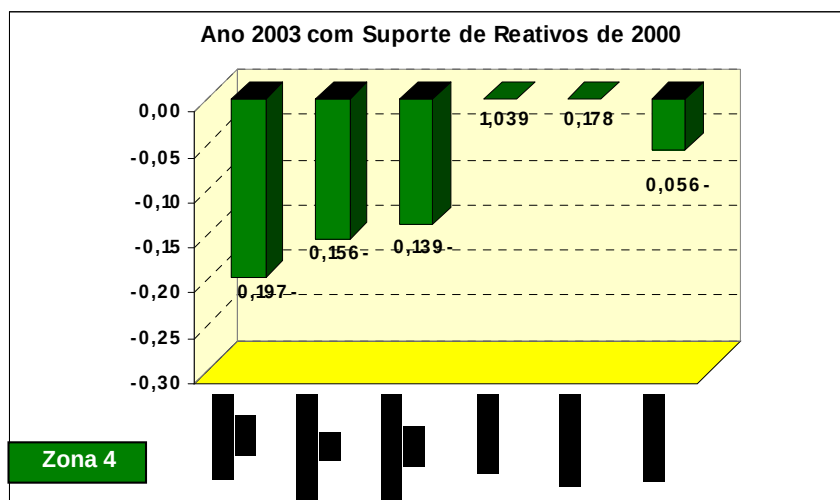


Figura 5.36: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

De modo a eliminar as infactibilidades (cortes de cargas em condições normais de operação) detectadas no caso base, o planejador resolveu o subproblema de investimentos adicionando, nos barramentos de 69 kV de maiores violações de tensões, o montante de 63,9 MVar em bancos de capacitores. Na Figura 5.37 estão indicados os barramentos dos setores de 69 kV das subestações nos quais foi distribuída esta quantidade de suporte de reativos.

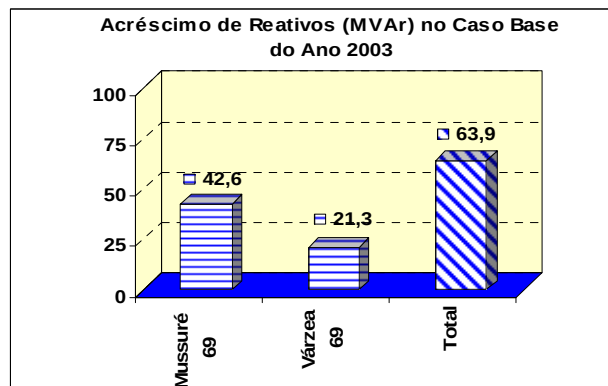


Figura 5.37: Acréscimo de Reativos Capacitivos no Caso Base

☑ **Primeiro Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga no Caso Base

Após a adição deste montante de reativos capacitivos (63,9 MVar), as ineficiências identificadas foram completamente eliminadas, gerando os valores de Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos indicados nas Figuras 5.38 a 5.43, os quais foram obtidos através da solução do novo subproblema de operação.

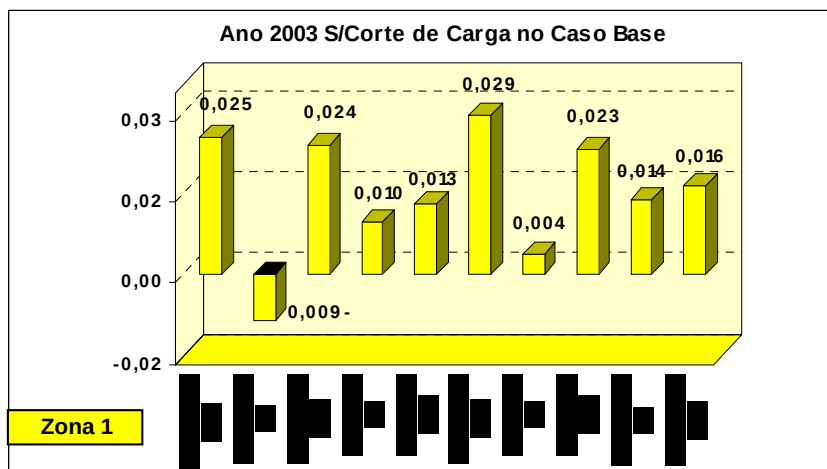


Figura 5.38: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

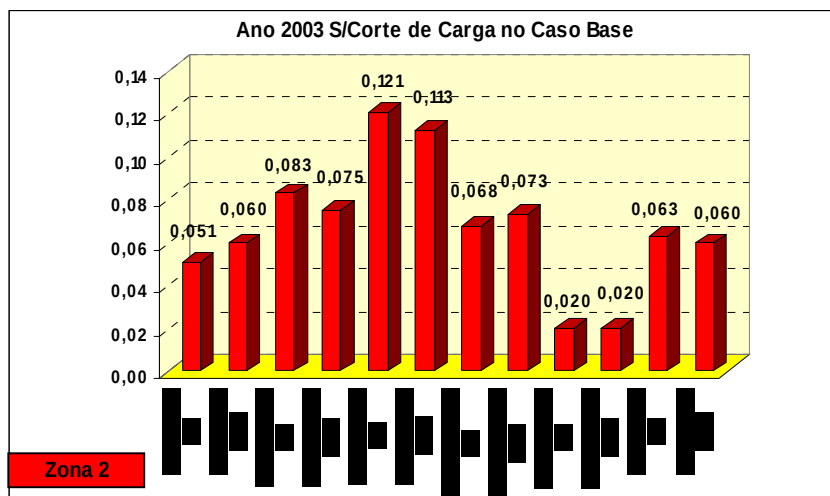


Figura 5.39: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

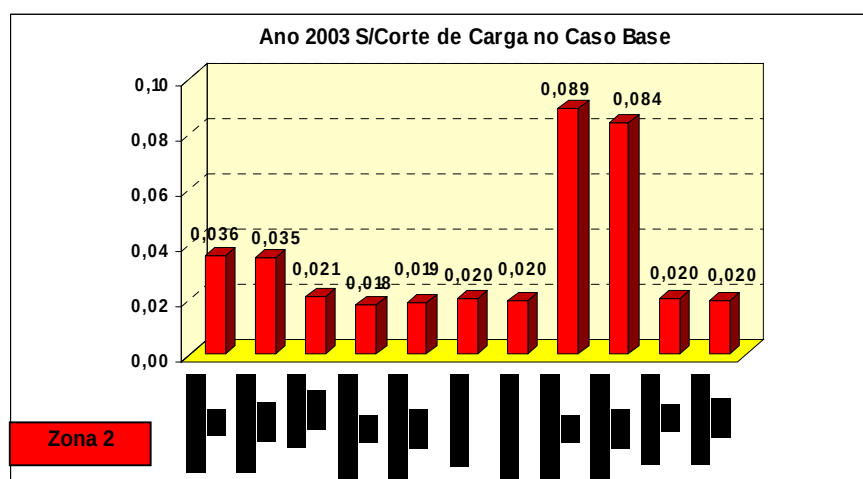


Figura 5.40: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

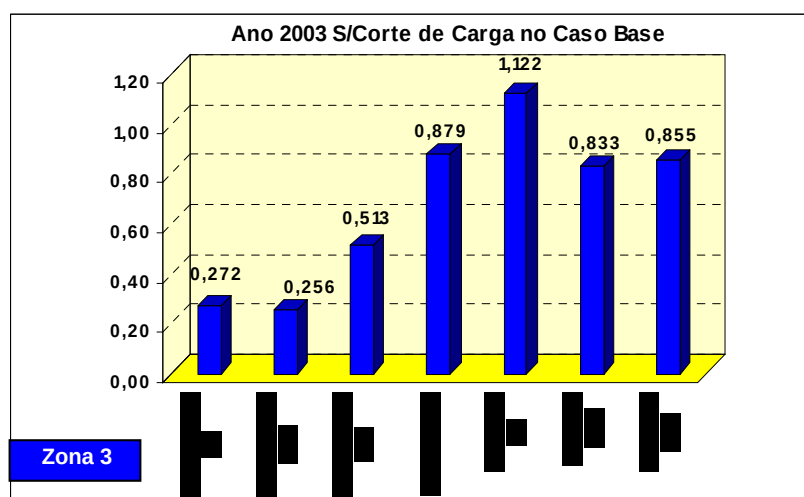


Figura 5.41: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

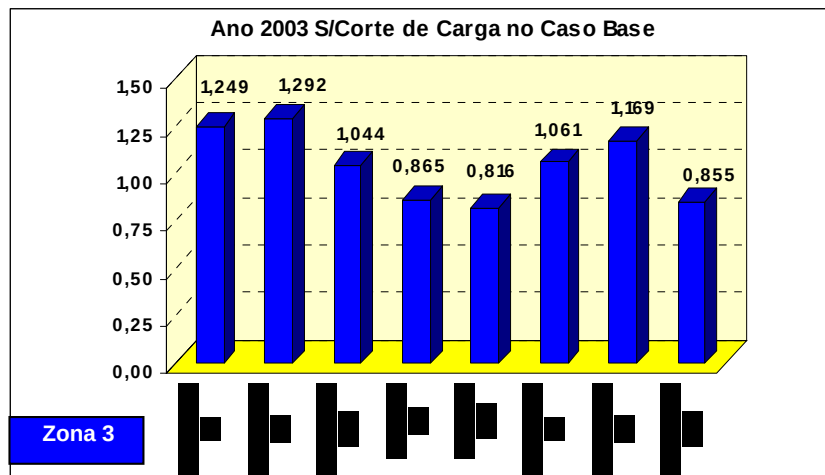


Figura 5.42: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

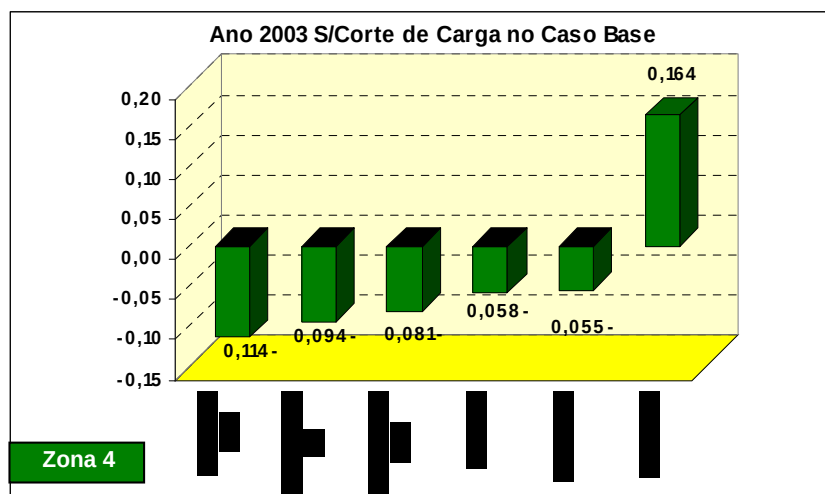


Figura 5.43: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Após a eliminação das ineficiências identificadas no primeiro estágio, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando nos barramentos de 69 kV de maiores custos marginais, oito bancos de capacitores de 21,3 MVar, totalizando um montante de 170,4 MVar, para eliminar os cortes de cargas em condições de emergências.

Na Figura 5.44 estão indicados os barramentos dos setores de 69 kV das subestações nos quais foram distribuídos os oito bancos de capacitores, totalizando 170,4 MVar.

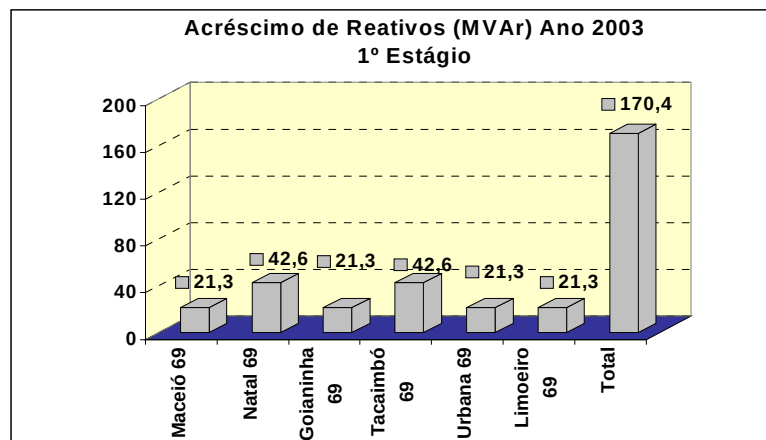


Figura 5.44: Acréscimo de Reativos Capacitivos na 1º Estágio

☑ **Segundo Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga em Contingências

As Figuras 5.45 a 5.51 mostram os novos valores dos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos, após a instalação dos 170,4 MVar, os quais foram produzidos pela solução do sub-problema de operação associada à configuração da rede de transmissão do ano 2003.

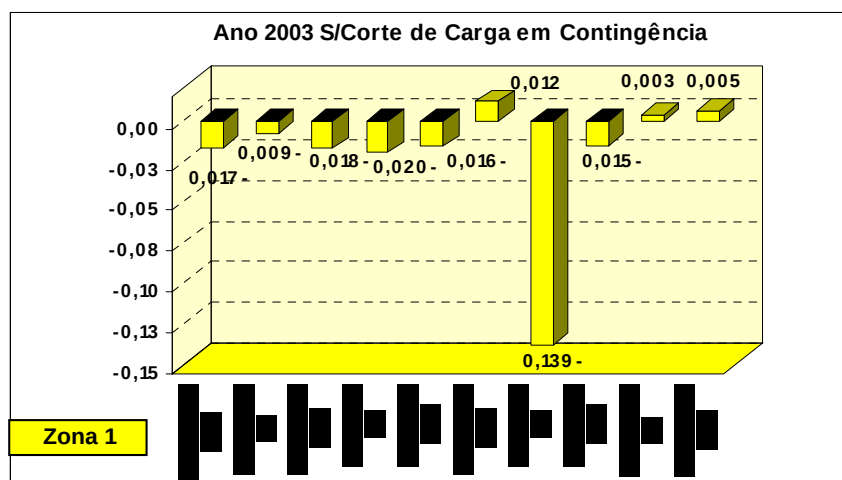


Figura 5.45: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

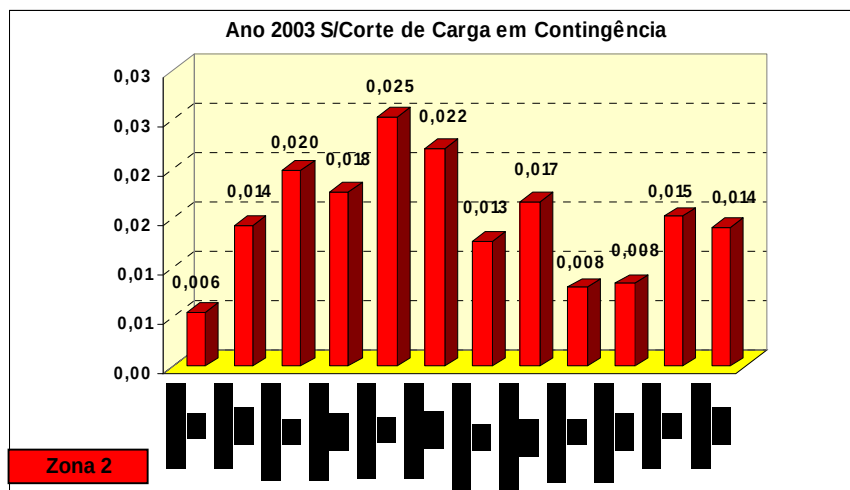


Figura 5.46: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

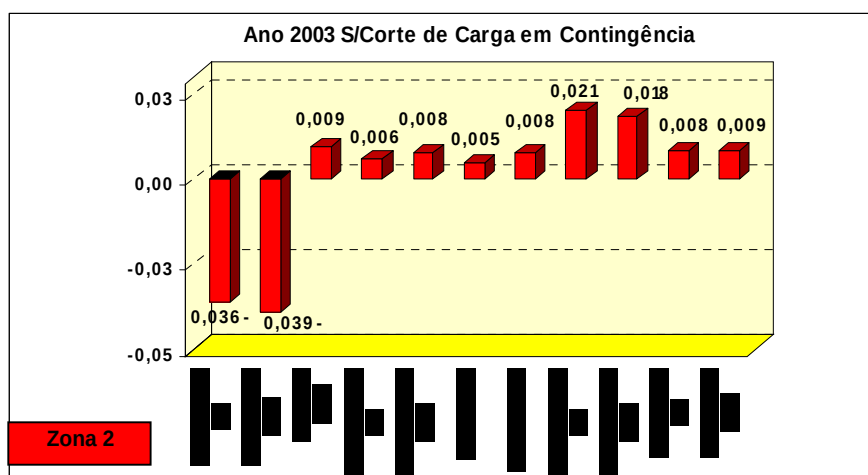


Figura 5.47: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

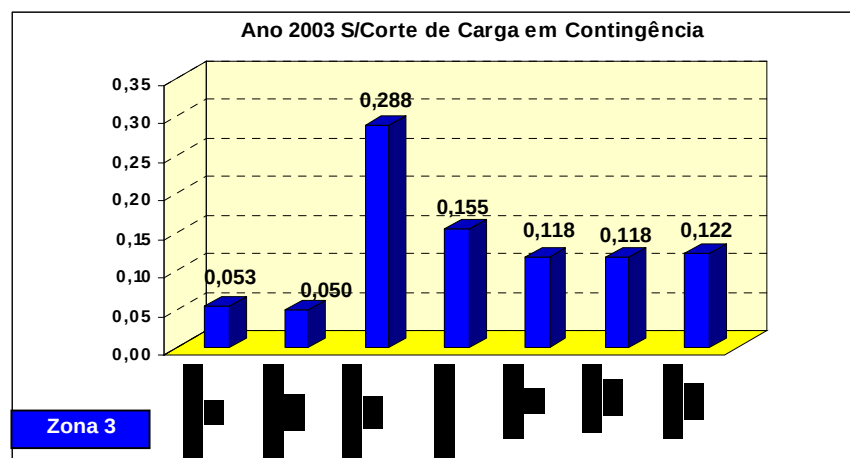


Figura 5.48: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

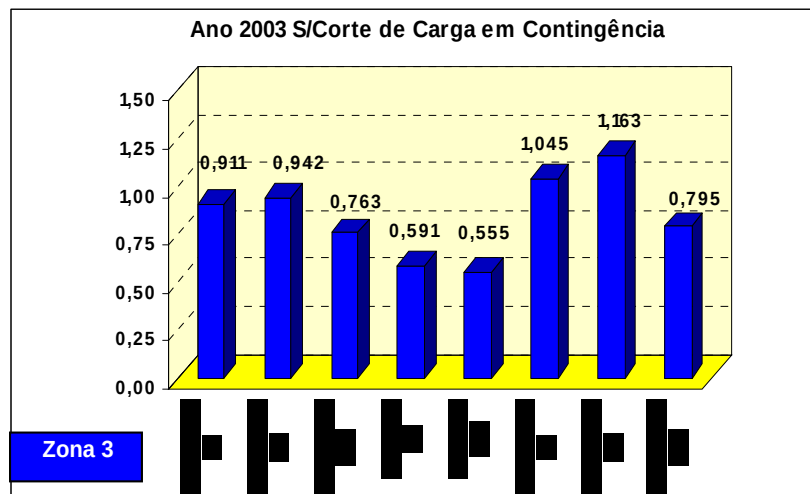


Figura 5.49: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

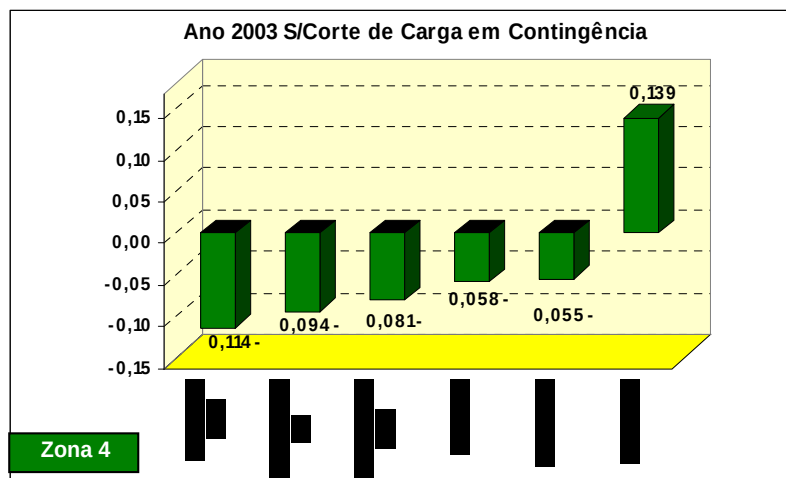


Figura 5.50: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 4

Após a eliminação das infactibilidades identificadas na terceira iteração, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando no barramento de 69 kV de maior custo marginal, apenas um montante de 63,9 MVar de forma a eliminar a última infactibilidade verificada na rede de transmissão.

☒ **Terceiro Estágio:** Objetivo - CE Campina Grande Sem Gerar Reativo

As Figuras 5.51 a 5.56 apresentadas a seguir mostram as evoluções dos Custos Marginais de Confiabilidade resultantes da solução do novo subproblema de operação, onde objetivo consiste em evitar que o compensador estático (CE) de Campina Grande não produza reativo capacitivo em condição normal de operação.

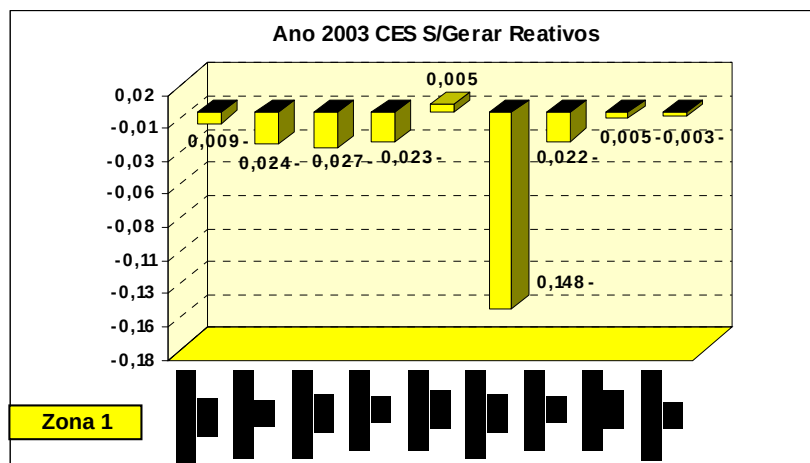


Figura 5.51: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

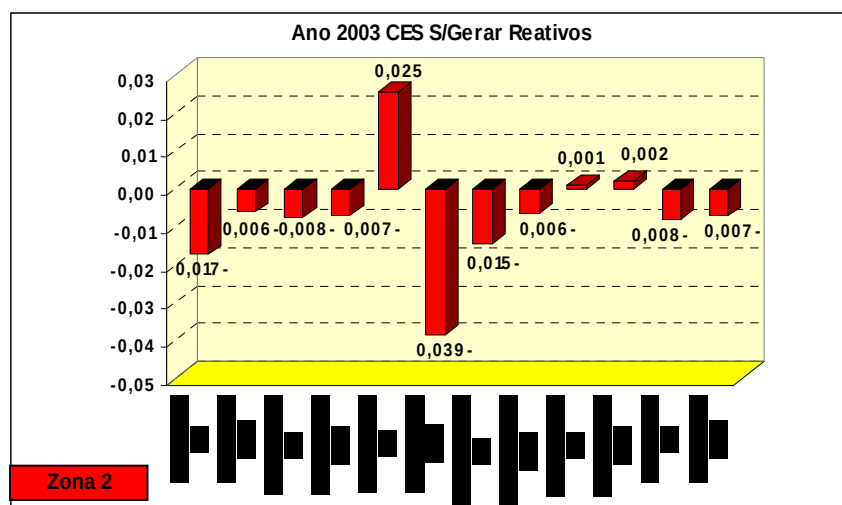


Figura 5.52: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

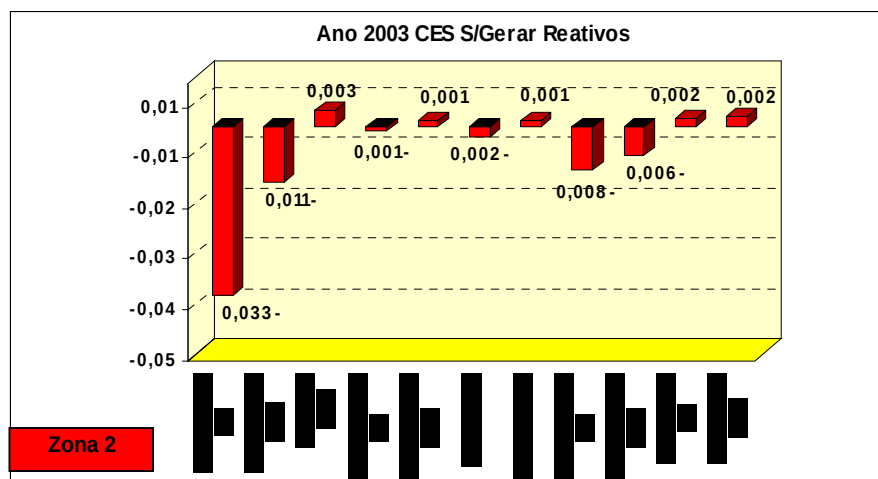


Figura 5.53: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

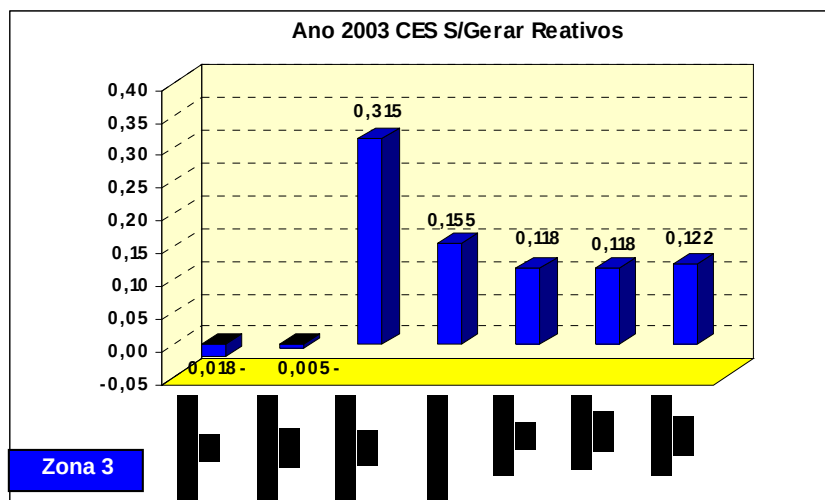


Figura 5.54: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

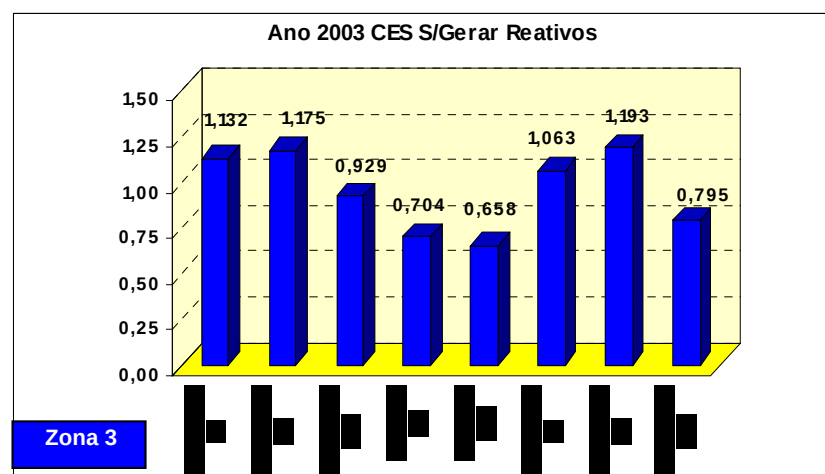


Figura 5.55: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

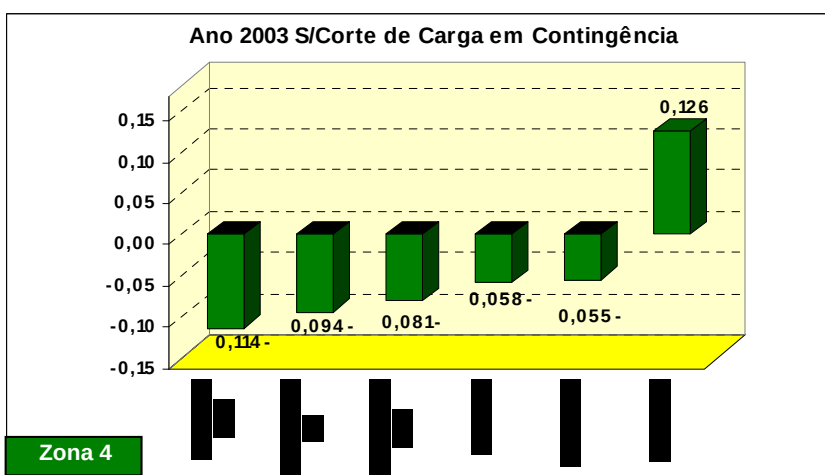


Figura 5.56: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

5.3.2.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano 2003

Como mostra a Figura 5.57, foram adicionados à configuração da rede de transmissão do ano 2003, um total de 298,2 MVar em bancos de capacitores. Desta quantidade, em torno de 21,4% foi adicionado no primeiro estágio, da ordem de 57,2% no segundo estágio e cerca de 21,4% no terceiro estágio.

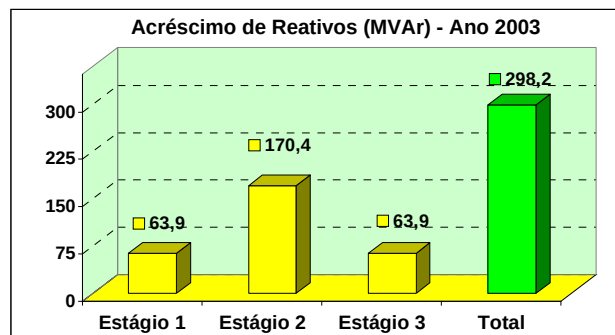


Figura 5.57: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios

Na Figura 5.58 é apresentada a distribuição dos 298,2 MVar entre os barramentos da rede de transmissão, onde verifica-se que os maiores valores foram alocados nos barramentos dos setores de 69 kV das subestações de Campina Grande, Mussurú e Tacaimbó respectivamente.

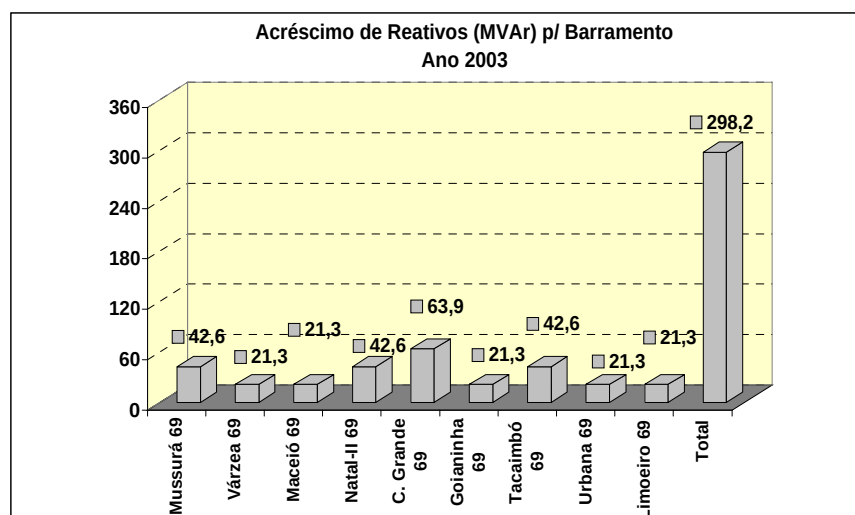


Figura 5.58: Acréscimo de Capacitores nos Barramentos no Ano 2003

5.3.3 Resultados Obtidos Para o Ano 2005

Neste item são apresentados os valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos e os montantes de bancos de capacitores implantados na rede de transmissão do ano 2005, ao longo das interações realizadas entre o planejador e o modelo computacional de avaliação de confiabilidade NH2.

5.3.3.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano 2005

As Figuras 5.59 a 5.84, apresentadas nesta seção, mostram os comportamentos evolutivos dos valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade de Barramentos, estratificados em função das quatro zonas geo-elétricas estabelecidas e dos estágios.

☒ Ajuste da Configuração de Reativos do Caso Base

Com a implantação dos suportes de reativos capacitivos estabelecidos para o ano 2003, a configuração da rede de transmissão do ano 2005 apresenta os valores dos custos marginais de barramentos indicados nas Figuras 5.59 a 5.64.

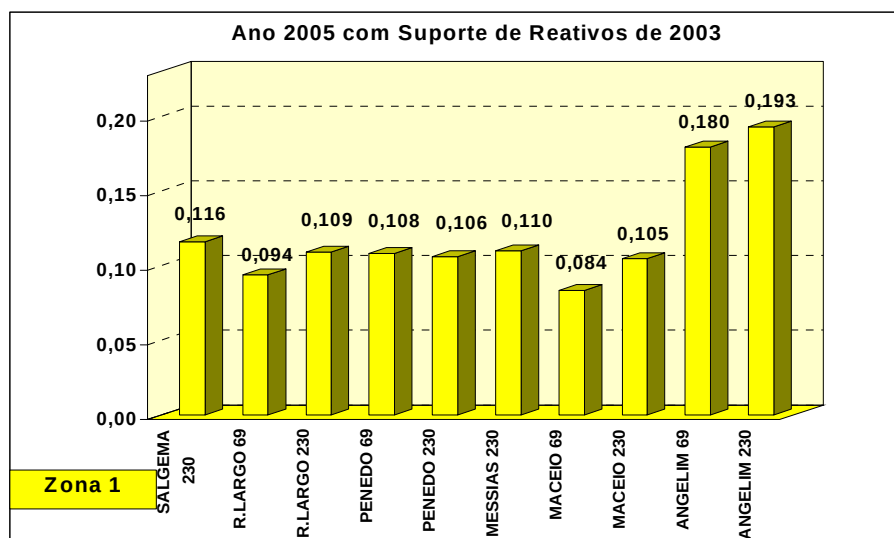


Figura 5.59: Custos Marginais de Reativos da Zona Geo-elétrica 1

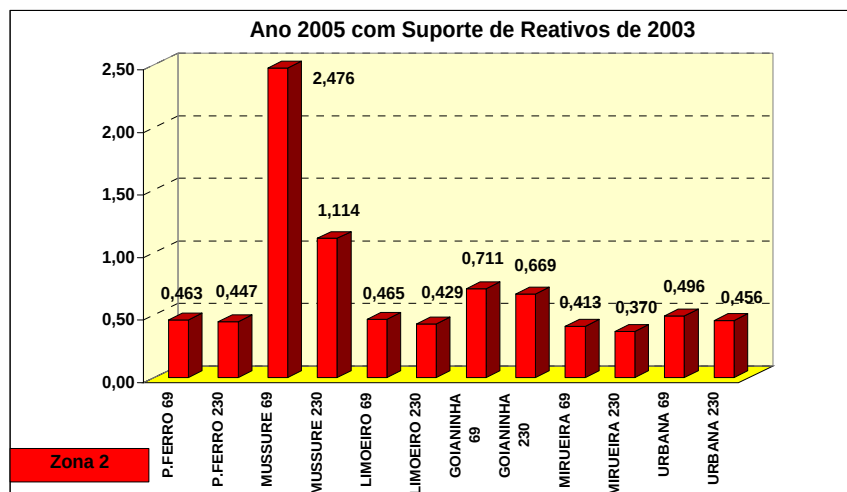


Figura 5.60: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

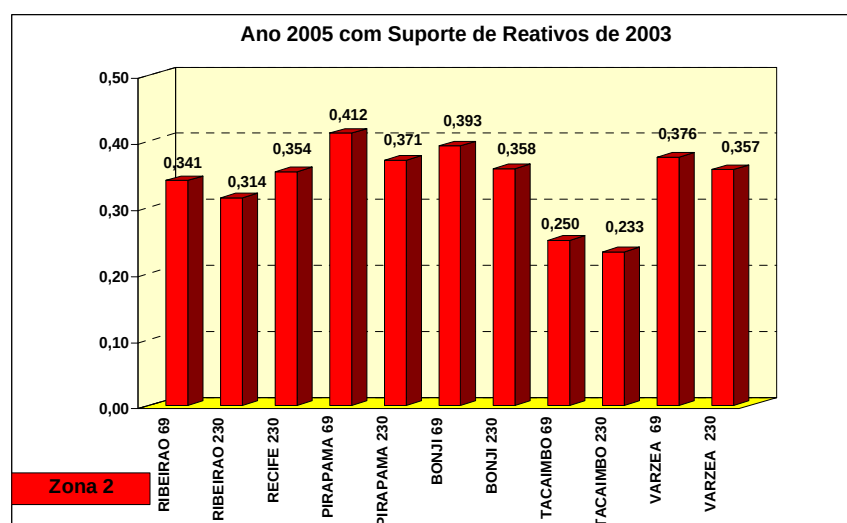


Figura 5.61: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

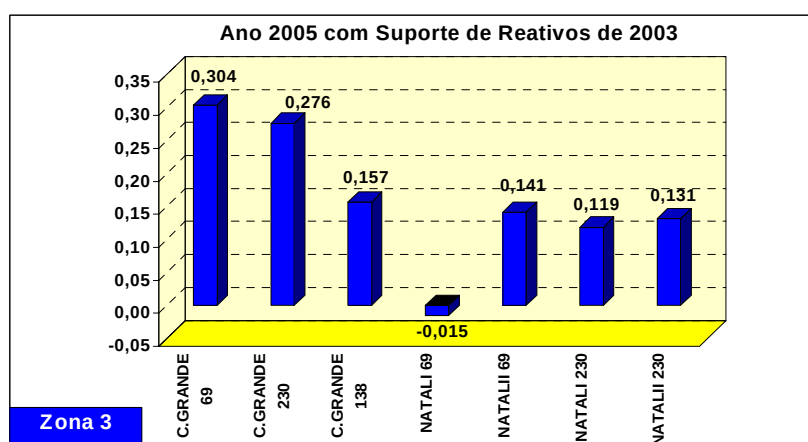


Figura 5.62: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

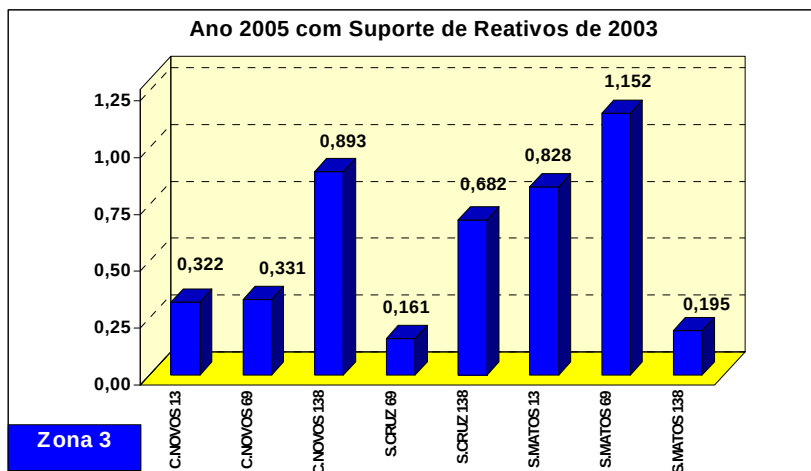


Figura 5.63: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

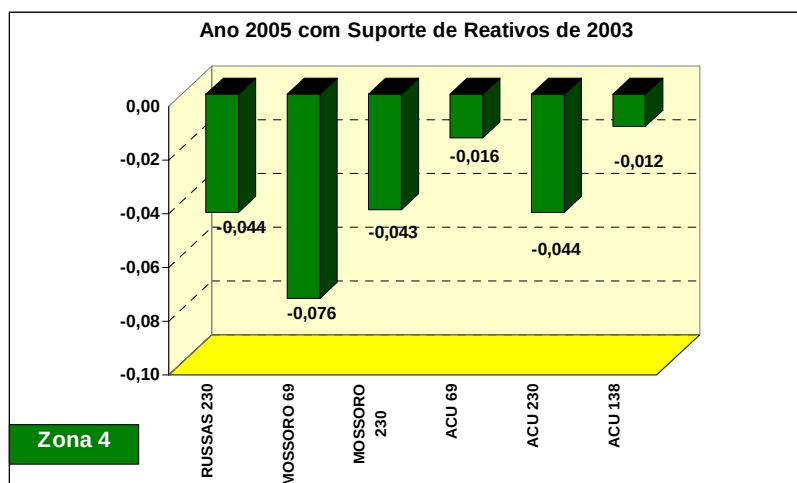


Figura 5.64: Custos Marginais de Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Para eliminar as infactibilidades (violações de tensões em condição normal de operação) detectadas no caso base, o subproblema de investimentos foi resolvido pelo planejador por meio da adição, nos barramentos de 69 kV de maiores valores de custos marginais ou próximos a ele, de 85,2 MVAR em bancos de capacitores.

Na Figura 5.65 estão indicados os barramentos dos setores de 69 kV das subestações nos quais foi distribuída esta quantidade de suporte de reativos capacitivos.

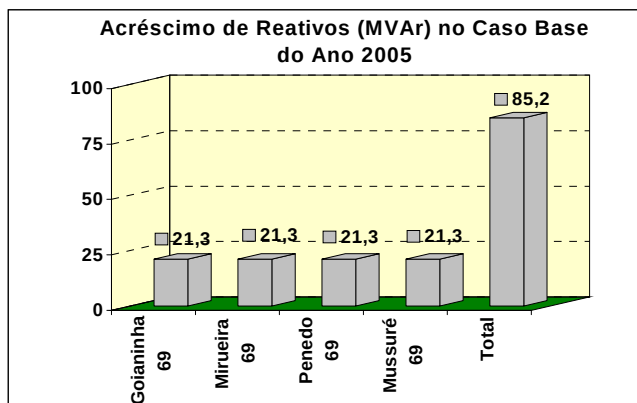


Figura 5.65: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 1º Estágio

☒ **Primeiro Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga no Caso Base

Após a adição do montante de 85,2 MVar de suporte de reativos capacitivos, as ineficiências identificadas no caso base foram totalmente eliminadas, gerando os valores de Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos indicados nas Figuras 5.66 a 5.15.

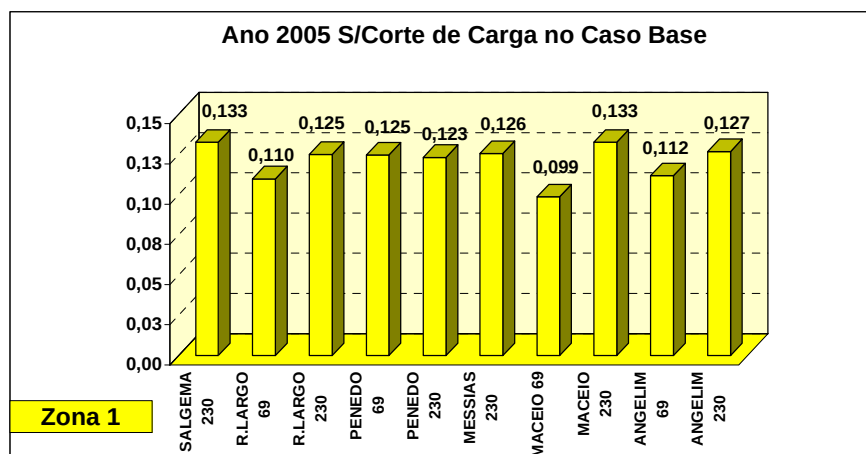


Figura 5.66: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

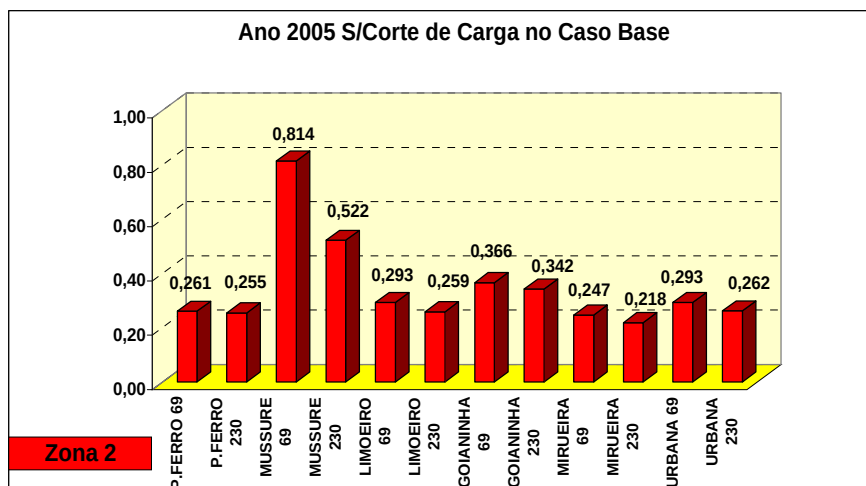


Figura 5.67: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

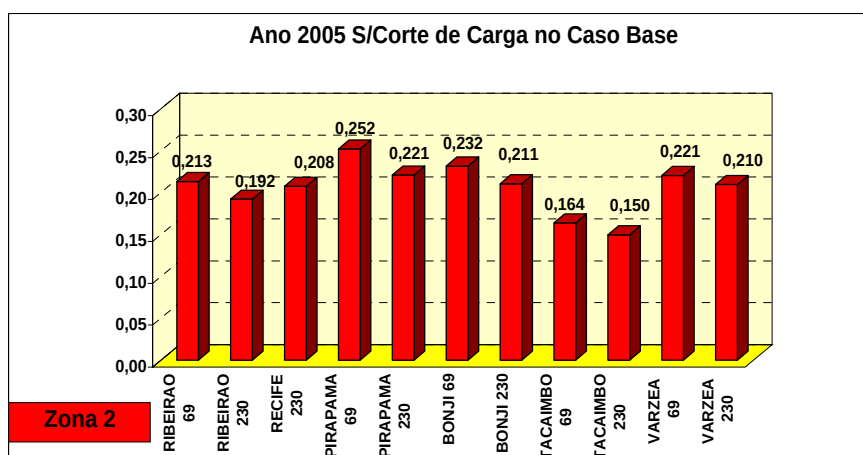


Figura 5.68: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

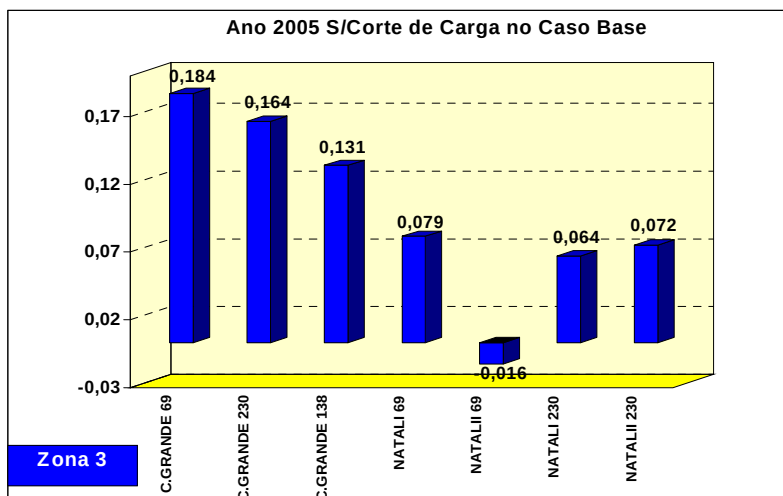


Figura 5.69: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

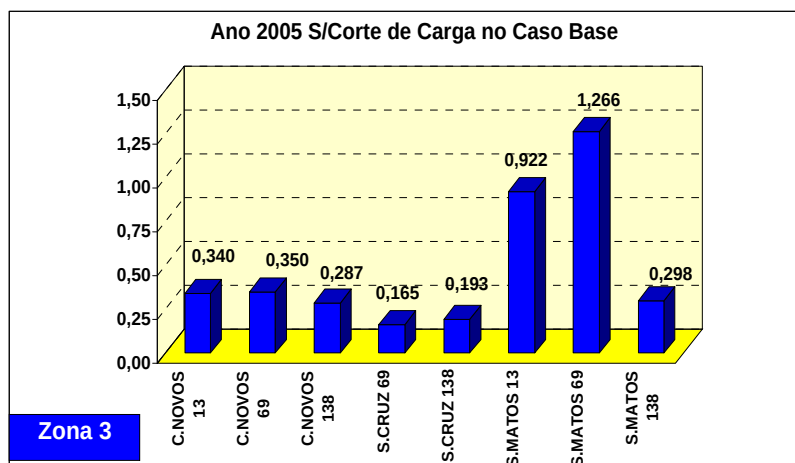


Figura 5.70: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

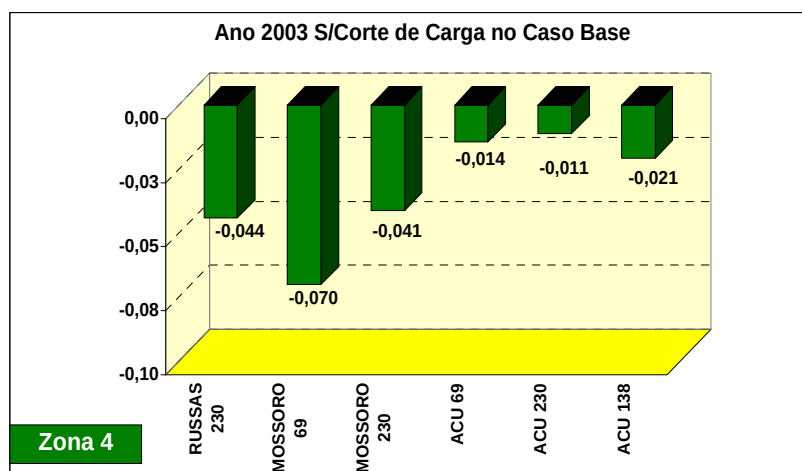


Figura 5.71: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Após a eliminação das ineficiências identificadas no primeiro estágio, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando nos barramentos de 69 kV de maiores custos marginais, dez bancos de capacitores de 21,3 MVar e dois bancos de 50 MVar em 230 kV, totalizando um montante de reativos de 313 MVar.

Na Figura 5.72 estão indicados os barramentos dos setores de 69 kV das subestações nos quais foram distribuídos os onze bancos de capacitores definidos pelo subproblema mestre, para eliminar os cortes de cargas em condições de emergências.

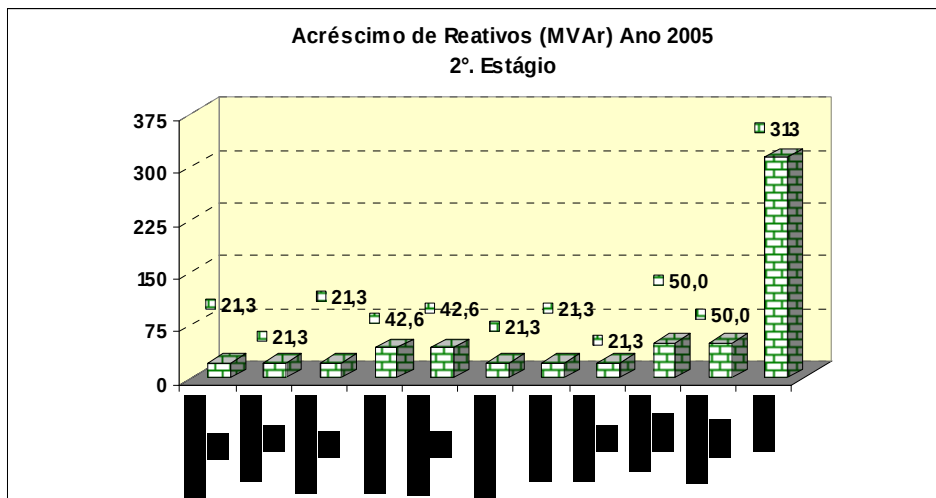


Figura 5.72: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 2º Estágio

☒ **Segundo Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga em Contingências

Figuras 5.73 a 5.78 mostram os novos valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos da rede de transmissão, levando em consideração os 313 MVar de bancos de capacitores implantados na configuração do ano 2005.

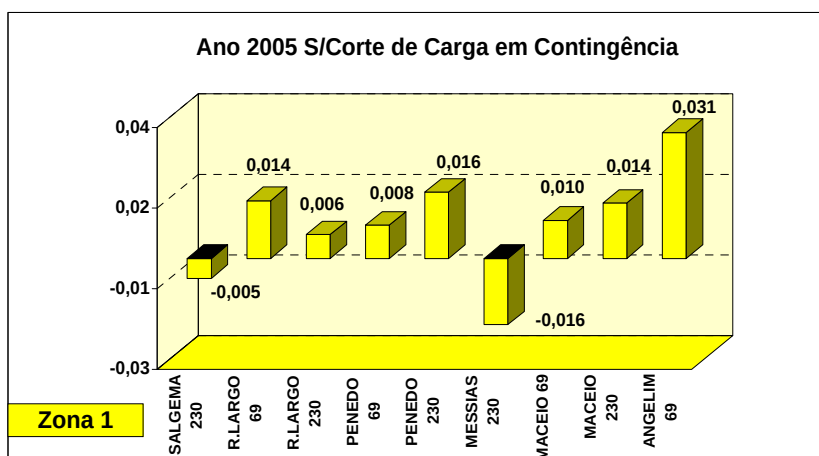


Figura 5.73: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

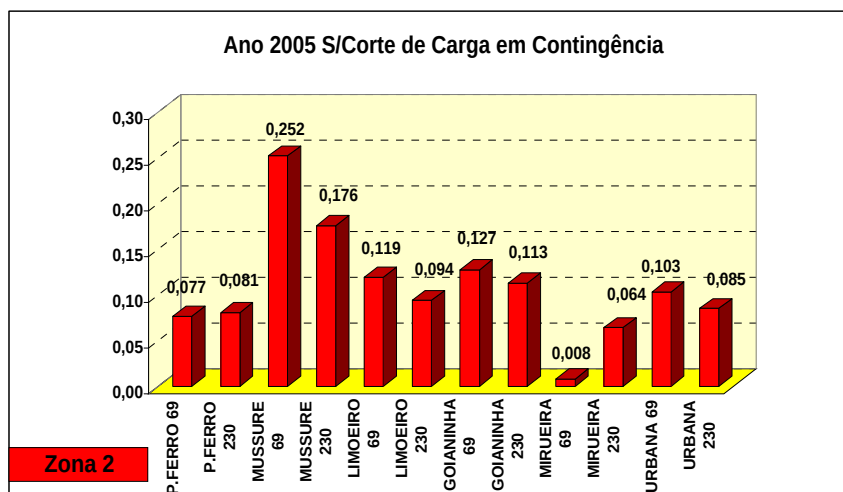


Figura 5.74: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 2

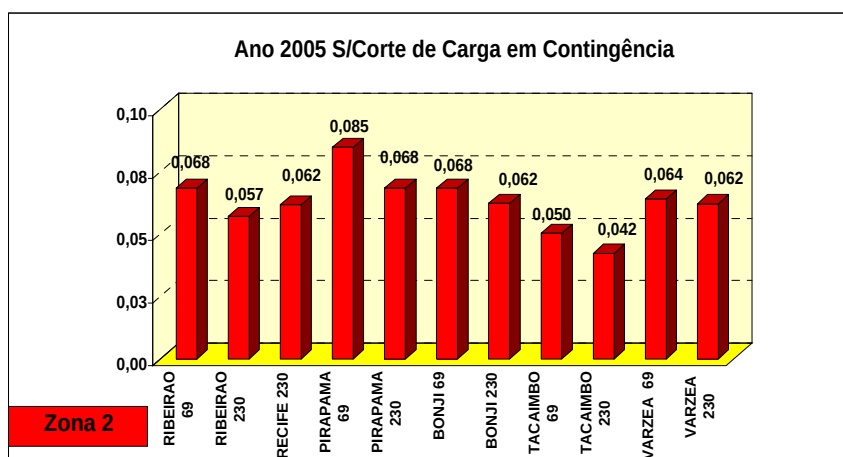


Figura 5.75: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

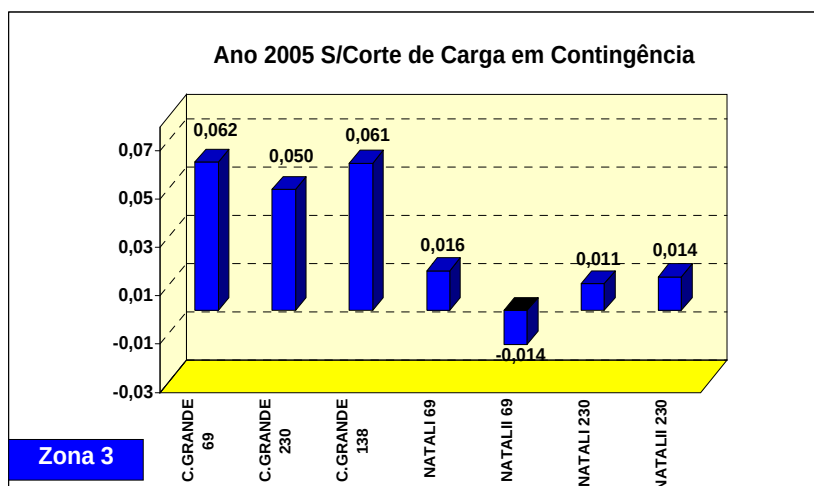


Figura 5.76: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 3

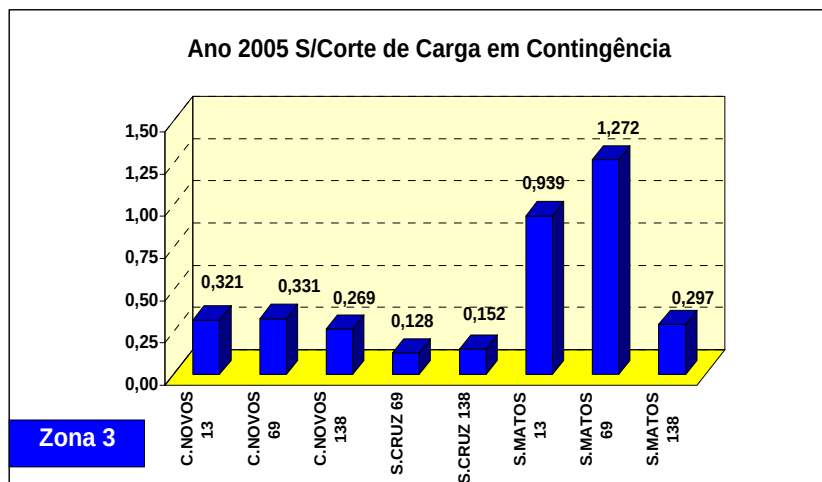


Figura 5.77: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

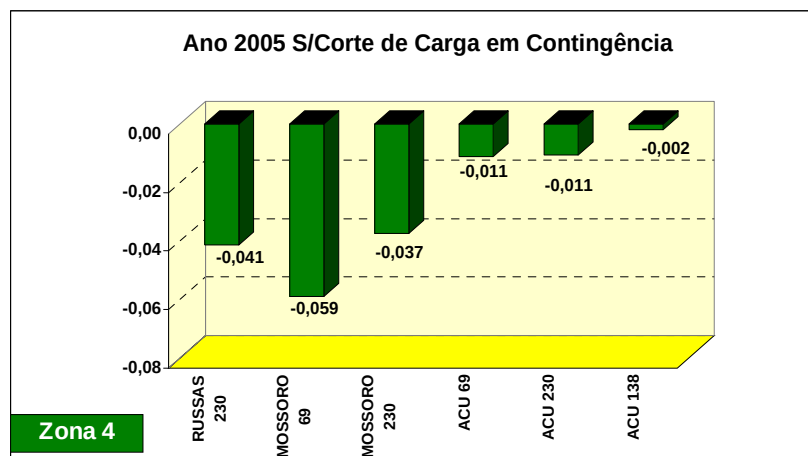


Figura 5.78: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

☒ **Terceiro Estágio:** Objetivo - CE Campina Grande Sem Gerar Reativo

Após a eliminação das ineficiências identificadas no segundo estágio, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando nos barramentos de 69 kV de maiores custos marginais ou próximos a eles, um montante de 63,9 MVar.

As Figuras 5.79 a 5.84, apresentadas a seguir, mostram os desempenhos da configuração do ano 2005, traduzidos em termos de Custos Marginais de Confiabilidade, quando o compensador estático de Campina Grande fica sem gerar reativos capacitivos em condição normal de operação.

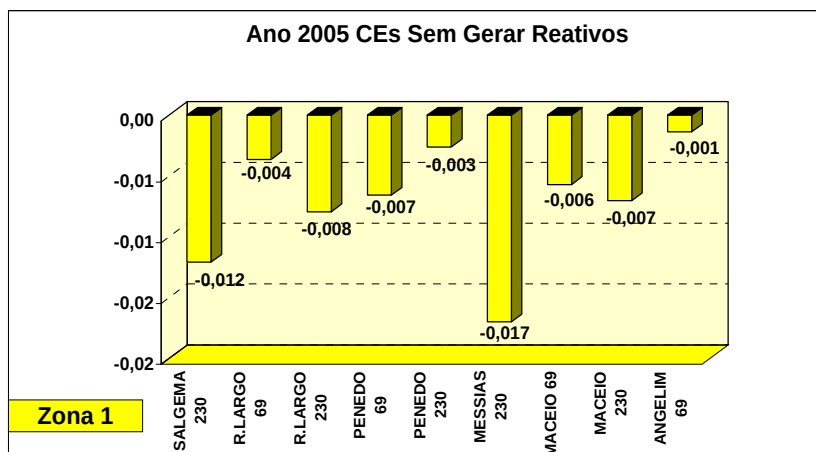


Figura 5.79: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

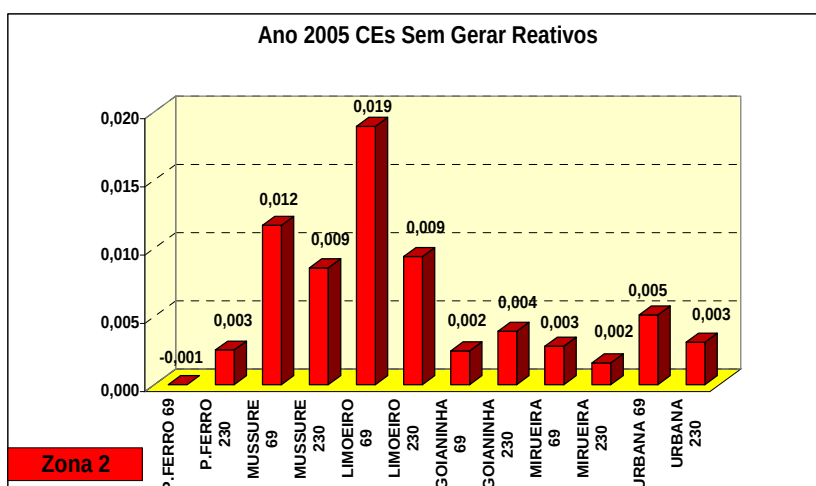


Figura 5.80: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

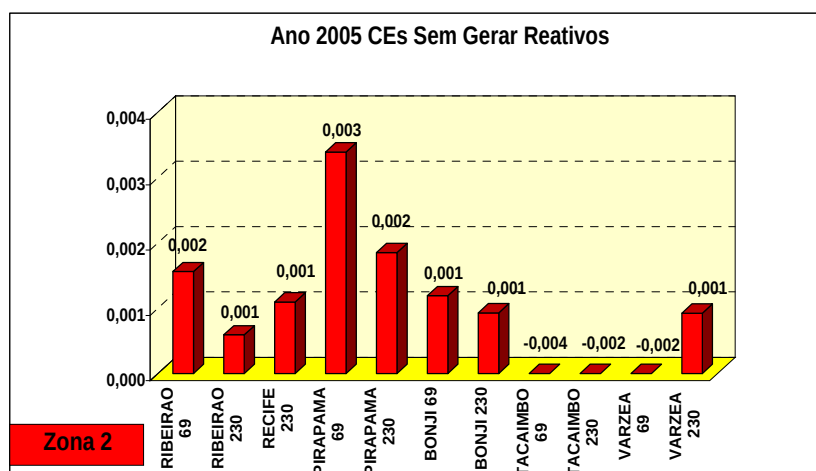


Figura 5.81: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

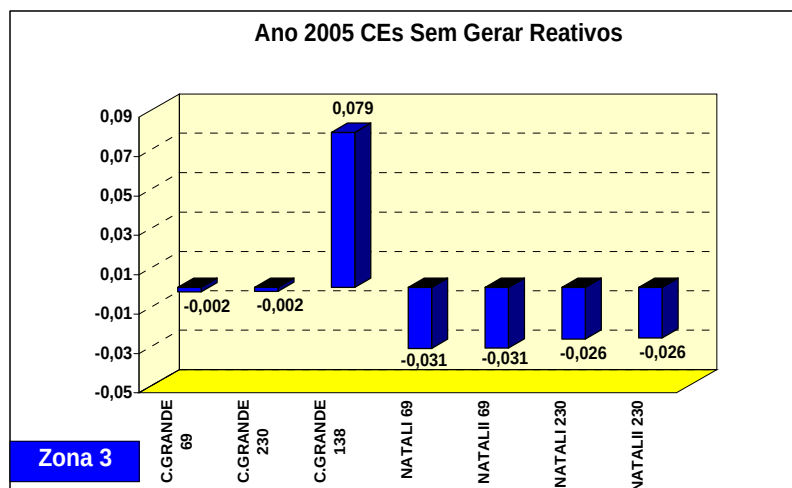


Figura 5.82: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

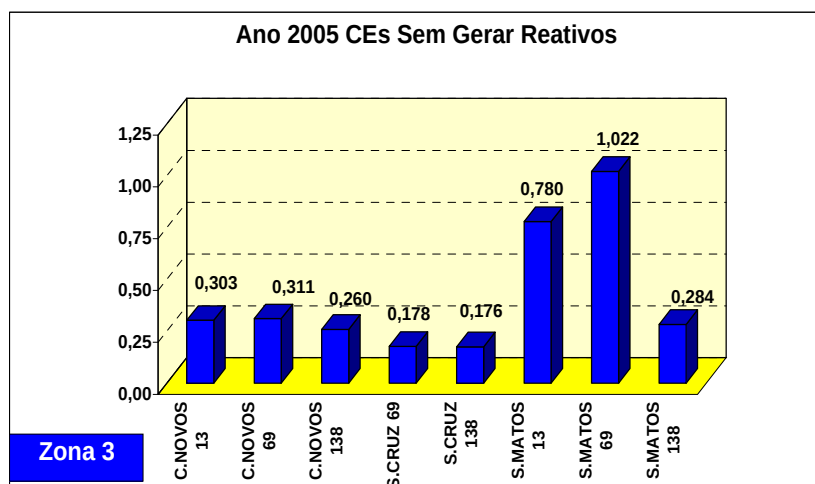


Figura 5.83: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

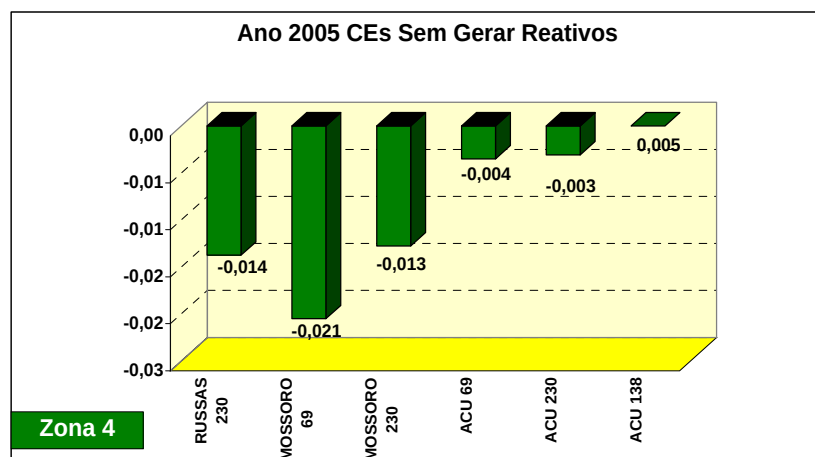


Figura 5.84: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

5.3.3.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano 2005

Como mostra a Figura 5.27, foram adicionados no ano 2005, um total de 462,1 MVar em bancos de capacitores. Deste total, em torno de 18,4% foi adicionado no primeiro estágio, da ordem de 67,7% no segundo e cerca de 13,9% no terceiro. Após a adição deste montante de reativos capacitivos, constatou-se que todas as infactibilidades, traduzidas em termos de violações de tensões, foram eliminadas.

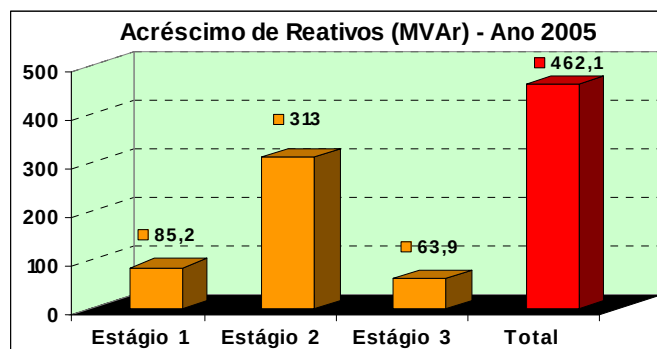


Figura 5.85: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios

A Figura 5.86 apresenta a distribuição dos 462,1 MVar entre os barramentos da rede de transmissão, onde pode-se verificar que as maiores quantidades foram alocadas nos barramentos dos setores de 69 kV e 230 kV da subestação de Campina Grande, seguida dos setores de 230 kV da subestação de Mussurê. Já os setores de 69 kV das subestações de Goianinha, Mirueira, Várzea e Tacaimbó cada um foram contemplados com dois bancos de 21,3 MVar.

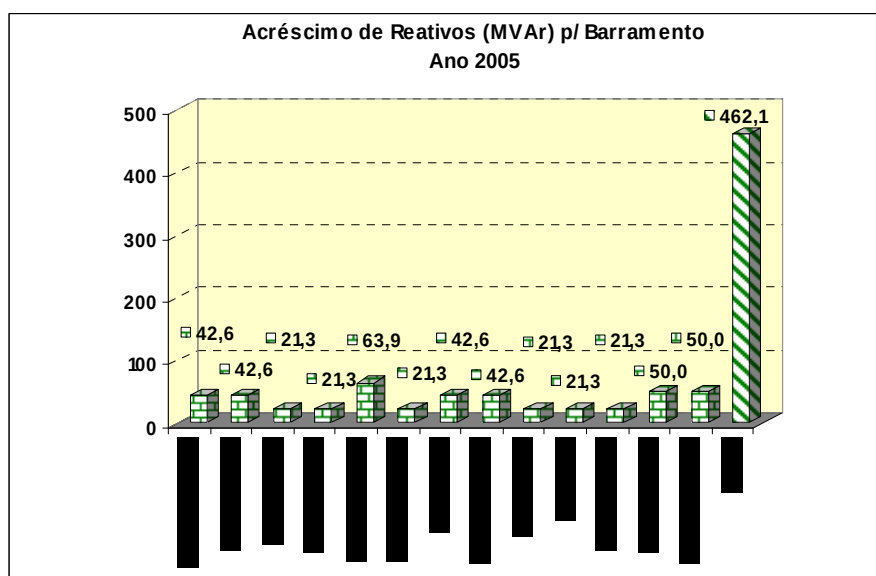


Figura 5.86: Acréscimo de Capacitores nos Barramentos do Ano 2005

5.3.4 Resultados Obtidos Para o Ano Horizonte

Neste item são apresentados os valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos e dos montantes de capacitores implantados na rede de transmissão do ano horizonte de planejamento, estratificados em função das quatro zonas geo-elétricas anteriormente delineadas para a área Leste do sistema de transmissão da Chesf.

5.3.4.1 Custos Marginais de Barramentos do Ano Horizonte

As Figuras 5.87 a 5.92, apresentam os desempenhos da rede de transmissão do ano horizonte de planejamento (2007) traduzidos em termos dos custos marginais de barramentos e magnitudes dos bancos de capacitores necessários para evitar infactibilidades na rede, tanto em condição normal de operação como em regime de contingências.

☒ Ajuste da Configuração dos Reativos do Ano Horizonte

Com os montantes de suportes de reativos definidos para o ano 2005, a configuração da rede de transmissão, no ano horizonte de planejamento, apresenta os Custos Marginais de Confiabilidade indicados nas Figuras 5.87 a 5.92. Neste ano crítico, a atuação do algoritmo de medidas corretivas do modelo computacional NH2 se mostrou eficiente, efetuando cortes de cargas nos barramentos com maiores violações de tensões.

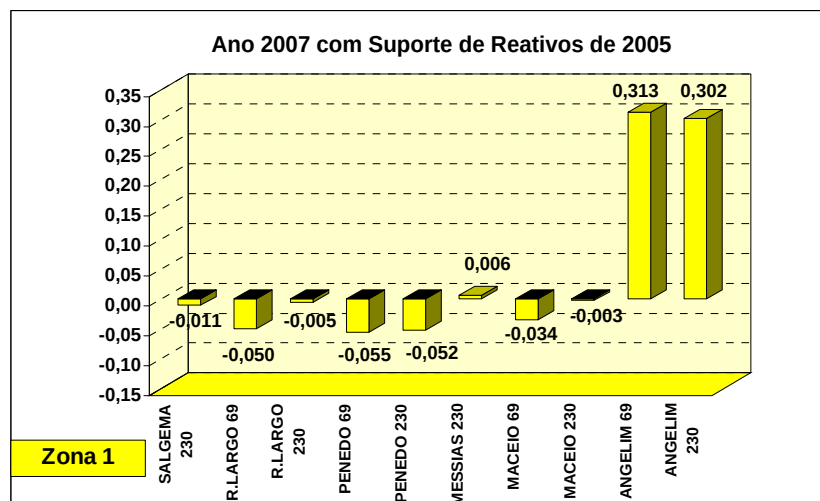


Figura 5.87: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

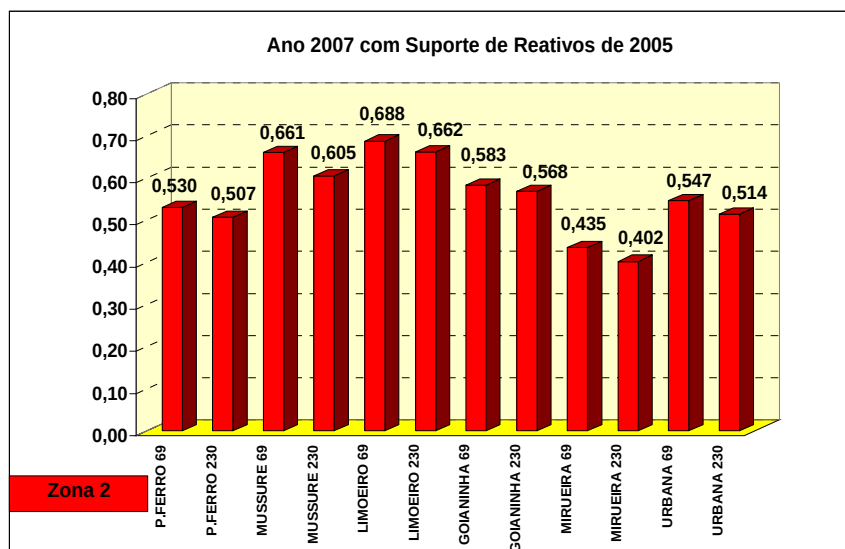


Figura 5.88: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

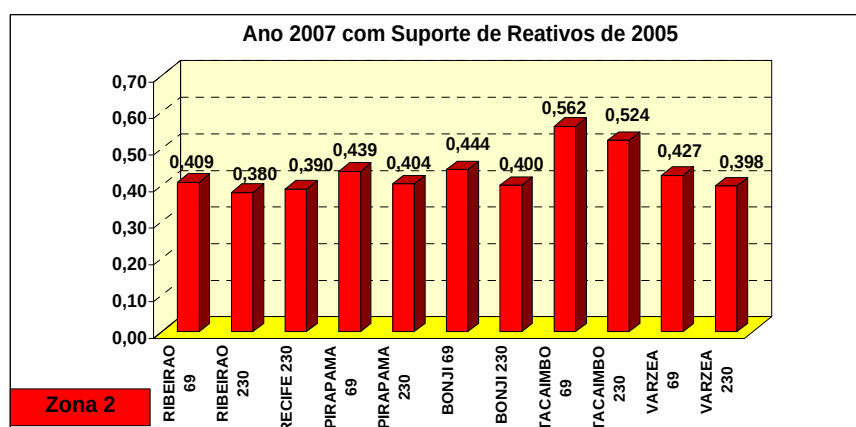


Figura 5.89: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

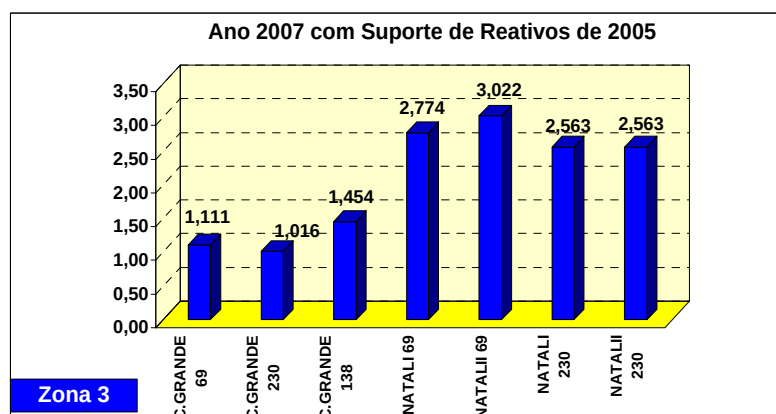


Figura 5.90: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

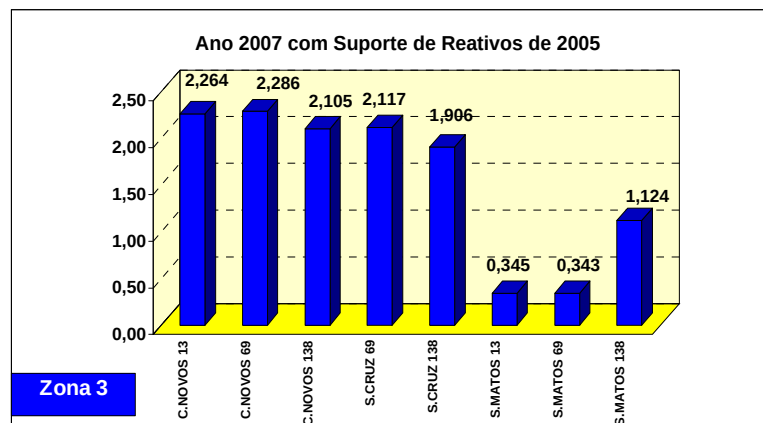


Figura 5.91: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

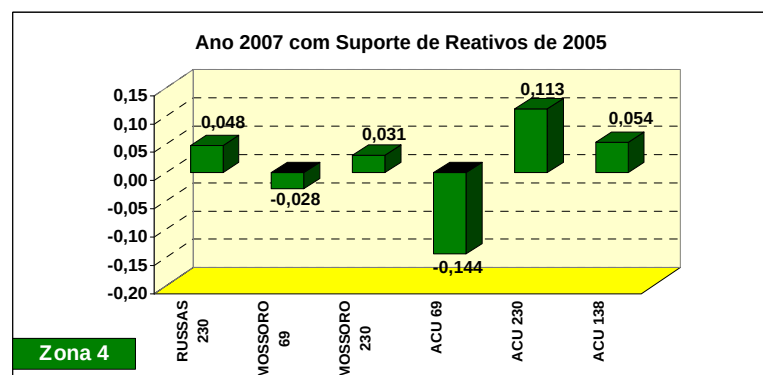


Figura 5.92: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Para eliminar as violações de tensões em condição normal de operação detectadas no caso base, foram adicionados 221,3 MVar em bancos de capacitores, no barramento de Pirapama 69 kV e nos barramentos de 230 kV de Mussurú e Natal. Na Figura 5.93 estão indicados os barramentos das subestações nos quais foi distribuída esta quantidade de suporte de reativos.

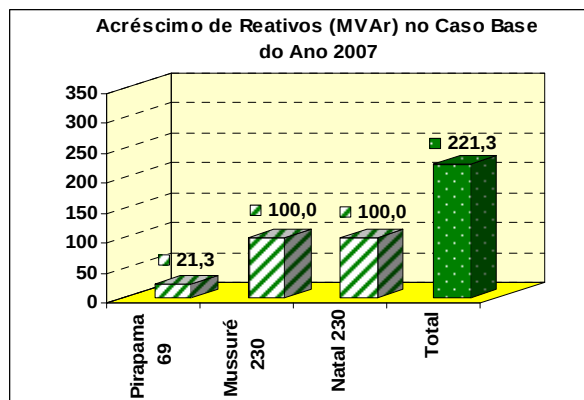


Figura 5.93: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 1º Estágio

☑ **Primeiro Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga no Caso Base

Após a adição dos 221,3 MVar capacitivos, as infactibilidades identificadas no caso base foram totalmente eliminadas, gerando os valores de Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos indicados nas Figuras 5.93 a 5.98.

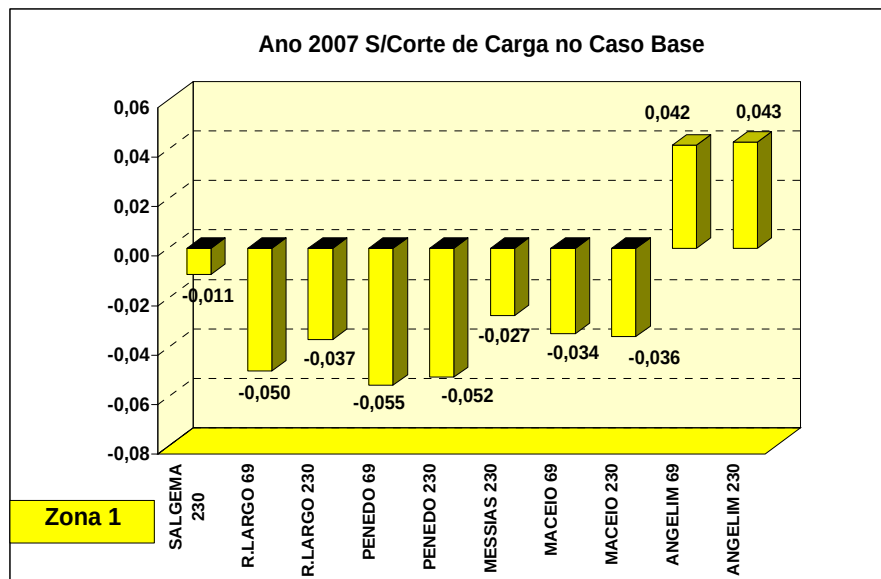


Figura 5.94: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 1

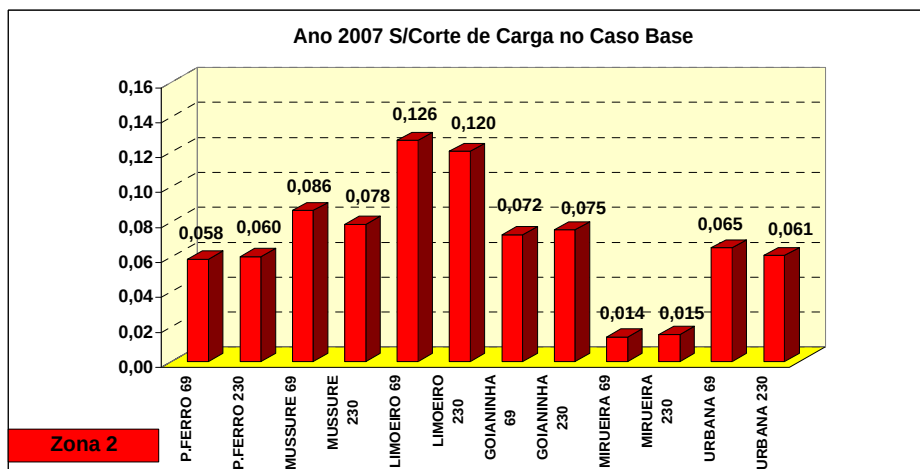


Figura 5.95: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 2

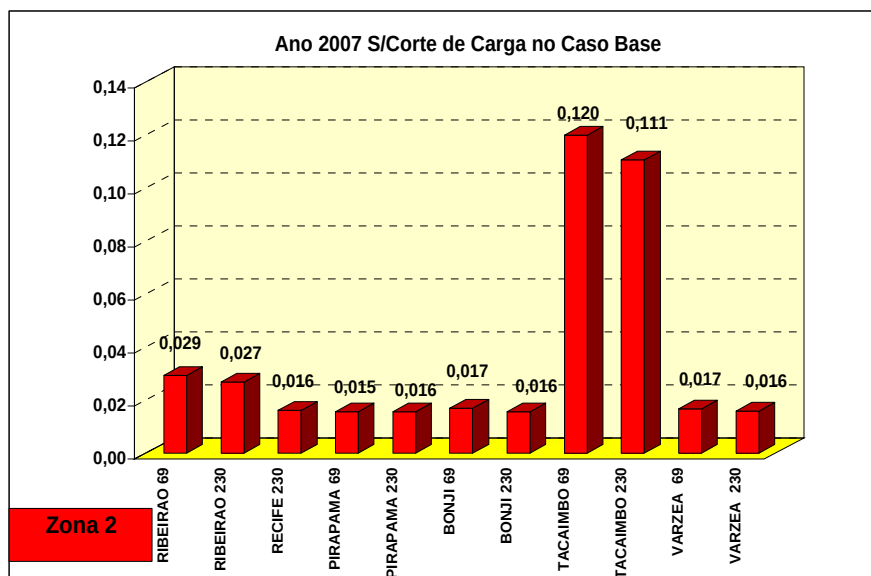


Figura 5.96: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

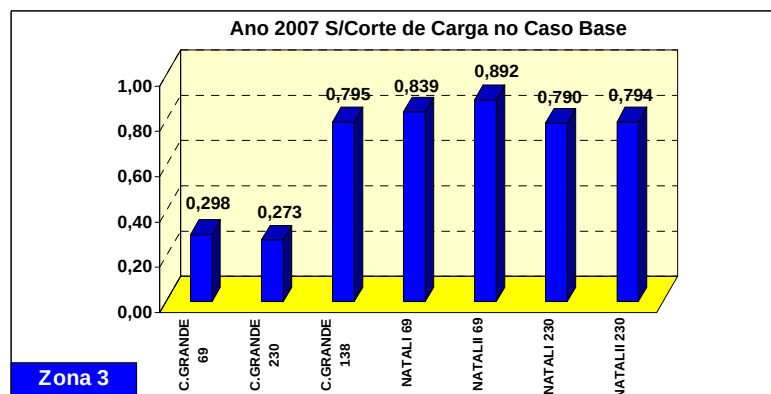


Figura 5.97: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 3

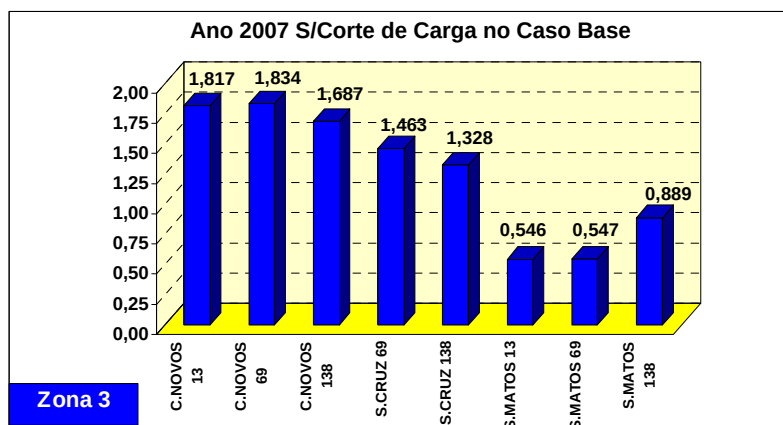


Figura 5.98: Custos Marginais Relativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

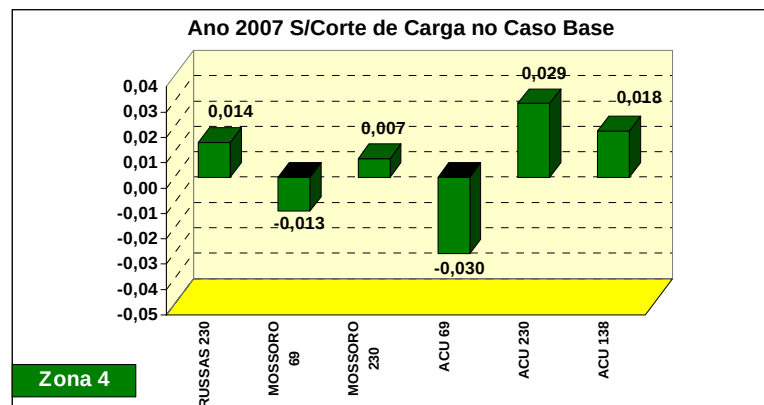


Figura 5.99: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Após a eliminação das ineficiências identificadas no primeiro estágio, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando nos barramentos de 69 kV de maiores custos marginais seis bancos de capacitores de 21,3 MVar, e nos barramentos de 230 kV dois bancos de 50 MVar, totalizando um montante de reativos de 227,8 MVar.

Na Figura 5.99 estão indicados os barramentos dos setores de 69 kV e 230 kV das subestações nos quais foram distribuídos os onze bancos de capacitores definidos pelo subproblema mestre, para eliminar os cortes de cargas em condições de emergências.

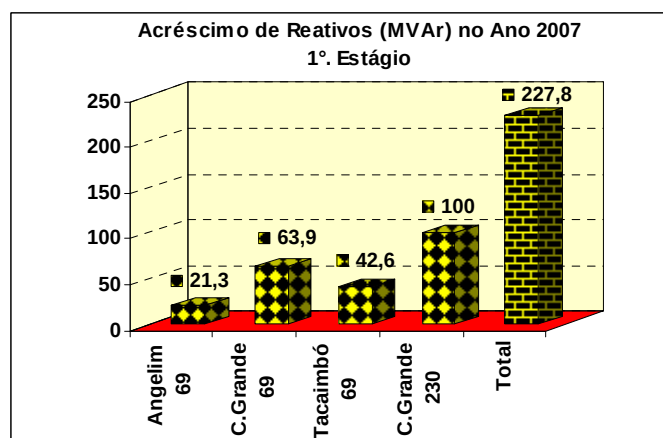


Figura 5.100: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 1º Estágio

☒ **Segundo Estágio:** Objetivo - Eliminar Corte de Carga em Contingências

Figuras 5.73 a 5.78 mostram os novos valores obtidos para os Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos da rede de transmissão, levando em consideração os 227,8 MVar de bancos de capacitores implantados na configuração do ano 2007.

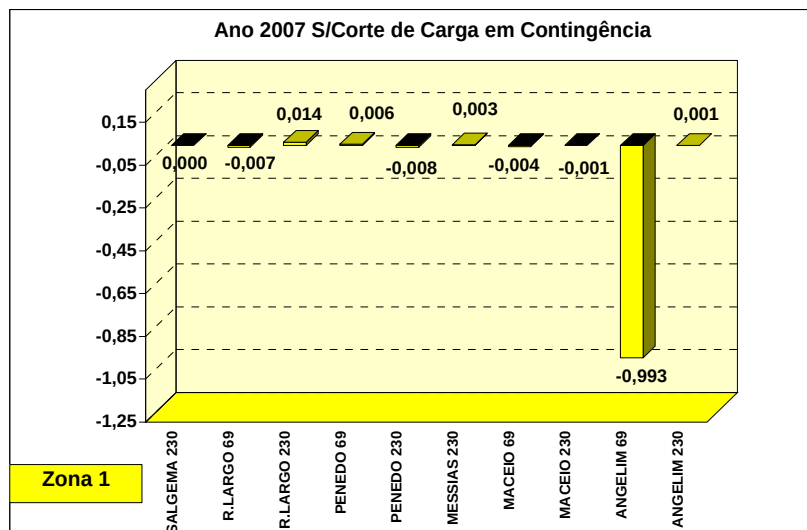


Figura 5.101: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

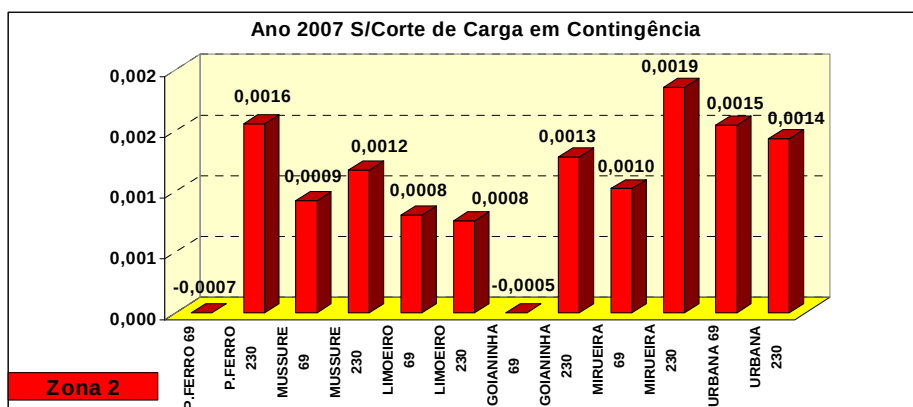


Figura 5.102: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

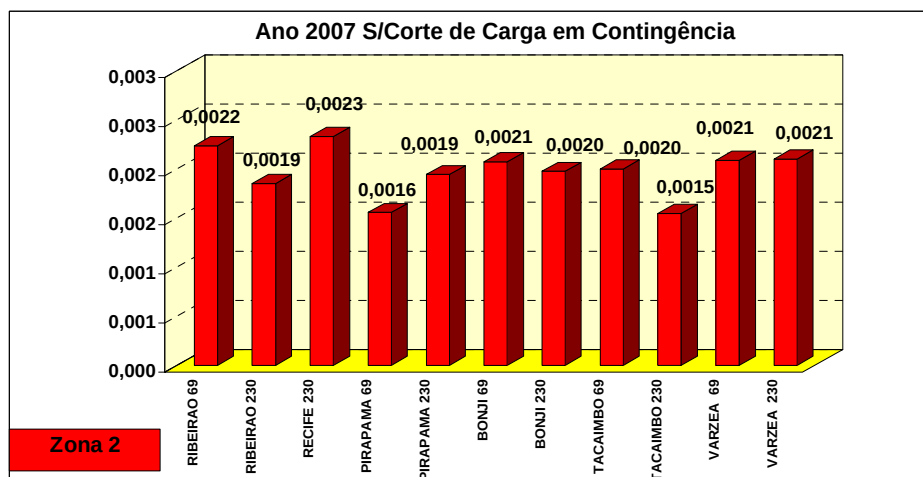


Figura 5.103: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

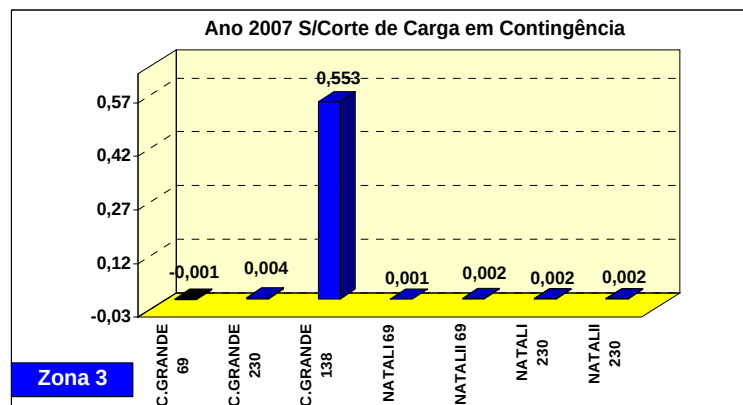


Figura 5.104: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

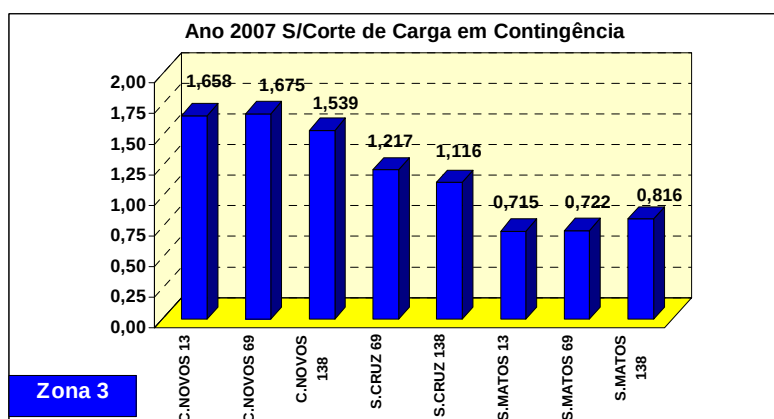


Figura 5.105: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

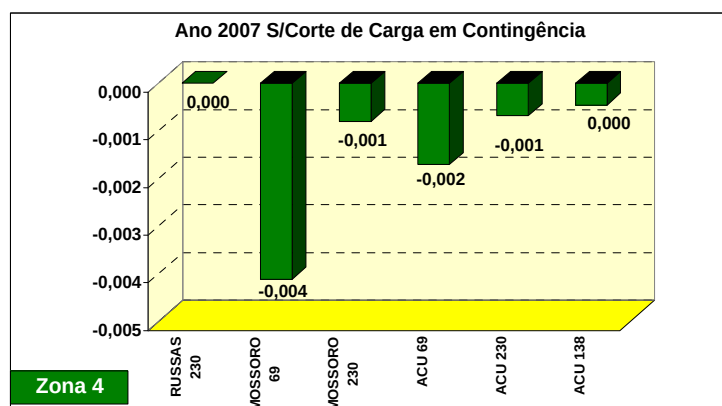


Figura 5.106: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

Após a eliminação das ineficiências identificadas no primeiro estágio, o planejador passou a resolver um novo subproblema de investimentos, adicionando nos barramentos de 69 kV de maiores custos marginais, nove bancos de capacitores de 21,3 MVAR e um banco de 50 MVAR em 230 kV, totalizando um montante de reativos de 241,7 MVAR.

Na Figura 5.72 estão indicados os barramentos dos setores de 69 kV das subestações nos quais foram distribuídos os onze bancos de capacitores definidos pelo subproblema mestre, para eliminar os cortes de cargas em condições de emergências.

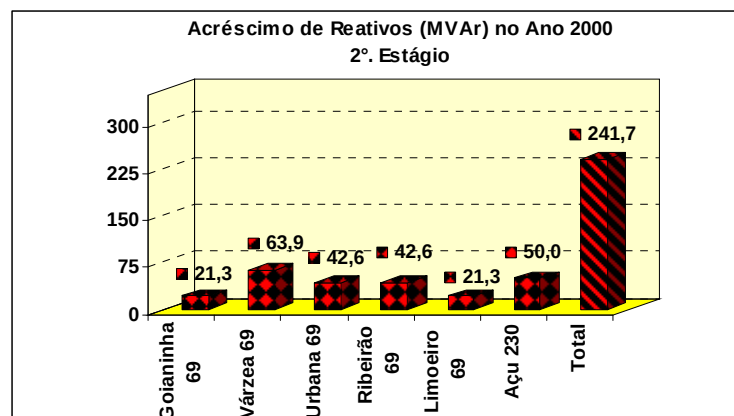


Figura 5.107: Acréscimo de Reativos Capacitivos no 2º Estágio

☒ **Terceiro Estágio:** Objetivo - CE Campina Grande Sem Gerar Reativo

Com este montante adicionado, compensador de Campina Grande fica sem gerar reativos capacitivos em condição normal de operação. Consequentemente, não foi necessário suporte de reativos adicionais. As Figuras 5.79 a 5.84, apresentadas a seguir, mostram os desempenhos da configuração do ano 2005, traduzidos em termos de Custos Marginais de Confiabilidade.

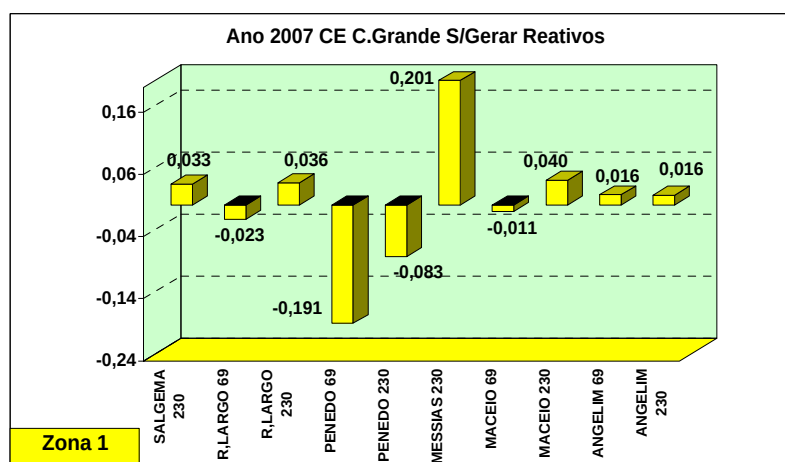


Figura 5.108: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 1

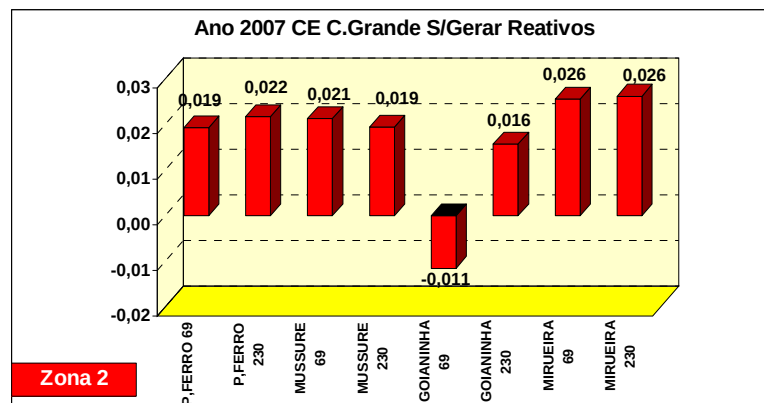


Figura 5.109: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2

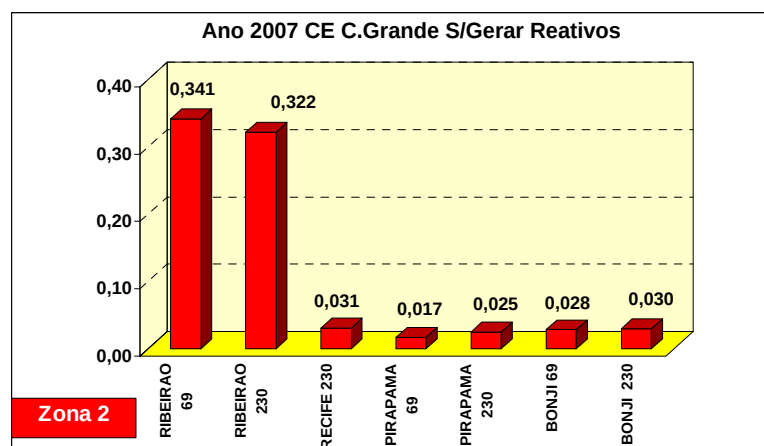


Figura 5.110: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 2 (Cont.)

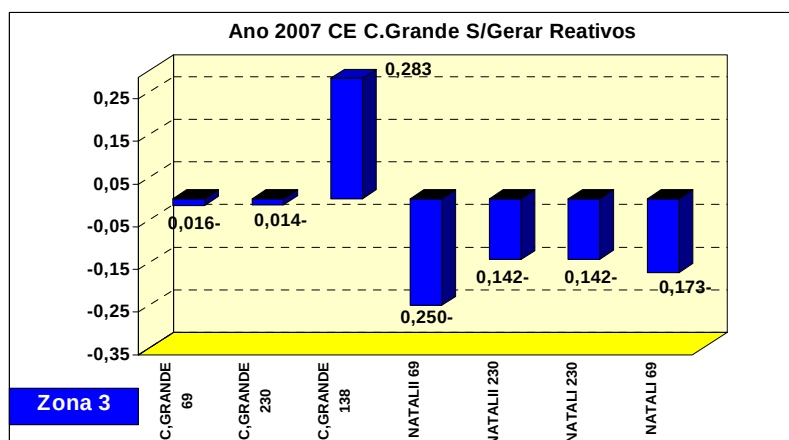


Figura 5.111: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3

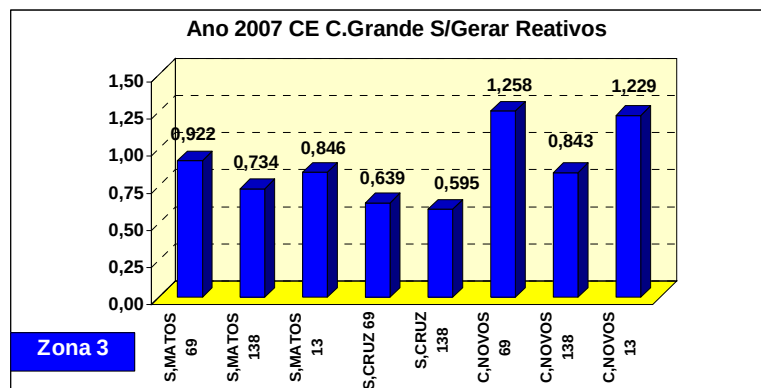


Figura 5.112: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 3 (Cont.)

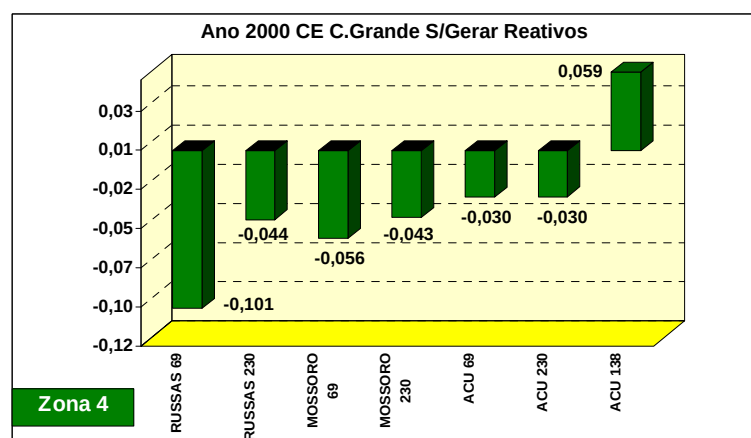


Figura 5.113: Custos Marginais Reativos da Zona Geo-elétrica 4

5.3.4.2 Reativos Capacitivos Adicionados ao Ano 2007

Como pode ser visto na Figura 5.27, foram adicionados no ano 2007, um total de 690,8 MVar em bancos de capacitores. Dest total, em torno de 32,0% foi adicionado no primeiro estágio, da ordem de 33,0% no segundo e cerca de 35,0% no terceiro.

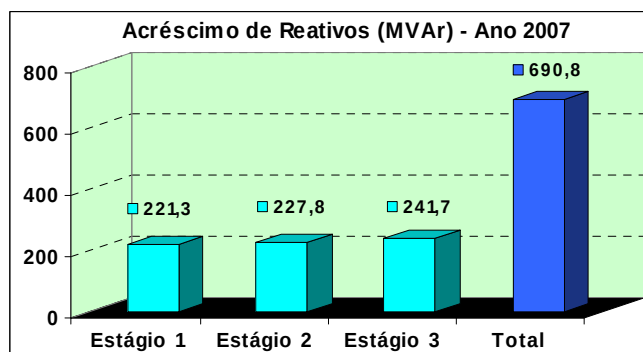


Figura 5.114: Acréscimos de Reativos Capacitivos nos Três Estágios

Na Figura 5.28 é apresentada a distribuição dos 690,8 MVar entre os barramentos da rede de transmissão, onde verifica-se que os maiores valores foram alocados nos barramentos dos setores de 69 kV das subestações de Campina Grande, Mussurú e Tacaimbó respectivamente.

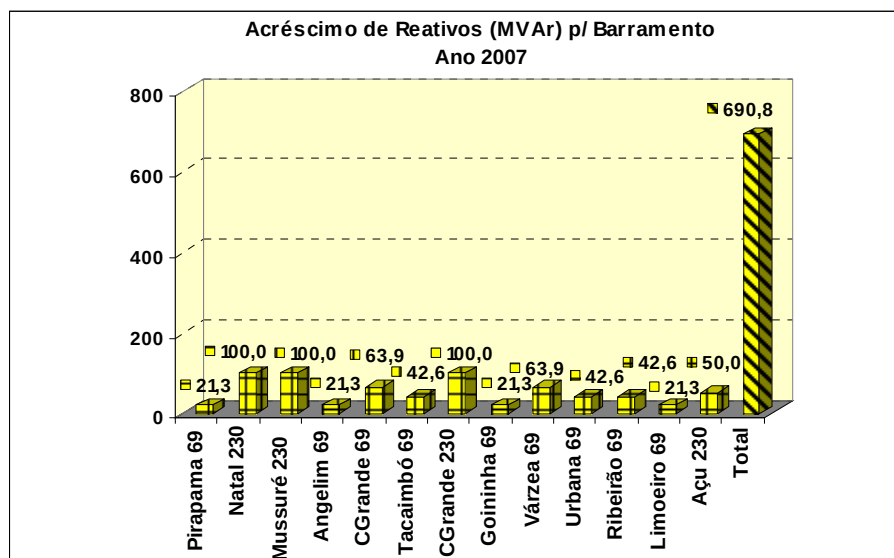


Figura 5.115: Acréscimo de Capacitores nos Barramentos do Ano 2007

5.4 Principais Constatações

A seguir é apresentada uma seguir uma síntese das principais constatações extraídas deste capítulo, dando ênfase aos aspectos relacionados à:

- ❑ Importância e necessidade da participação do planejador na formulação de alternativas de configurações de suportes de reativos em derivação e estabelecimento dos barramentos candidatos a receber os bancos de capacitores;
- ❑ Viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida em redes elétricas complexas e de grande porte, como a área Leste do sistema de transmissão da Chesf estudada;
- ❑ A eficiência dos sinais locais, fornecidos pelos Custos Marginais de Confiabilidade de circuitos e barramentos, resultantes da solução de um problema de minimização de cortes de carga;
- ❑ A eficiência e precisão das informações geradas pelo modelo computacional de avaliação de confiabilidade composta NH2.

☑ Principais Constatações:

- ☐ Este Capítulo apresentou uma metodologia para o planejamento da expansão de reativos em derivação baseada em Custos Marginais de Confiabilidade associados às partes reativas das cargas da rede de transmissão;
- ☐ A abordagem metodológica, da forma como foi concebida, apresenta como vantagem não só a característica de uma ferramenta de apoio ao planejador, a qual já a torna especial, como também dispensa a necessidade de utilizar que um modelo computacional para diagnosticar: a necessidade de suporte de reativos capacitivos e indutivos, selecionar os montantes e tipos de compensação em derivação;
- ☐ A metodologia tem ainda como principal particularidade, a consideração das incertezas oriundas das indisponibilidades dos componentes da rede de transmissão, na formação dos Custos Marginais de Confiabilidade, o que se constitui em um avanço em relação às outras propostas;
- ☐ A metodologia desenvolvida decompõe o problema do planejamento, fazendo uso de uma estratégia de decomposição hierárquica, resultando em dois subproblemas: um de investimentos e outro de operação. Os dois subproblemas foram resolvidos sucessivamente, via o método dos pontos interiores, e interativamente com o auxílio do planejador;
- ☐ A metodologia apresentada mostra como planejar a expansão de suporte de reativos em derivação, utilizando um conjunto de indicadores que agiliza sobremaneira a análise de contingências críticas, incluindo os conceitos de Custos Marginais de Confiabilidade associados às parcelas reativas das cargas dos barramentos;
- ☐ Os sinais locacionais fornecidos pelos Custos Marginais de Confiabilidade associados aos barramentos se mostraram bastante eficientes, auxiliando de forma decisiva o planejador (o mestre da estratégia de decomposição hierárquica) a formular alternativas de configurações de reativos capacitivos, para uma rede de transmissão de grande porte;
- ☐ A viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida e a precisão das informações geradas pelo modelo computacional de avaliação de confiabilidade composta NH2, foi demonstrada através dos resultados alcançados bastantes coerentes com os resultados obtidos;
- ☐ Os capacitores adicionados à rede de transmissão para atendimento ao critério de confiabilidade determinístico "N-1" com o menor custo possível, para o período decenal de análise, se mostraram bastantes aderentes à curva de carga e ao crescimento do mercado de energia previsto para a área Leste;

- ❑ Os Custos Marginais de Confiabilidade associados às parcelas reativas da carga, resultantes de perturbações no lado esquerdo da equação da restrição de igualdade se mostraram aderentes ao problema do PER, pois eles apontaram, corretamente, os barramentos mais afetados pelas contingências nos circuitos de 230 e 500 kV;
- ❑ O uso dos Custos Marginais de Confiabilidade fornecidos pelo modelo NH2, juntamente com a intervenção do planejador, resultou em uma ferramenta de análise e formulação de alternativas de configurações evolutivas, bastante valiosa.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ⑥

Metodologia de Planejamento da Reserva de Capacidade de Transmissão Baseada em Custo Incremental de Confiabilidade

6.1 Introdução

Conforme bastante discutido no Capítulo 4, os Custos Marginais de Confiabilidade foram utilizados para formular alternativas de configurações evolutivas e definir a seqüência de adições de menor custo segundo o critério de confiabilidade de "N-1" componentes. Entretanto, existe uma unanimidade de que este critério de dimensionamento rotula como idênticas as AETs com desempenhos distintos sob o ponto de vista de confiabilidade. A imperfeição deste critério decorre do simples fato de que o seu desempenho é aferido por uma relação de causa e não de efeito, o que seria mais adequado.

Vale lembrar que, o critério determinístico "N-1" foi concebido para limitar os níveis de risco das configurações evolutivas a valores "aceitáveis". Entretanto, o nível de risco implícito no critério de dimensionamento depende fortemente da topologia da rede, o que leva a heterogeneidade do nível de risco associado à aplicação deste critério de confiabilidade, às diferentes partes do sistema de potência.

Apesar de poder fazer uma análise qualitativa do desempenho técnico das alternativas de configurações evolutivas, identificando qual delas é a mais robusta, não permite avaliar quantitativamente os seus

níveis de confiabilidade. Surge então o problema de se comparar alternativas heterogêneas, sob o ponto de vista da qualidade de serviço, ou seja, com níveis de confiabilidade diferenciados.

Concluindo, podemos afirmar que estes critérios de dimensionamentos pré-fixados, embora apresentem simplicidade de aplicação e facilidade de interpretação, podem, em muitas situações, levar à certas situações indesejáveis, como, por exemplo [B_00]:

- ❑ Excessos de redundâncias e sobredimensionamentos na rede de transmissão. Este aspecto conduz a períodos de tempos onde se verifica excesso de Reserva de Capacidade de Transmissão - RCT_t^{N-1} e conseqüentemente, elevadas ociosidades temporárias na rede de transmissão. A Figura 6.1 ilustra o efeito do critério de confiabilidade de "N-1" componentes da rede. Nesta figura, cada degrau corresponde a uma ou mais adições de circuitos, onde o tamanho do degrau representa uma capacidade adicionada à rede de transmissão ao longo do período de análise;
- ❑ Investimentos onerosos, socialmente e empresarialmente ineficientes, causados pela implantação desnecessária de redundâncias e sobredimensionamentos na rede de transmissão;
- ❑ Tarifas de uso da rede de transmissão e de energia para as diversas classes consumidoras mais elevadas. Este aspecto vai de encontro com um dos objetivos da reestruturação do setor elétrico, que é à busca de modicidade nas tarifas.

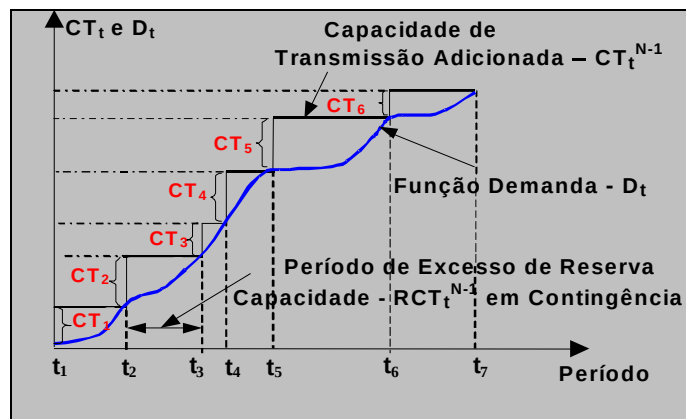


Figura 6.1: Ilustração Gráfica da Variação da Reserva em Função do Tempo

Observa-se nesta figura que, enquanto a função da Demanda de energia - D_t , não linear no tempo, aumenta de forma contínua e gradual, a função Capacidade de Transmissão - CT_t^{N-1} , linear no tempo, aumenta em degraus ao longo do período. Considerando que as adições dos circuitos são realizadas de forma intermitente. Ou seja, que são definidas em função do nível de confiabilidade estabelecido a priori, o nível de Reserva de Capacidade de Transmissão e em conseqüência a confiabilidade da rede de transmissão

resultante é função, não só de definir o Quanto e Onde adicionar novos circuitos, mas também de Quando instalar, ou seja, é função do parâmetro tempo - t .

Os fatos acima discutidos se constituem em fortes argumentos para que se otimize os níveis de confiabilidade das configurações evolutivas e, conseqüentemente, a seqüência de adições de circuitos previstos para este sistema de referência superior.

Conforme discutido no Capítulo 1, determinar Quando investir na rede de transmissão, ou seja, estabelecer a seqüência ótima de adições de circuitos ao longo do período de planejamento passa necessariamente pela otimização simultânea dos níveis de investimentos e de confiabilidade de atendimento às diversas classes de consumidores.

Entretanto, sabe-se que estes dois objetivos conflitantes estão fortemente relacionados com a quantidade - q de capacidade de transmissão a ser adicionada à rede de transmissão e a época de implantação - t das adições, de forma a atender ao crescimento da demanda de energia prevista [BM_02]. A título de ilustração a Tabela 6.1 mostra os efeitos nos Custos de Investimento - CINV, Custos de Potências de Perdas Ativas - CPPA e Custos de Expectativa de Energia Não Suprida - CENS, diante de variações crescentes ou decrescentes nos parâmetros " q " e " t ".

Tabela 6.1: Variações das Parcelas de Custos de CINV, CPPA e CENS

Época - t e Quantidade de Reforços- q	Parcelas de Custos Equivalentes de Investimentos, de Perdas e de EENS		
q e/ou t ↑	CINV ↑	CPPA ↑	CENS ↓
q e/ou t ↓	CINV ↓	CPPA ↓	CENS ↑

Estas variações significam que um incremento na quantidade de adições tem o efeito de aumentar a capacidade de transporte da rede e, conseqüentemente, a Reserva de Capacidade de Transmissão, resultando em custo de investimento e perda ativa mais elevada. Entretanto, uma rede com maior capacidade de transporte implica em menor corte de carga, e conseqüentemente, menor CENS.

Ademais, o adiamento da data de adição de um ou combinações de circuitos implica em menor capacidade de transporte da rede, e conseqüentemente, menor nível de Reserva de Capacidade de Transmissão, resultando em custo de investimento e de perda ativa menor. Entretanto, a redução na capacidade de transmissão resulta em maior corte de carga (maior parcela de custo de EENS).

Em síntese, o estabelecimento da sequência ótima de adições se apresenta como um problema combinatório de grande escala, cuja solução deve envolver a busca de um ponto ótimo de equilíbrio entre os dois requisitos conflitantes (níveis de reserva de capacidade de transmissão e de confiabilidade).

Este capítulo tem como principal objetivo estender os conceitos da metodologia de otimização da expansão da transmissão apresentada em [B_00] e [BMS_04b] para definição da sequência ótima de adições mediante a análise de Trade-off Custo Total x Custo Incremental de Confiabilidade (Custo Equivalente de Interrupção do Sistema) [BMS_02a] e Custo Total x Tarifa de Confiabilidade [BMS_02b].

Ademais, demonstra, através de um estudo de caso, que as sequências ótimas obtidas via estes critérios de dimensionamento são idênticas. Finalmente, é feita uma análise comparativa com os critérios baseados em critérios de confiabilidade determinísticos (N-1 e N-0).

6.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta

Em linhas gerais, a metodologia proposta (conjunto de modelos matemáticos) para estabelecimento da sequência ótima de adições de circuitos, tomando como referência o sistema dimensionado para atender a um determinado critério de confiabilidade determinístico (p. ex: "N-2", "N-1", et c.), exige a realização de cinco tarefas, as quais estão centradas nos modelos ilustrados na Figura 6.2.

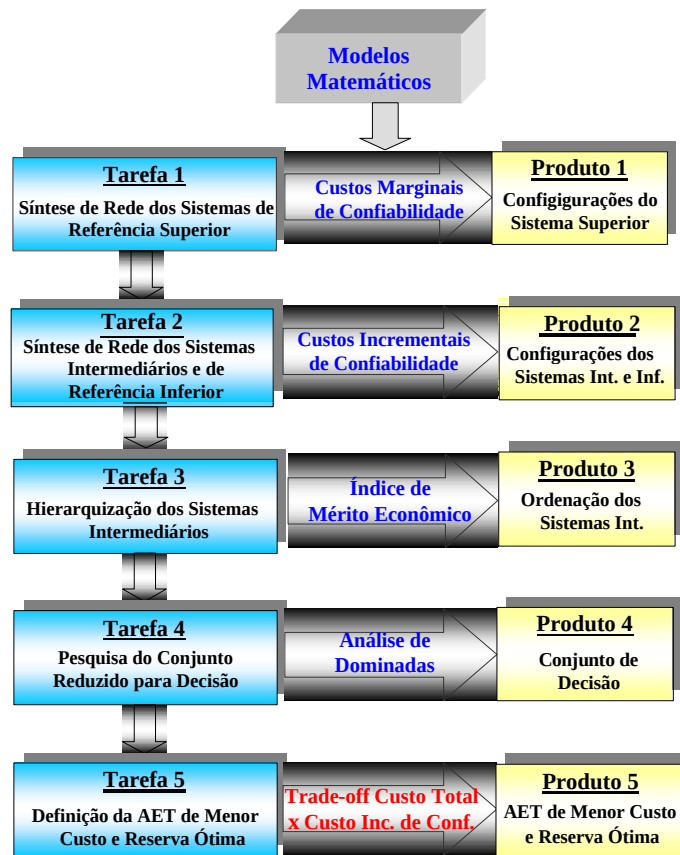


Figura 6.2: Tarefas e Modelos Matemáticos Propostas para Obtenção da Reserva Ótima

☑ **Tarefa 1 – Síntese de Redes do Sistema de Referência Superior**

Esta tarefa tem como principal objetivo definir a sequência de adições de menor custo segundo um critério de confiabilidade pré-estabelecido (p. ex: critério de "N-2" ou "N-1" componentes). Para a realização desta tarefa propõe-se a utilização dos modelos de Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos descritos no Capítulo 4.

Como resultado da execução desta tarefa, emerge o sistema de referência superior - S_t^{RS} , traduzido em termos de:

- ☐ Anos em que são realizadas as adições dos circuitos (linhas de transmissão e acréscimos nas capacidades de transformação das principais subestações);
- ☐ Custos de investimentos e potências de perdas ativas, associados às configurações evolutivas.

☑ **Tarefa 2 – Síntese de Redes dos Sistemas Intermediários**

O segundo passo para aplicação da metodologia, consiste em efetuar postergações das adições dos reforços previstos nas configurações do sistema de referência superior - S_t^{RS} de modo a obter as configurações intermediárias tecnicamente viáveis. Para as configurações evolutivas dos sistemas intermediários - S_t^{RI} , que operem em condições normais sem restrições de tensão e carregamentos, obtêm-se os custos dos investimentos, de potências de perdas ativas e dos custos de interrupções.

Este processo se repete até que se obtenham as configurações mínimas, as quais não atendem os critérios de contingência simples, porém operam em condições normais sem violações dos limites de tensões e de carregamentos. Evolui-se a análise até que se tenha chegado a última adição de circuito do sistema de referência inferior - S_t^{RI} , repetindo-se os passos anteriores.

A Figura 6.3 apresenta de modo esquemático e simplificado, a sequência das análises acima descritas para obtenção dos sistemas intermediários - S_t^I e de referência inferior - S_t^{RI} .

O número de anos que uma ou mais adições de reforços de transmissão previstos para o sistema de referência superior - S_t^{RS} podem ser adiados, é obtido através de um critério de comparação entre a redução do custo de investimento, resultante do adiamento, e o custo incremental das EENS decorrentes das postergações, conforme será visto de forma detalhada mais adiante.

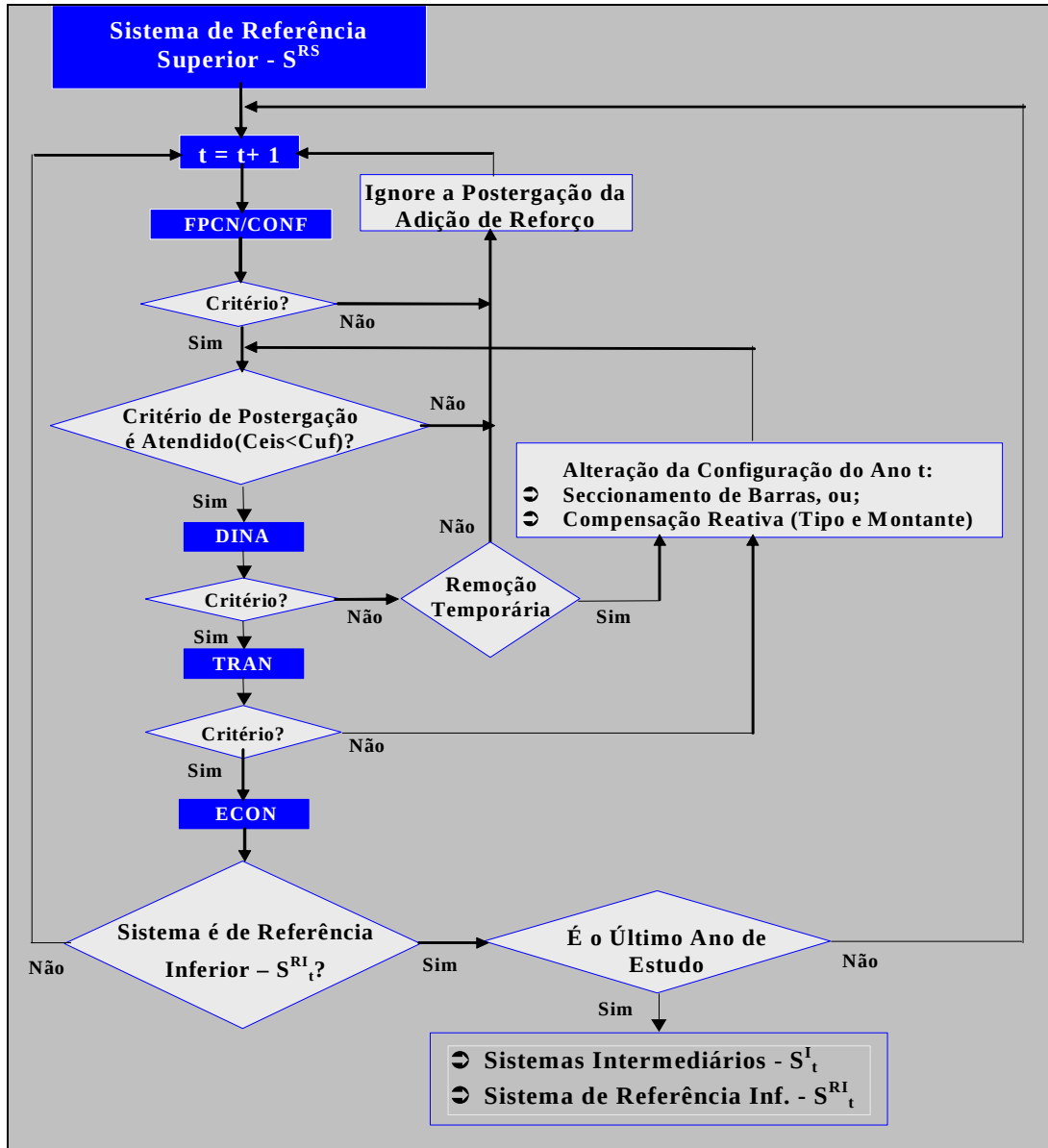


Figura 6.3: Tarefas Necessárias para Obtenção dos Sistemas Intermediários - S_t^I e Inferior - S_t^{RI}

Naturalmente, com a filosofia de postergação espera-se que seja gerado um conjunto numeroso de configurações evolutivas juntamente com os custos incorridos pelas concessionárias CIP_t^I e CIP_t^{RI} (custos de investimentos mais perdas ativas), os custos incorridos pelos consumidores $CENS_t^I$ e $CENS_t^{RI}$, os quais são decorrentes das EENS inerentes às configurações evolutivas, e os respectivos índices de confiabilidade. Por sua vez, para evitar esta explosão combinatorial é introduzido o Critério de Parada de Postergação, o qual foi descrito com detalhes no Capítulo 1, seção 1.1.3.

☑ Tarefa 3 - Hierarquização dos Sistemas de Intermediários

Esta tarefa consiste em realizar a síntese dos sistemas intermediários - S_{eq}^I , resultantes do processo combinatorial, requer análises adicionais no sentido de obter a sequência ótima de adições de circuitos. As análises propostas são:

- ☐ Análise CONF - Análise de Confiabilidade (inclui a análise de FPCE);
- ☐ Análise RACE - Análise de Redução da Árvore de Configurações Evolutivas;
- ☐ Análise HIER - Análise de Hierarquização de AET Heterogêneas;
- ☐ Análise DOMI - Análise Dominância.

A Figura 6.4 ilustra de forma esquemática e de maneira simplificada o inter-relacionamento da análise CONF com as outras três.

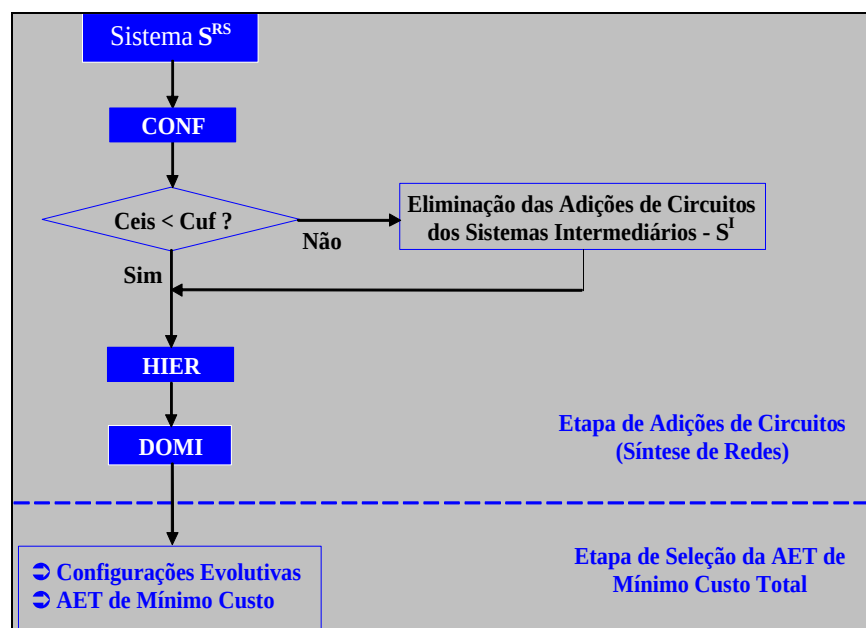


Figura 6.4: para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante a ABTI

A análise de Redução da Árvore de Configurações Evolutivas - RACE tem como objetivo eliminar as alternativas de configurações evolutivas menos atrativas, sob a ótica de custo incremental de confiabilidade, as quais são geradas pelo processo combinatorial decorrente das diversas possibilidades de adições de circuitos. A redução desta árvore é alcançada através da aplicação do Critério de Parada de Postergação, descrito no Capítulo 1, seção 1.1.3, o qual faz uso do Custo Equivalente de Interrupção do Sistema - Ceis como mecanismo de redução.

Já a análise de Dominância - DOMI tem como objetivo eliminar, dentre as alternativas de configu-

rações evolutivas que passaram pelo crivo do Critério de Parada de Postergação, àquelas que são dominadas por outras de melhores desempenhos em termos de custos incrementais de confiabilidade. Ou seja, descartar as alternativas de configurações evolutivas técnica e economicamente inferiores (soluções dominadas), segundo um critério baseado no conceito de Dominância da Teoria da Decisão [KR_93].

Como neste ponto já são conhecidos os “k” valores dos Indicadores de Mérito Econômico - IME_{eq}^1 , IME_{eq}^2 , IME_{eq}^i , ..., IME_{eq}^k associados aos sistemas s_{eq}^1 , s_{eq}^2 , s_{eq}^i , ..., s_{eq}^k , que passaram pelo crivo do Critério de Parada de Postergação e do Critério de Hierarquização, o conceito de dominância, no sentido de Pareto, estabelece que:

- Caso das alternativas de configurações evolutivas sejam estritamente dominadas:

Neste caso a relação de preferência dos índices $IME_{eq}^{\Gamma} > IME_{eq}^{a-e}$ deve ser atendida, para todo $\{\Gamma\} \in \{a-e\}$, onde o conjunto Γ é composto das AETs localizadas na curva de trade-off $CTOT_{eq}^{a-e} \times EENS_{eq}^{a-e}$;

- Caso de algumas alternativas de configurações evolutivas sejam fracamente dominadas

- Neste caso a relação de preferência $IME_{eq}^{\Gamma} \geq IME_{eq}^{a-e}$ deve ser atendida, para alguns valores pertencentes ao conjunto $\{a-e\}$.

A Figura 6.5 ilustra o conceito de alternativas de configurações evolutivas dominadas, no sentido de Pareto, indicando a direção do aumento da preferência pelas alternativas mais eficientes.

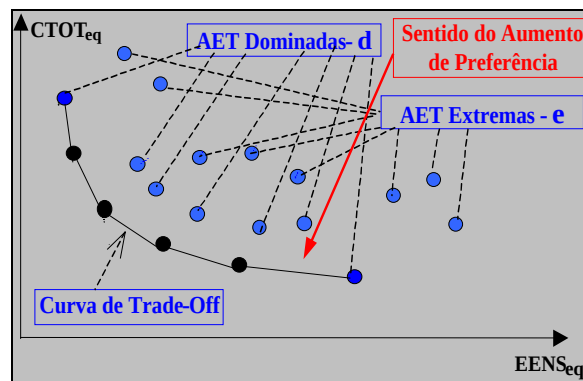


Figura 6.5: Análises Ilustração Gráfica de AETs Dominadas

Diante desta regra de pré-seleção das alternativas mais eficientes, o pressuposto básico para que determinadas alternativas sejam consideradas ineficientes consiste em eliminar as configurações evolutivas com valores de IME_{eq}^{a-e} que atendam as relações acima estabelecidas.

Com esta interpretação, o Indicador de Mérito Econômico IME_{eq}^{a-e} , além de se constituir em um mecanismo adequado e eficiente para comparação e hierarquização de alternativas de configurações evolutivas com características heterogêneas, tem a capacidade de identificar as alternativas dominadas.

☑ **Tarefa 4 – Determinação do Conjunto de Decisão**

Esta tarefa tem como objetivo determinar o Conjunto de Decisão formado pelas Alternativas Pareto-ótimas - I^* , as quais representam as configurações evolutivas pertencentes ao conjunto $\{I^*\} = \{e-d\}$ que resulta após a eliminação das alternativas extremas e dominadas. Ou seja, é composto pelas configurações evolutivas não dominadas e de maiores valores de $IME_{eq}^{I^*}$. Salienta-se que as alternativas de configurações evolutivas pertencentes ao conjunto $\{I^*\}$, definidas desta maneira, se situam sobre a curva de Fronteira de Eficiência Econômica (ver Figura 1.6 apresentada no Capítulo 1).

☑ **Tarefa 5 – Definição da Seqüência Ótima de Adições**

Diferentemente da abordagem descrita no Capítulo 1, e com maior detalhe em [B_00], que procura definir a seqüência ótima de adições de circuitos em função das EENS verificadas ao longo do horizonte de estudo, dois modelos de otimização são utilizados para definir a seqüência ótima de adições, os quais têm como restrições: o Custo Incremental de Confiabilidade do Sistema - Cics (ou Custo Equivalente de Interrupção do Sistema - Ceis) ou a Tarifa de Confiabilidade da Rede de Transmissão - Tcrt.

☐ **Trade- off Custo Total x Custo Incremental de Confiabilidade do Sistema**

Neste contexto, a seqüência ótima de adições passa a ser obtida através da solução do seguinte problema de minimização:

$$\text{Min}_{I^*} \text{CTOT}_{eq}^{I^*} = \text{Min}_{I^*} [\text{CINV}_{eq}^{I^*} + \text{CPPA}_{eq}^{I^*} + \text{CENS}_{eq}^{I^*}]$$

(6.1a)

Sujeito a:

$$g_t^{I^*}(x, y) = 0$$

(6.1b)

$$h_t^{I^*}(x, y) \leq 0$$

(6.1c)

$$\underline{x}_t^{I^*} \leq x_t^{I^*} \leq \overline{x}_t^{I^*}$$

(6.1d)

$$\text{IME}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{IME}_{\text{eq}}^{I^*}$$

(6.1e)

$$\text{Ceis}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{Ceis}_{\text{eq}(\text{max})}^{I^*}$$

(6.1f)

Onde;

x - vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear;

y - vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear;

g - vetor de restrições de igualdades;

h - vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores e superiores das variáveis y;

 $\underline{x}$ e $\overline{x}$ - limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle.

□ Trade- off Custo Total x Tarifa de Confiabilidade da Rede de Transmissão

Com esta regra de decisão, a sequência ótima de adições passa a ser obtida através da solução do seguinte problema de minimização:

$$\text{Min}_{I^*} \text{CTOT}_{\text{eq}}^{I^*} = \text{Min}_{I^*} [\text{CINV}_{\text{eq}}^{I^*} + \text{CPPA}_{\text{eq}}^{I^*} + \text{CENS}_{\text{eq}}^{I^*}]$$

(6.2a)

Sujeito a:

$$g_t^{I^*}(x, y) = 0 \quad (6.2b)$$

$$h_t^{I^*}(x, y) \leq 0 \quad (6.2c)$$

$$\underline{x}_t^{I^*} \leq x_t^{I^*} \leq \overline{x}_t^{I^*} \quad (6.2d)$$

$$\text{IME}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{IME}_{\text{eq}(\text{max})}^{I^*} \quad (6.2e)$$

$$\text{Trct}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{Trct}_{\text{eq}(\text{min})}^{I^*} \quad (6.2f)$$

Note que ambos os modelos de minimização estabelecem uma nova escala para o tratamento das variáveis de decisão, onde os aspectos relativos à reserva de capacidade de transmissão (confiabilidade) das configurações evolutivas, às perdas ativas, aos custos unitários de interrupção e de perdas ativas e à tarifa de confiabilidade da rede de transmissão estão agregados em um único modelo de otimização.

Em síntese, o novo desafio do Planejador consiste em encontrar a solução para o problema do PET por meio de um balanço adequado entre custos e reserva ou custos e tarifa, conforme ilustrados nas Figuras 6.6 e 6.7.

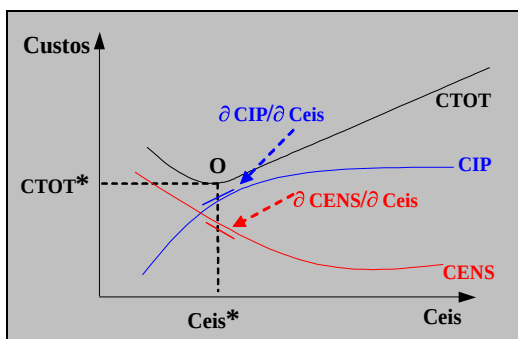


Figura 6.6: Relação de Equilíbrio entre Custo e Ceis

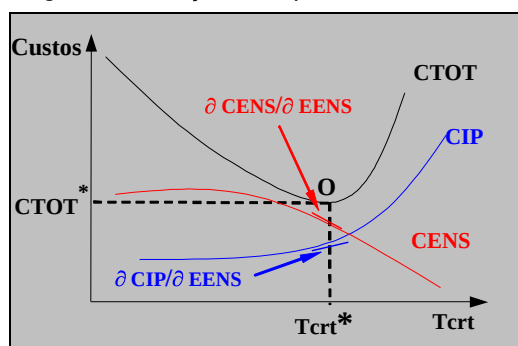


Figura 6.7: Relação de Equilíbrio entre Custo e Tcrt

Nestas figuras são ilustrados os comportamentos típicos dos custos em função da variação do Custo Equivalente de Interrupção do Sistema ou da Tarifa de Confiabilidade da Rede de Transmissão bem como das parcelas dos custos de suprimento de energia. Estes custos incidem sobre os consumidores através das tarifas de energia e dos custos de interrupção de energia, que representa os prejuízos (ou incômodos) causados às classes consumidoras pelos cortes de fornecimento de energia.

Em resumo, o que se pretende demonstrar é que, os níveis ótimos de reserva de capacidade e de tarifa de confiabilidade, traduzidos pelos índices $Ceis^*$ e $Tcrt^*$, correspondem ao ponto "O". Neste ponto, se verifica a igualdade entre o somatório dos custos e os benefícios marginais resultantes dos investimentos, isto é, o nível de investimentos ótimo se fixa exatamente na condição de igualdade entre eles.

Os passos necessários para a demonstração desta condição de igualdade são apresentados a seguir, iniciando pelo significado do conceito de Benefício Líquido Total - BLT máximo propiciado por uma alternativa de configurações evolutivas.

6.2.1 Conceito de Benefício Líquido Total Máximo

A base teórica da abordagem baseada no critério de custo-benefício consiste em definir níveis de investimentos a serem realizados na rede de transmissão de forma a maximizar o BLT e alcançar a eficiência econômica.

Estes níveis podem ser simultaneamente alcançados se o nível ótimo de confiabilidade é definido por um valor tal que o custo marginal do aumento da confiabilidade iguale o incremento marginal do benefício econômico líquido total associado a uma variação marginal no custo incorrido pelo consumidor (custo decorrente da interrupção). Note que esta condição de otimalidade requer que a tarifa de expansão seja igual ao custo marginal.

A Figura 6.8 faz uma ilustração gráfica do conceito de eficiência econômica, onde a curva denotada por $BT(D_t)$ representa os benefícios associados às quantidades de demanda atendida - D_t e $CTOT(D_t)$ representa o custo total associado a uma determinada alternativa de configurações evolutivas. Como pode ser visto a distância entre estas duas curvas medem o benefício econômico, a quantidade de demanda de energia consumida e custos.

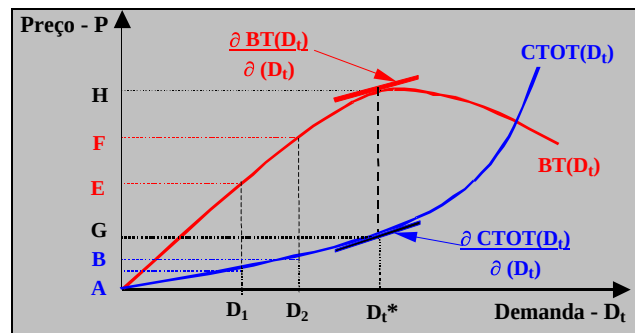


Figura 6.8: Ilustração Gráfica da Eficiência Econômica de Pareto-Ótima

As formas das curvas refletem os pressupostos de que os benefícios são incrementados a uma taxa decrescente à medida que ocorre um aumento da quantidade de demanda de energia consumida e que os custos são incrementados a uma taxa crescente.

A solução Pareto-ótima ocorre na máxima distância vertical entre as curvas que representam o $BT(D_t)$ e o $CTOT(D_t)$, ou seja, no nível ótimo - D_t^* . Como pode ser observado, neste nível de demanda o benefício marginal iguala-se ao custo marginal. Esta análise de custos e benefícios indica que se ocorrer um aumento do nível de demanda do valor D_1 para D_2 , e o benefício é maior que o custo (por exemplo, segmento de reta GH maior que os segmentos AB e EF), o fator que provocou o incremento de demanda é eficiente, do ponto de vista do conceito de solução Pareto-ótima.

O ponto de partida da abordagem baseada no critério econômico de custo-benefício é a maximização da função de algum bem de serviço social. Uma função freqüentemente utilizada é a soma algébrica do benefício econômico total menos o custo incorrido pelo sistema - CIP_t^a mais o custo incorrido pelo consumidor, representado pela parcela de custo $CENS_t^a$. Esta função pode ser estabelecida pela equação:

$$BLT_t^a = (BT_t^a - CIP_t^a) - CENS_t^a \quad (6.3)$$

Onde;

$BLT_t^a = BLT_t^a(EENS_t^a, D_t)$ - representa a função correspondente ao BLT a ser maximizado;

$BT_t^a = BT_t^a(D_t)$ - representa a função associada ao benefício econômico total de um atendimento perfeito (rede é considerada 100% confiável). Ou seja, a dependência do Benefício Total com o nível de confiabilidade da rede de transmissão é desprezível quando comparada com a dependência com a demanda de energia elétrica.

Da equação (6.3) deduz-se que o máximo de Benefício Líquido Total corresponde ao mínimo dado pela soma dos custos das interrupções $CENS_t^a$ e de investimentos mais perdas ativas na transmissão, ou seja, o custo - CIP_t^a . A Figura 6.8 apresenta, de forma esquemática, as possíveis evoluções das grandezas acima mencionadas, bem como a região que representa, graficamente, o valor do Benefício Líquido Total.

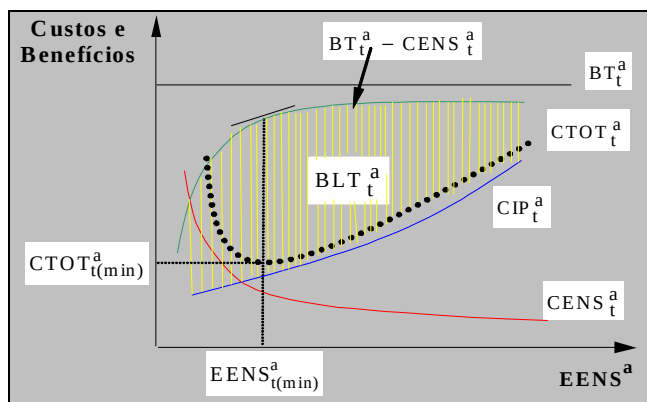


Figura 6.9: Evolução dos Custos e Benefícios em Função da EENS

Na metodologia tradicional de planejamento as variáveis D_t e $EENS_t^a$ são pré-fixadas, e o Benefício Líquido Total é maximizado quando o valor de CIP_t^a é minimizado, isto é, corresponde a alternativa de configurações evolutivas (AET) de menor custo total.

Entretanto, se o índice de confiabilidade $EENS_t^a$ for tratado como uma variável, supondo que o custo da confiabilidade varia de forma contínua, de (6.3) deduz-se que a condição de primeira ordem necessária para maximização do Benefício Líquido Total de uma AET pode ser expressa pela equação:

$$\frac{d(BLT_t^a)}{dEENS_t^a} = -\frac{d(CIP_t^a + CENS_t^a)}{dEIR_t^a} + \frac{d(BT_t^a)}{dEENS_t^a} = 0 \quad (6.4)$$

Onde;

$$\frac{d(BLT_t^a)}{dEENS_t^a} = -\frac{\partial(BLT_t^a)}{\partial D_t} \frac{\partial D_t}{\partial EENS_t^a} + \frac{\partial(BT_t^a)}{\partial EENS_t^a} \quad (6.5)$$

Assumindo que a variação da demanda provocada pela variação do nível de confiabilidade da rede de transmissão é desprezível, ou seja, $\partial D_t / \partial EENS_t^a = 0$, deduz-se que:

$$\frac{dCENS_t^a}{dEENS_t^a} = -\frac{dCIP_t^a}{dEENS_t^a} \quad (6.6)$$

A condição de otimalidade expressa por (6.4) diz que, o nível ótimo de EENS pode ser aumentado através de incrementos na capacidade de transmissão até que a condição (6.6) seja satisfeita. Um outro caminho de explicar este resultado é que, desde que o BT é independente de $EENS_t^a$, o Benefício Líquido Total é maximizado quanto o valor de CIP_t^a é minimizado.

6.2.2 Aplicação do Conceito de Benefício Líquido Total ao PET

Para alcançar este novo objetivo, parte-se do conceito de maximização do Benefício Líquido Total - BLT pelo consumo de energia [M_80]. Isto significa que, considerando o efeito do crescimento da demanda de energia elétrica, o modelo de otimização deverá selecionar a AET, cuja seqüência ótima de adições resulte em um valor atual dos benefícios líquidos máximos.

Neste sentido, supondo que o crescimento da demanda é atendido mediante investimentos realizados na rede de transmissão, em cada ano "t" do horizonte de estudo, mantendo-se constante o nível de EENS, pode-se determinar o Valor Atual do BLT - VABLT através da expressão (6.7).

$$VABLT^{I*} = \sum_{t=1}^h \left[\frac{BT_t^{I*} - CIP_t^{I*} - CENS_t^{I*}}{(1 + \tau)^t} \right] \quad (6.7a)$$

$$CIP_t^{I*} = CINVT_t^{I*} + CPPA_t^{I*} \quad (6.7b)$$

Onde, τ - taxa de desconto do capital.

6.2.2.1 Sequência Ótima Via Trade- Off Custo x RCT(p)

Considerando que o objetivo é ajustar a Reserva de Capacidade de Transmissão - RCT(p), através do Período de Postergação - P, a fim de maximizar o VABLT, podemos admitir que um ajuste incremental em uma determinada alternativa de configurações evolutivas Pareto-ótima resultará em uma variação incremental do VABLT. Assim, pode-se escrever a seguinte expressão para o VABLT associado a uma determinada AET Pareto-ótima, com custos de investimentos mais perdas ativas e de interrupções, calculados para todo horizonte de planejamento - H.

$$\Delta VABLT^{I*} = \sum_{t=1}^H \frac{\frac{\partial BT_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*} + \frac{\partial BT_t^{I*}}{\partial D_t^{I*}} \Delta D_t^{I*} - \frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*}}{(1+\tau)^t} + \sum_{t=1}^H \frac{-\frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial D_t^{I*}} \Delta D_t^{I*} - \frac{\partial CIP_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*} - \frac{\partial CIP_t^{I*}}{\partial D_t^{I*}} \Delta D_t^{I*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.8a)$$

Onde;

$$\Delta D_t^{I*} = \frac{\partial D_t^{I*}}{\partial P_t^{I*}} \cdot \Delta P_t^{I*} \quad (6.8b)$$

Em (6.8a) e (6.8b) ΔP_t^{I*} e ΔD_t^{I*} representam, respectivamente, o incremento do período de postergação e a redução da demanda, induzida pela redução do nível de RCT(p). Portanto, geralmente ΔD_t^{I*} corresponde a um incremento de segunda ordem, e o benefício total produzido por um serviço perfeito, (100% confiável), obviamente não depende da confiabilidade (ver Figura 6.7). Em consequência tem-se: $\Delta D_t = 0$ e $\partial BT_t^{I*} / \partial P^{I*} = 0$. Com estas considerações a expressão (6.8a) toma a seguinte forma reduzida:

$$\Delta VABLT^{I*} = - \sum_{t=1}^H \frac{\frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*}}{(1+\tau)^t} - \sum_{t=1}^H \frac{\frac{\partial CIP_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.9)$$

Chama-se a atenção de que o impacto secundário na demanda de energia elétrica e no custo de interrupção, devido a uma variação na data de adições de reforços, está incluído nas respectivas derivadas parciais: $\partial D_t^{I*} / \partial P^{I*}$ e $\partial CENS_t^{I*} / \partial P^{I*}$.

Ademais, para que o VABLT seja máximo, torna-se necessário que a igualdade $\Delta VABLT_t^a = 0$ seja satisfeita. A aplicação desta condição de otimalidade em (6.9) resulta na equação (6.10):

$$\sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*}}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \left[- \frac{\frac{\partial CINV_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*}}{(1+\tau)^t} - \frac{\frac{\partial CPPA_t^{I*}}{\partial P^{I*}} \Delta P^{I*}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.10)$$

Infere-se desta equação que, o nível ótimo de $RCT(p)$, se fixa exatamente na condição de igualdade entre os Custos Marginais (decrecentes) de Suprimento - CMS e os Custos Marginais (crescentes) das Interrupções - CMI, refletindo a condição de maximização dada por $\Delta BLT=0$. A Figura 6.10 ilustra, graficamente, esta condição de otimalidade.

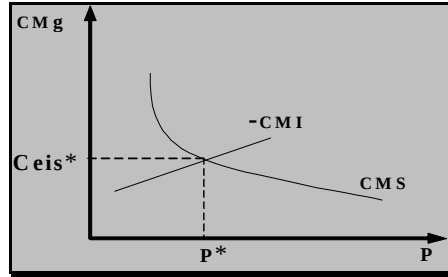


Figura 6.10: Custos Marginais e Nível Ótimo de $RCT(p)$.

6.2.2.2 Sequência Ótima Via Trade- Off Custo x Tcrt

Tendo em vista que o objetivo é ajustar a nível de Expectativa de Energia Suprida -EDS, a fim de maximizar o VABLT, podemos admitir que um ajuste incremental em uma determinada alternativa de configurações evolutivas Pareto-ótima resultará em uma variação incremental do VABLT. Assim, pode-se escrever a seguinte expressão para o VABLT associado a uma determinada alternativa de configurações evolutivas Pareto-ótima, com custos de investimentos mais perdas ativas e de interrupções, calculados para todo horizonte de planejamento - H.

$$\Delta VABLT^{I*} = \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial BT_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}} \Delta EDS_t^{I*} + \frac{\partial BT_t^{I*}}{\partial D_t^{I*}} \Delta D_t^{I*} - \frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}} \Delta EDS_t^{I*}}{(1+\tau)^t} + \sum_{t=1}^h \frac{-\frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial D_t^{I*}} \Delta D_t^{I*} - \frac{\partial CIP_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}} \Delta EDS_t^{I*} - \frac{\partial CIP_t^{I*}}{\partial D_t^{I*}} \Delta D_t^{I*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.11a)$$

Onde;

$$\Delta D_t^{I*} = \frac{\partial D_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}} \cdot \Delta EDS_t^{I*} \quad (6.11b)$$

Em (6.11a) e (6.11b) ΔEDS_t^{I*} e ΔD_t^{I*} representam, respectivamente, o incremento do nível de demanda suprida e a redução da demanda, induzida pela redução do nível de EDS. Portanto, geralmente ΔD_t^{I*} corresponde a um incremento de segunda ordem, e o benefício total produzido por um serviço perfeito, (100% confiável), obviamente não depende da confiabilidade. Em consequência tem-se: $\Delta D_t^{I*} = 0$ e $\partial BT_t^{I*} / \partial EDS_t^{I*} = 0$. Com estas considerações a expressão (6.11a) toma a seguinte forma reduzida:

$$\Delta VABLT_t^{I^*} = - \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CENS_t^{I^*}}{\partial EDS_t^{I^*}} \Delta EDS_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} - \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CIP_t^{I^*}}{\partial EDS_t^{I^*}} \Delta EDS_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.12)$$

Chama-se a atenção de que o impacto secundário na demanda de energia elétrica e no custo de interrupção, devido a uma variação na EDS, está incluído nas respectivas derivadas parciais: $\partial D_t^{I^*} / \partial EDS_t^{I^*}$ e $\partial CENS_t^{I^*} / \partial EDS_t^{I^*}$. Entretanto, para que VABLT seja máximo torna-se necessário que a igualdade $\Delta VABLT_t^a = 0$ seja satisfeita. A aplicação desta condição de otimalidade em (6.12) resulta:

$$\sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CENS_t^{I^*}}{\partial EDS_t^{I^*}} \Delta EDS_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} = - \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CIP_t^{I^*}}{\partial EDS_t^{I^*}} \Delta EDS_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.13)$$

Infere-se desta equação que, o nível ótimo de EDS, se fixa exatamente na condição de igualdade entre os Custos Marginais de Suprimento - CMS (decrecentes) e os Custos Marginais de Interrupções - CMI (crescentes), refletindo a condição de maximização dada por $\Delta BLT=0$. A Figura 6.11 ilustra, graficamente, esta condição de otimalidade.

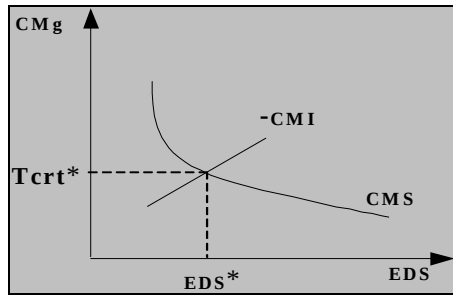


Figura 6.11: Custos Marginais e Nível Ótimo da EDS.

Escrevendo a equação (6.13) em termos das respectivas variações incrementais, chega-se a seguinte expressão analítica:

$$\sum_{t=1}^h \frac{\Delta CENS_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} = - \sum_{t=1}^h \frac{\Delta CIP_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.14)$$

Em geral, o comportamento de $\Delta CENS_t^{I^*} \geq 0$ e de $\Delta CIP_t^{I^*} \leq 0$. Diante desta constatação, a equação (6.15) pode ser escrita como:

$$\left| \sum_{t=1}^h \frac{\Delta \text{CENS}_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} \right| = \left| \sum_{t=1}^h \frac{\Delta \text{CIP}_t^{I^*}}{(1+\tau)^t} \right| \quad (6.15)$$

Concluindo, as equações (6.10) e (6.15) retratam o que se queria demonstrar: que a condição de maximização do Benefício Líquido Total pelo consumo de energia elétrica, propiciado por uma alternativa de configurações evolutivas, é obtida para um nível de confiabilidade tal que um incremento no valor atual dos custos de investimentos mais perdas ativas é igual ao decremento do valor atual do custo de interrupção.

Deve-se fazer aqui uma ressalva importante, no sentido de que, como a rede de transmissão não pode ser expandida mediante adições contínua de vários circuitos de pequenos portes, como indicado nas curvas do CIP_t^a das Figuras 6.6 e 6.7. Ou seja, na prática só existe a possibilidade de adições finitas de circuitos, então, o problema se resolve selecionando a sequência de adições de circuitos de forma a obter as condições de igualdade dadas pelas equações (6.10) e (6.15).

6.2.3 Custo Equivalente de Interrupção do Sistema

O impacto econômico da interrupção de suprimento é normalmente estimado através do CENS. Considerando o índice Cuf independente da duração da interrupção, ou seja, constante, o valor deste indicador econômico pode ser avaliado por meio da seguinte expressão:

$$\text{CENS}_t^{I^*} = \text{Cuf} \cdot \text{EENS}_t^{I^*} \quad (6.16)$$

Derivando o indicador econômico CENS em relação ao período de postergação chega-se a seguinte expressão matemática:

$$\frac{\partial \text{CENS}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} = \text{Cuf} \cdot \frac{\partial \text{EENS}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \quad (6.17)$$

Esta equação representa o quanto o consumidor estaria disposto a pagar pelo aumento da EENS (redução do nível de confiabilidade) provocado pela redução do nível de Reserva de Capacidade de Transmissão. Substituindo a equação (6.17) em (6.10) chega-se a seguinte relação de igualdade:

$$\text{Cuf} \cdot \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial \text{EENS}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \Delta P^{I^*}}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \left[-\frac{\frac{\partial \text{CINV}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \Delta P^{I^*}}{(1+\tau)^t} - \frac{\frac{\partial \text{CPPA}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \Delta P^{I^*}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.18)$$

Uma vez que estamos tratando de postergações de adições de reforços, em geral, o comportamento das variações dos custos marginais $\partial \text{CENS}_t^{I^*} / \partial P^{I^*} > 0$, $\partial \text{CPPA}_t^{I^*} / \partial P^{I^*} > 0$ e $\partial \text{CINV}_t^{I^*} / \partial P^{I^*} < 0$. Diante destas constatações a equação (6.18) pode ser escrita como:

$$\text{Cuf} \cdot \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial \text{EENS}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \Delta P^{I^*}}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \left[\frac{\frac{\partial \text{CINV}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \Delta P^{I^*}}{(1+\tau)^t} - \frac{\frac{\partial \text{CPPA}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}} \Delta P^{I^*}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.19)$$

Levando-se em consideração que o somatório das variações incrementais do período de postergação representadas por ΔP^{I^*} , são iguais em ambos os membros da equação, chega-se a seguinte relação de igualdade:

$$\text{Cuf} \cdot \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial \text{EENS}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}}}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \left[\frac{\frac{\partial \text{CINV}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}}}{(1+\tau)^t} - \frac{\frac{\partial \text{CPPA}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.20)$$

Ou,

$$\text{Cuf} = \sum_{t=1}^h \left[\frac{\frac{\partial \text{CINV}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}}}{(1+\tau)^t} - \frac{\frac{\partial \text{CPPA}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}}}{(1+\tau)^t} \right] \div \left[\sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial \text{EENS}_t^{I^*}}{\partial P^{I^*}}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.21)$$

Note que o termo $\partial \text{CINV}_t^{I^*} / \partial P^{I^*}$ representa a redução do custo de investimento proveniente das postergações de reforços durante o período - p e $\partial \text{CPPA}_t^{I^*} / \partial P^{I^*}$ o correspondente acréscimo do custo de perdas ativas. De forma similar, $\partial \text{EENS}_t^{I^*} / \partial P^{I^*}$ representa o aumento da EENS resultante das postergações. Usando a notação incremental a equação (6.21) toma a seguinte forma:

$$\text{Cuf} = \left[\sum_{t=1}^h \frac{\Delta^- \text{CINV}_p^{I^*} - \Delta^+ \text{CPPA}_p^{I^*}}{(1+\tau)^t} \right] \div \left[\sum_{t=1}^h \frac{\Delta^+ \text{EENS}_p^{I^*}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.22)$$

Observa-se que o segundo membro desta equação tem a mesma dimensão do índice Cuf, ou seja, US\$/MWh, podendo ser interpretado como um Custo Equivalente de Interrupção do Sistema - Ceis associado ao horizonte de estudo. Com esta definição e a condição de igualdade (6.22) infere-se que o nível ótimo de RCT(p) ocorre quando o índice Cuf for igual ao Ceis, conforme indicado na Figura 6.10.

Para aferir o nível de reserva de capacidade de transmissão associado às alternativas de seqüências de adições de reforços, é introduzido o conceito de Índice Equivalente de Utilização da Rede de Transmissão - $I_{\text{eur}}^{I^*}$, expresso pela seguinte relação:

$$I_{eur_{eq}}^{I*} = \frac{Cuf}{Ceis_{eq}^{I*}} \quad (6.23)$$

Percebe-se que, através deste índice é possível avaliar o impacto no nível de RCT(p) ao se aumentar ou diminuir o requisito de confiabilidade da rede de transmissão.

6.2.4 Tarifa de Confiabilidade da Expansão da Transmissão

O impacto econômico da interrupção de suprimento é normalmente estimado através do CENS. Considerando o índice Cuf independente da duração da interrupção, ou seja, constante, o valor deste indicador econômico pode ser avaliado por meio da seguinte expressão:

$$CENS_t^{I*} = Cuf \cdot LOLP_t^{I*} \cdot EDS_t^{I*} \quad (6.24)$$

LOLP - Probabilidade de perda de carga.

Logo, derivando o indicador econômico CENS em relação a EDS, chega-se a seguinte equação:

$$\frac{\partial CENS_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}} = Cuf \cdot LOLP_t^{I*} \quad (6.25)$$

Note que, esta equação representa o quanto o consumidor está disposto a pagar por uma redução unitária na EDS. Portanto corresponde a tarifa por custo de interrupção (confiabilidade). Logo, substituindo (6.25) em (6.13) chega-se a seguinte equação:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \cdot LOLP_t^{I*} \cdot \Delta EDS_t^{I*}}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CIP_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}} \Delta EDS_t^{I*}}{(1+\tau)^t} \quad (6.26)$$

Levando-se em consideração que o somatório das variações incrementais da EDS nos dois lados da equação representada por ΔEDS_t^{I*} , são iguais em ambos os membros da equação, chega-se a seguinte relação de igualdade:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \cdot LOLP_t^{I*}}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \left[\frac{\frac{\partial CINV_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}}}{(1+\tau)^t} + \frac{\frac{\partial CPPA_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}}}{(1+\tau)^t} \right] \quad (6.27)$$

Por outro lado, pode-se demonstrar a relação de igualdade (6.27), onde $LOLP_{eq}^{I*}$ espelha um valor econômico constante e igual aos valores de custos das $LOLP_t^{I*}$ verificadas ao longo do horizonte de planejamento.

$$\sum_{t=1}^h \frac{LOLP_t^{I*}}{(1+\tau)^t} = \frac{1}{fva(\tau, h)} \cdot LOLP_{eq}^{I*} \quad (6.28)$$

Diante desta constatação de igualdade econômica, a equação (6.28) toma a seguinte forma:

$$C_{uf} \cdot LOLP_{eq}^{I*} = fva(\tau, h) \cdot \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CINV_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}}}{(1+\tau)^t} + \sum_{t=1}^h \frac{\frac{\partial CPPA_t^{I*}}{\partial EDS_t^{I*}}}{(1+\tau)^t} \quad (6.29)$$

De acordo com os conceitos de custos marginais infere-se que o termo $\partial CINV_t^{I*} / \partial EDS_t^{I*}$ representa os custos marginais de investimentos e $\partial CPPA_t^{I*} / \partial EDS_t^{I*}$ os custos marginais de perdas ativas na transmissão. Já o primeiro membro desta equação tem a dimensão de US\$/MWh e pode ser interpretada como sendo uma Tarifa de Confiabilidade da Rede de Transmissão - Tcrt(p).

Com esta definição e condição de igualdade (6.29) infere-se que o nível ótimo de EDS requer que a Tcrt equivalente seja igual aos somatórios dos valores atuais dos custos marginais de investimentos e perdas ativas na transmissão.

6.3 Estudo de Caso

As análises realizadas no item 6.2.2 demonstraram que existe uma correspondência entre os níveis ótimos de confiabilidade, de Reserva de Capacidade de Transmissão e de Tarifa por Interrupção (Confiabilidade), e que a condição maximização do Benefício Líquido Total propiciado por uma alternativa de configurações evolutivas, é obtida para um nível tal que um incremento no valor atual dos custos de suprimento (investimentos mais perdas ativas) é igual ao decremento do valor atual do custo de interrupção.

O objetivo deste item é apresentar os resultados de um estudo de caso, envolvendo o sistema de transmissão da área Leste da CHESF, indicando a sequência ótima de adições de circuitos obtida segundo os Trade-offs Custo x RCT(p) e Custo x Tcrt(p). Ademais, mostrar numericamente a correspondência destes dois critérios de dimensionamento com a regra de decisão baseada no Trade-off Custo x EENS.

Para as avaliações de confiabilidade optou-se pelo método de Enumeração de Estados, para seleção dos estados operativos dos componentes da rede de transmissão, em virtude da rede de transmissão em estudo apresentar uma característica radial, quando visto do parque de geração. Por este mesmo motivo, consideraram-se apenas falhas nos circuitos, os quais foram modelados por dois estados operativos no modelo computacional NH2.

6.3.1 Sistemas de Referência Superior e Inferior

As adições de circuitos (Reforços R_t^n) necessárias para atendimento aos crescimentos dos mercados das subáreas, com o critério de confiabilidade determinístico de "N-1" componentes, em cada ano "t" do horizonte de dez anos, estão indicadas na Figura 6.2, em função da sua localização eletrogeográfica.

❑ Subárea 1

R_1^4 - LT 500 kV Messias/Recife, no ano 1;

R_1^5 - 2º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, no ano 1;

R_{10}^{11} - LT500 kV Xingó/Messias - C2, no ano 10.

❑ Subárea 2

R_1^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, no ano 1;

R_1^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, no ano 1;

R_3^6 - LT 230 kV Recife II/Mussurú - C1, no ano 3;

R_4^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro- C2/Campina Grande, no ano 4;

R_5^8 - LT 230 kV Pau Ferro/Mussurú - C1, no ano 5;

R_6^9 - LT230 kV Recife II/Pau Ferro C2, no ano 6;

R_7^{10} - 4º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Recife II, no ano 7;

❑ Subárea 3

R_1^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu, no ano 1.



Figura 6.12: Rede de Transmissão de Mínimo Custo Planejada Com o Critério "N-1"

O sistema de transmissão necessitou das adições de circuitos, nas datas indicadas a seguir, de modo a evitar violações operativas de sobrecargas e de sub-tensões em condições normais de operação:

□ Subárea 1

- R_3^4 - LT 500 kV Messias/Recife, no ano 3;
- R_2^5 - 2º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, no ano 2;
- R_{10}^{11} - LT500 kV Xingó/Messias - C2, no ano 10.

□ Subárea 2

- R_4^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, no ano 4;
- R_3^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, no ano 3;
- R_7^6 - LT 230 kV Recife II/Mussurê - C1, no ano 7;
- R_6^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro - C2/Campina Grande, no ano 5;
- R_7^8 - LT 230 kV Pau Ferro/Mussurê - C1, no ano 7;
- R_{10}^9 - LT230 kV Recife II/Pau Ferro C2, no ano 10;

R_{10}^{10} - 4º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Recife II, no ano 10.

❑ Subárea 3

R_5^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu, no ano 5.

☑ Custos de Investimentos Anuais dos Sistemas de Referências

A Figura 6.13 mostra as evoluções dos custos de investimentos, em milhões de dólares, associados aos sistemas de referência superior s_t^{RS} (critérios "N-1") e inferior s_t^{RI} (critério "N-0").

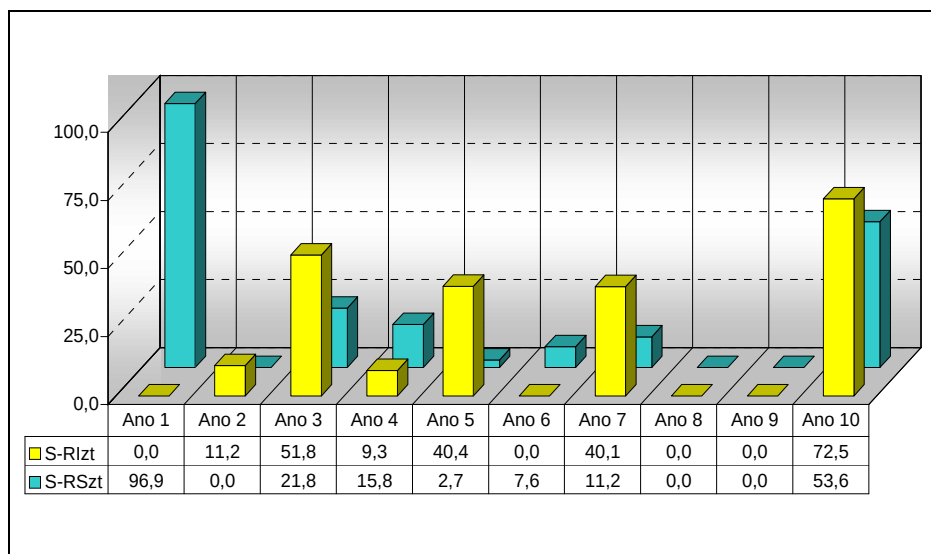


Figura 6.13: Comparação dos Custos de Investimentos dos Sistemas s_t^{RS} e s_t^{RI}

☑ EENS Anuais dos Sistemas de Referências Superior e Inferior

A Figura 6.14 mostra as evoluções dos índices de EENS anuais (em MWh/ ano) dos sistemas de referências s_t^{RS} e s_t^{RI} , planejados para atender em aos critérios "N-1" e "N-0", respectivamente.

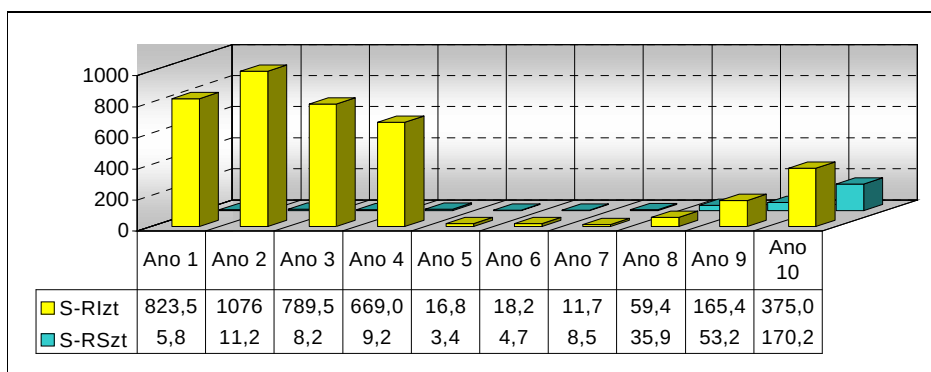


Figura 6.14: Evoluções dos Índices de EENS dos Sistemas de Referências s_t^{RS} e s_t^{RI}

A análise destes valores mostra que os efeitos das postergações dos circuitos previstos para o sistema de referência superior S_t^{RS} são refletidos de forma mais marcantes nos quatro primeiros anos.

Neste período os níveis de riscos das configurações evolutivas do sistema de referência inferior S_t^{RI} sofrem aumentos substanciais. As reduções das EENS verificadas nos anos 3 e 4 foram decorrentes das adições dos circuitos R_4^1 , R_3^3 e R_3^4 . Já no ano 5 observou-se uma redução substancial, chegando a atingir um valor da ordem de 16,8 MWh/ano. Isto ocorre devido às adições dos circuitos R_5^2 e R_5^7 e da subestação Pau Ferro.

No ano seguinte, como nenhum reforço foi adicionado ao sistema de transmissão, a EENS sofreu um acréscimo devido ao crescimento do mercado, voltando a diminuir no ano 7 em virtude das adições dos circuitos R_7^6 e R_7^8 . Como nos anos 8, 9 e 10 nenhum circuito foi adicionado ao sistema de transmissão, a EENS aumentou em função do crescimento da demanda de energia.

Conforme já discutido, as postergações das adições dos circuitos produzem variações oscilantes nas EENS em torno de um valor médio. Este comportamento variável do índice de confiabilidade está ilustrado na Figura 6.15, onde se mostram as oscilações das EENS para as configurações evolutivas dos sistemas de referências S_t^{RS} e S_t^{RI} .

Observa-se ainda que os valores médios dos índices de $EENS_t^{RS}$ e $EENS_t^{RI}$, associados aos sistemas de referência superior e inferior, são da ordem de 14 MWh/ano e 481 MWh/ano, respectivamente.

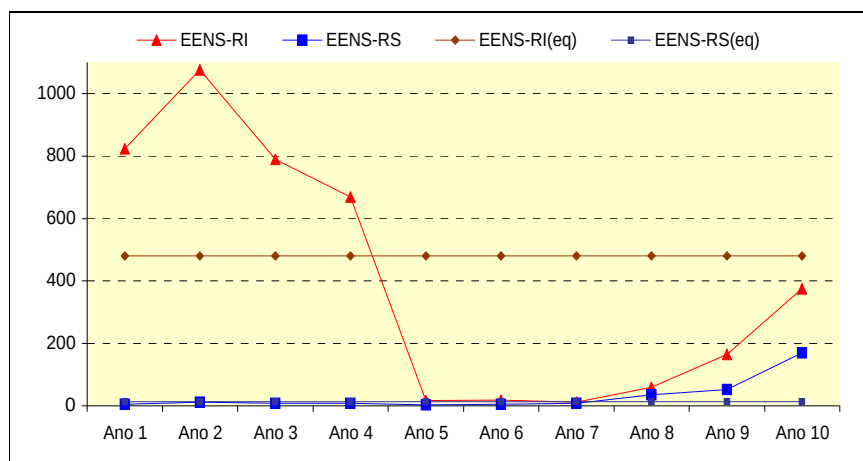


Figura 6. 15: Oscilações das EENS dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} em Torno do Valor Médio

☑ Perdas Anuais dos Sistemas de Referências Superior e Inferior

Figura 6.16 mostra as evoluções das perdas ativas anuais (em MW) dos sistemas de referência superior S_t^{RS} e de referência inferior S_t^{RI} , planejados para atenderem aos critérios de confiabilidade de "N-1" e "N-0" componentes, respectivamente.

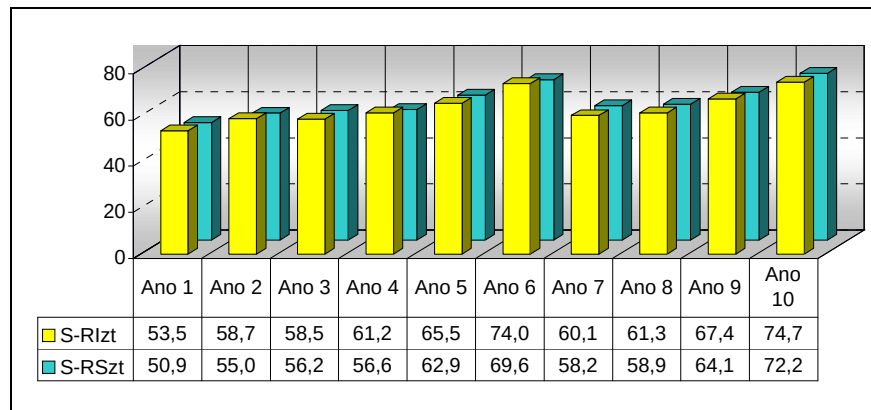


Figura 6 16: Evolução das Perdas Ativas dos Sistemas de Referências S_t^{RS} e S_t^{RI}

A análise destes valores mostra que as perdas ativas do sistema de referência S_t^{RS} são sempre menores como era esperado, em todo horizonte decenal de análise. As pequenas reduções das PPA verificadas no sistema S_t^{RI} , no ano 3, foram decorrentes das adições dos circuitos R_3^3 e R_3^4 . Já no ano 5 observou-se um aumento da ordem de 7%, provocado pelas adições dos reforços de transmissão R_5^2 e R_5^7 .

No ano seguinte, com a capacidade de transmissão inalterada, a expectativa de PPA sofreu um acréscimo da ordem de 13% devido ao crescimento do mercado, voltando a diminuir no ano 7 em virtude das adições dos circuitos R_7^6 e R_7^8 . Como nos anos 8, 9 e 10, nenhum circuito foi adicionado ao sistema de transmissão a perda ativa cresce rapidamente a taxas de cerca de 2%, 10% e 11%, respectivamente.

Conforme discutido, as postergações das adições dos circuitos produzem variações oscilantes nas perdas ativas em torno de um valor médio, porém de forma mais suave que no caso da variação da EENS. Este comportamento variável das perdas ativas está ilustrado na Figura 6.17 no contexto deste estudo de caso, onde se mostram as oscilações das perdas ativas para as configurações evolutivas dos sistemas de referência superior S_t^{RS} e inferior S_t^{RI} . Os valores médios de perdas ativas - PPA_t^{RS} e PPA_t^{RI} , associados aos referidos sistemas, são da ordem de 59 MW e 62 MW, respectivamente.

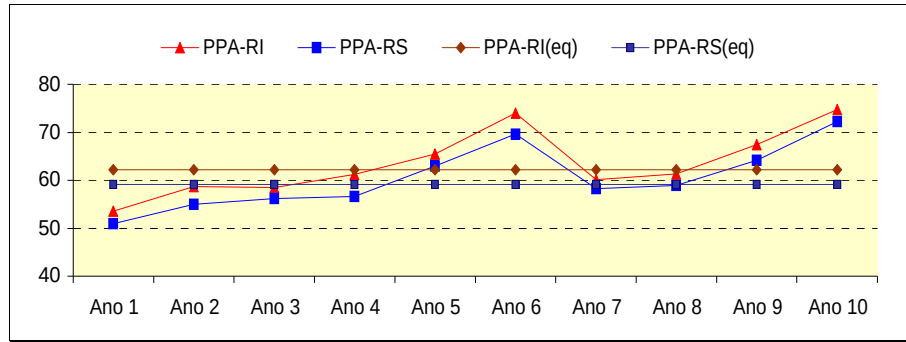


Figura 6.17: Oscilações das Perdas Ativas dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{R1} em Tor no do Valor Médio

6.3.2 Alternativas de Configurações Evolutivas Pareto- ótimas

Como produto final da realização da Tarefa ③, cujo objetivo consiste em hierarquizar as alternativas de configurações evolutivas heterogêneas, obteve-se um conjunto reduzido de sete configurações tecnicamente viáveis e não dominadas. A seguir são apresentados os desempenhos delas em termos das datas das adições dos circuitos, dos custos e dos índices de EENS e LOLP equivalentes.

☑ Adições de Circuitos das Alternativas Pareto- Ótimas

A Tabela 6.2 resume as informações relativas às datas das adições de circuitos das alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas. Como pode ser observada, nenhuma alternativa de configurações evolutivas atende totalmente ao critério de confiabilidade determinístico de "N-1" componentes. Ademais, se constata que:

- ☐ Em todos os sistemas a data de adição do circuito R_t^1 sempre ocorre no primeiro ano (N-1");
- ☐ Em todos os sistemas a data de adições dos circuitos R_t^4 e R_t^5 ocorre no último ano (N-0");
- ☐ No sistema S_{eq}^{63} a data de adição do circuito R_t^2 ocorre um ano antes que no sistema S_{eq}^3 ;
- ☐ No sistema S_{eq}^{63} a data de adição do circuito R_t^3 ocorre um ano antes que no sistema S_{eq}^{66} ;
- ☐ No sistema S_{eq}^{66} a data de adição do circuito R_t^2 ocorre um ano antes que no sistema S_{eq}^{66} ;
- ☐ No sistema S_{eq}^{68} a data de adição do circuito R_t^2 ocorre um ano antes que no sistema S_{eq}^5 ;
- ☐ No sistema S_{eq}^{68} a data de adição do circuito R_t^3 ocorre um ano depois que no sistema S_{eq}^{66} ;
- ☐ No sistema S_{eq}^4 a data de adição do circuito R_t^2 ocorre um ano depois que no sistema S_{eq}^3 ;

- No sistema S_{eq}^5 a data de adição do circuito R_t^3 ocorre um ano depois que no sistema S_{eq}^4 ;

Tabela 6.2: Datas de Adições de Circuitos das Seis Alternativas Pareto-Ótimas

S_{eq}^1	R_t^1	R_t^2	R_t^3	R_t^4	R_t^5
S_{eq}^3	Ano1 (N-1)	Ano 4	Ano 1 (N-1)	Ano 3 (N-0)	Ano 2 (N-0)
S_{eq}^4	Ano 1 (N-1)	Ano 5 (N-0)	Ano 1 (N-1)	Ano 3 (N-0)	Ano 2 (N-0)
S_{eq}^5	Ano 1 (N-1)	Ano 5 (N-0)	Ano 2	Ano 3 (N-0)	Ano 2 (N-0)
S_{eq}^{63}	Ano 1 (N-1)	Ano 3	Ano 1 (N-1)	Ano 3 (N-0)	Ano 2 (N-0)
S_{eq}^{66}	Ano 1 (N-1)	Ano 3	Ano 2	Ano 3 (N-0)	Ano 2 (N-0)
S_{eq}^{68}	Ano 1 (N-1)	Ano 4	Ano 2	Ano 3 (N-0)	Ano 2 (N-0)

☑ Custos Equivalentes das Alternativas Pareto- Ótimas

Este item apresenta os aspectos relacionados aos custos associados a cada uma das sete alternativas Pareto-ótimas. Para efeito de uma melhor visualização, a Figura 6.18 faz uma comparação entre as três parcelas de custos equivalentes: de investimentos, de potência de perdas ativas e de interrupções.

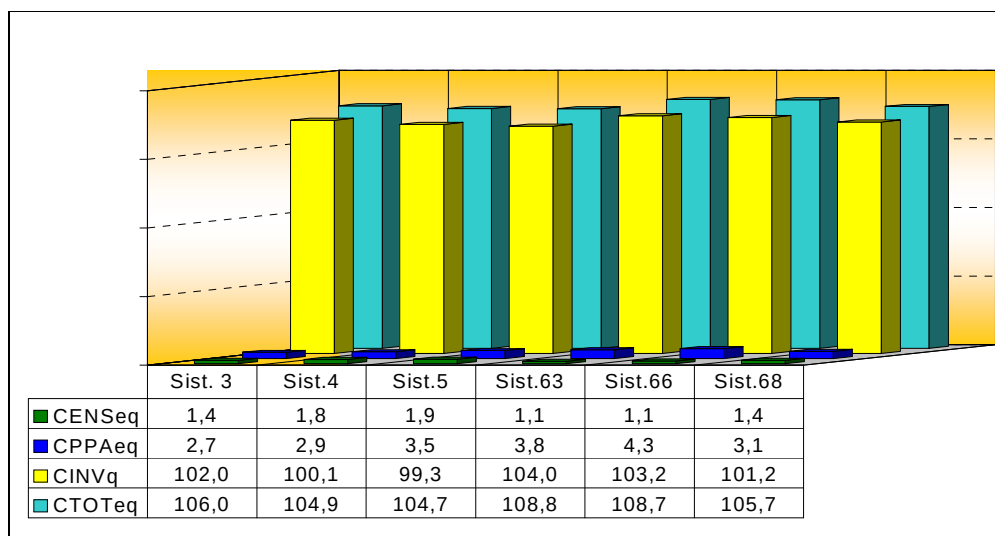


Figura 6 18: Comparação dos Custos das Seis Alternativas Pareto-ótimas

Dest a análise econômica comparativa infer e-se que, as alternativas localizadas no extremo esquerdo da curva de fronteira de eficiência econômica, isto é, as alternativas de configurações evolutivas re-

presentadas pelos sistemas de transmissão S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} , apesar de apresentar em menores valores de custos de interrupções, apresentam maiores valores de custos investimentos e de perdas ativas.

Este comportamento ocorre em virtude da postergação por dois anos da adição do circuito R_1^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu. Por sua vez, as alternativas de configurações evolutivas representadas pelos sistemas S_{eq}^4 e S_{eq}^5 , as quais estão localizadas na região do joelho da curva de fronteira de eficiência econômica, sofrem variações nos custos de investimentos é da ordem de apenas 0,8%.

☑ Índices de Méritos das Alternativas Pareto- Ótimas

Esta seção explora os aspectos relacionados à hierarquização a cada uma das sete alternativas Pareto-ótimas. Para efeito de uma melhor visualização, a Figura 6.19 resume os valores dos IME_{eq}^I associados a cada uma delas, onde são identificadas algumas situações bem características do sistema utilizado no estudo de caso.

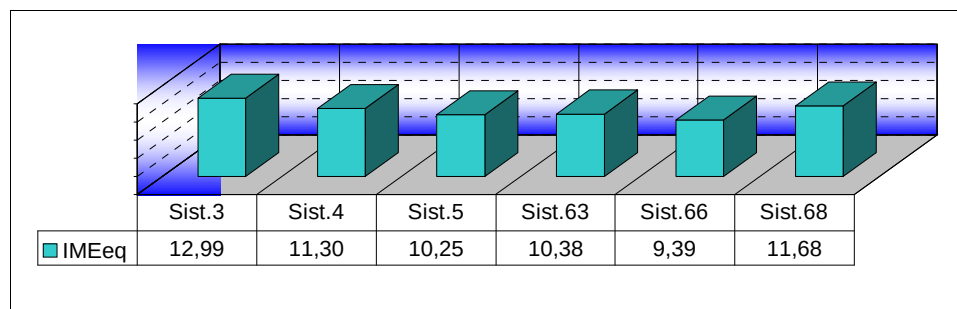


Figura 6 19: Comparação dos Valores de IME_{eq}^I das Seis Alternativas Pareto-ótimas

Uma das situações envolve a comparação dos pares de sistemas (S_{eq}^5 e S_{eq}^{63}) e (S_{eq}^4 e S_{eq}^{68}), onde os IME_{eq}^I associados a cada uma delas são da mesma ordem de grandeza. Isto significa que, por exemplo, para se evoluir do sistema superior S_{eq}^{RS} para o sistema S_{eq}^5 resulta em uma redução do custo de investimento da mesma ordem de grandeza que a redução do custo de investimento resultante da evolução para o sistema S_{eq}^{63} . Comportamentos semelhantes são verificados com os outros dois pares acima mencionados. Com estas constatações, deduzem-se as seguintes relações:

$$IME_{eq}^5 \approx IME_{eq}^{63} \quad \quad \quad IME_{eq}^4 \approx IME_{eq}^{68}$$

Já uma outra situação envolve a comparação dos pares de sistemas (S_{eq}^{66} e S_{eq}^{63}), (S_{eq}^4 e S_{eq}^5) e (S_{eq}^3 e S_{eq}^{68}), localizados em diferentes regiões da curva de fronteira de eficiência econômica, onde os IME_{eq}^I associados a cada uma delas são de ordem de grandeza diferentes.

Nestes três casos, conclui-se que é melhor evoluir do sistema superior S_{eq}^{RS} para o sistema S_{eq}^{63} do que evoluir para o sistema S_{eq}^{66} .

Aplicando o mesmo raciocínio de análise aos pares de sistemas (S_{eq}^4 e S_{eq}^5), conclui-se que é melhor evoluir do sistema de referência superior S_{eq}^{63} para o sistema S_{eq}^{63} do que evoluir para o sistema de transmissão S_{eq}^{66} . Situação semelhante ocorre com a evolução do sistema de referência superior S_{eq}^{RS} para o sistema S_{eq}^3 em relação ao sistema S_{eq}^{68} , em termos de relação benefício/custo.

☑ EENS e LOLP Equivalentes das Alternativas Pareto- Ótimas

As Figuras 6.20 e 6.21 resumem os valores de expectativas de energias não supridas equivalentes, os quais espelham as variações das anuais dos índices $EENS_{eq}^I$ (em MWh/ano) e $LOLP_{eq}^I$ (em %) de todo o período decenal do estudo de caso em análise.

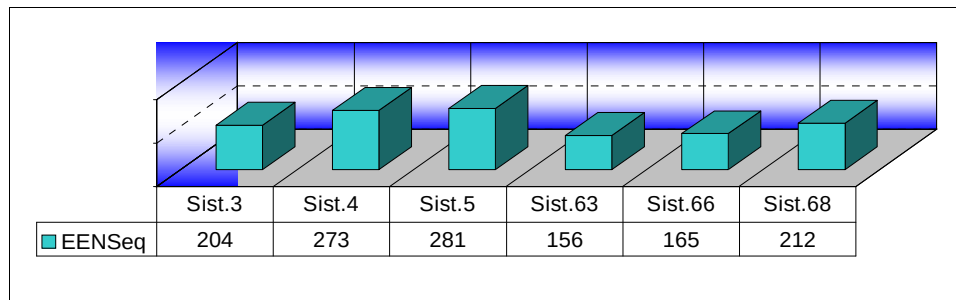


Figura 6 20: Comparação das $EENS_{eq}^I$ das Seis Alternativas Pareto-ótimas

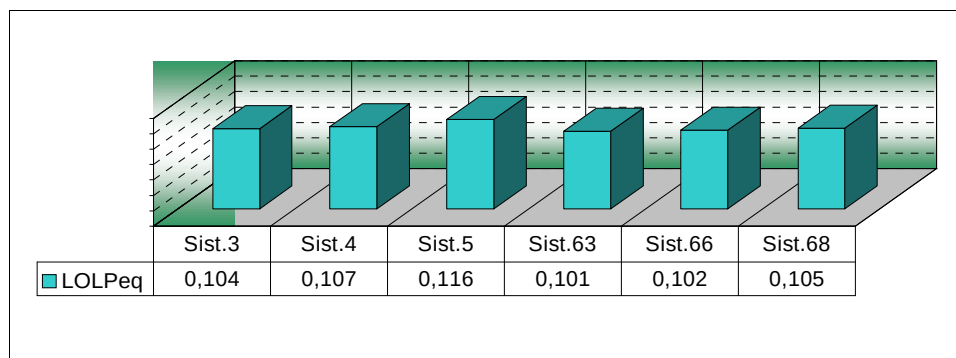


Figura 6 21: Comparação das $LOLP_{eq}^I$ das Seis Alternativas Pareto-ótimas

Destas figuras fica evidente como a sequência de adições dos circuitos e, conseqüentemente, as reduções dos níveis de reserva de capacidade de transmissão afetam os níveis de confiabilidade das configurações evolutivas.

Infere-se ainda que, nos sistemas de transmissão S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} a adição do circuito R_t^2 - LT 230 kV Campina Grande/ Açu é feita no terceiro ano, enquanto que nos sistemas S_{eq}^3 e S_{eq}^{68} a adição é feita no quarto ano e nos sistemas S_{eq}^4 e S_{eq}^5 ocorre no quinto ano do horizonte decenal de estudo de caso.

☑ Custos Equivalentes de Interrupções das Alternativas Pareto- Ótimas

Esta seção faz uma análise comparativa dos valores dos Custos Unitários de Interrupções dos Sistemas - Ceis associadas as seis alternativas Pareto-ótimas, tendo em mente que este conceito deve ser interpretado como sendo o custo unitário (US\$/ MWh) de aferição das EENS que iguala os valores dos benefícios econômicos com os dos custos.

Neste sentido, a Figura 6.22 a seguir mostra os valores relativos aos valores dos índices Ceis associados às sete alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas. Desta figura fica, também, evidente como a sequência de adições de circuitos e, conseqüentemente, a redução do nível de reserva de capacidade disponível, afeta o custo equivalente de interrupção do sistema de transmissão (Ceis).

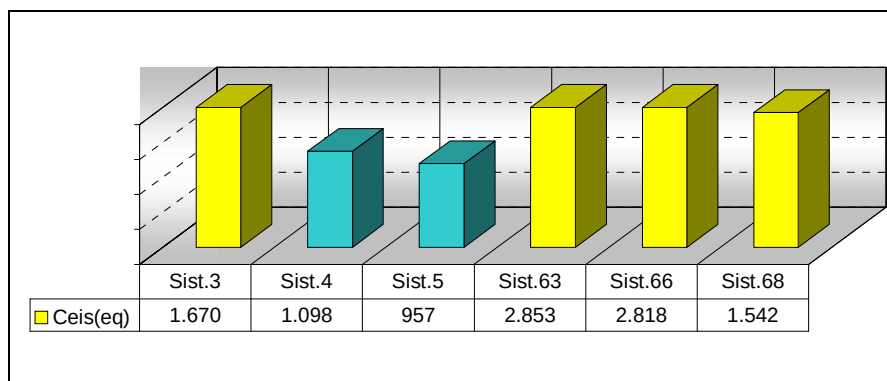


Figura 6.22: Valores dos Índices $Ceis_{eq}^{I^*}$ das Seis Alternativas Pareto-Ótimas

Através da análise dos valores dos índices Ceis contidos nesta figura podem-se extrair as seguintes principais constatações:

- ❑ Os valores dos Ceis dos sistemas S_{eq}^5 é inferior e bastante próximo ao valor adotado para o $Cuf=1000$ US\$/MWh. Isto significa que não existe reserva de capacidade de transmissão neste sistema, em condição de contingência simples;
- ❑ O valor do Ceis do sistema S_{eq}^4 é apenas cerca de 9,8% superior ao valor do Cuf. Isto significa que os níveis de reserva de capacidades de transmissão das configurações evolutivas deste sistema otimizado estão compatíveis com os níveis de investimentos realizados;
- ❑ Já os níveis reservas de capacidade de transmissão dos sistemas S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} são da mesma ordem de grandeza e superiores ao valor do Cuf em cerca de 35%. Estes sistemas teriam que ter suas $EENS_{eq}^{63}$ e $EENS_{eq}^{66}$ valoradas, respectivamente, em cerca de 2.853 US\$/MWh e 2.818 US\$/MWh, para atender a igualdade entre os benefícios e os custos incorridos pelos sistemas;
- ❑ Situações semelhantes ocorrem com as alternativas de configurações evolutivas representadas pelos sistemas S_{eq}^3 e S_{eq}^{68} , porém com maiores níveis de reserva de capacidades. Estas configurações teriam que ter suas $EENS_{eq}^3$ e $EENS_{eq}^{68}$ valoradas em cerca de 1.670 US\$/MWh e 1.542 US\$/MWh, respectivamente, para atender a igualdade entre os benefícios e os custos incorridos por estes sistemas;

☑ Índices de Utilização das Alternativas Pareto- Ótimas

A Figura 6.23 faz uma análise comparativa dos valores obtidos para os índices $I_{eur_{eq}}^{I^*}$ (em %) associados as seis alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas.

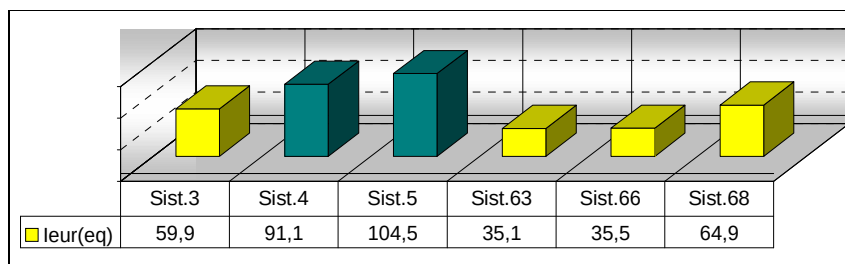


Figura 6.23 : dos Índices I_{eur}^{I*} das Seis Alternativas Pareto-ótimas

A análise dos valores dos índices contidos nesta figura revela as seguintes características:

- ❑ O valor do I_{eur} do sistema S_{eq}^4 é cerca de 8,9% inferior ao valor do Cuf. Isto significa que os níveis de reserva de capacidades de transmissão das configurações evolutivas deste sistema otimizado estão compatíveis com os níveis de investimentos realizados;
- ❑ O valor do índice I_{eur} do sistema S_{eq}^3 é cerca de 9,8% inferior ao valor do Cuf. Isto significa que existe pouca ociosidade nas configurações evolutivas deste sistema de transmissão;
- ❑ Já os níveis de reservas de capacidade de transmissão dos sistemas S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} são da mesma ordem de grandeza (cerca de 65%);
- ❑ Situação semelhante ocorre com o sistema S_{eq}^{10} porém com maior nível de reserva de capacidade (cerca de 77,7%) e com o sistema S_{eq}^{68} (cerca de 35,1%);
- ❑ O valor do índice I_{eur} do sistema S_{eq}^5 é cerca de 4,5% superior ao valor adotado para o parâmetro Cuf (1000 US\$/MWh). Isto significa que existe pouco excesso de reserva de capacidade nas configurações evolutivas deste sistema de transmissão.

6.3.3 Seqüência Ótima de Adições de Circuitos

Neste ponto do processo de otimização estão definidas a fronteira de eficiência econômica, as alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas e os valores dos índices de méritos.

As Figuras 6.24 e 6.25 agregam as informações necessárias para realização da Tarefa ⑤, que consiste em definir a seqüência ótima de adições de circuitos.

☑ Seqüência Ótima Via Trade- Off CTOT x Ceis

A Figura 6.24 mostra as seis alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas para o estudo de caso em análise, segundo o Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times Ceis_{eq}^{I*}$. Ressalta-se que estas alternativas passaram pelo

crivo do critério de dominância, envolvendo os índices de méritos, os custos totais e os valores de custo de interrupção do sistema.

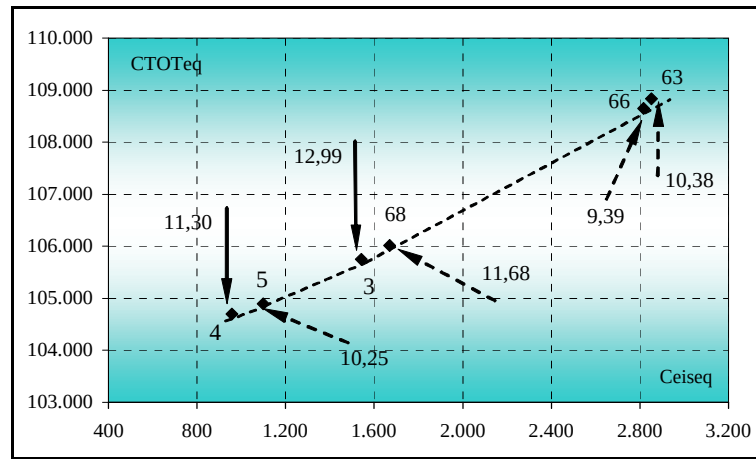


Figura 6.24: Curva de Trade-off $CTOT_{eq}^{I^*} \times Ceis_{eq}^{I^*}$

A análise dos valores contidos nesta figura revela as seguintes relações de preferências:

- ∇ $IME_{eq}^3 > IME_{eq}^{68}$, $CTOT_{eq}^3 \approx CTOT_{eq}^{68}$ e $Ceis_{eq}^3 \approx Ceis_{eq}^{68}$. Logo se infere que a sequência de adições de circuitos representada pelo sistema S_{eq}^3 é preferível ao sistema S_{eq}^{68} ;
- ∇ $IME_{eq}^{63} > IME_{eq}^{66}$, $CTOT_{eq}^{63} \approx CTOT_{eq}^{66}$, $Ceis_{eq}^{63} \approx Ceis_{eq}^{66}$. Logo se infere que a sequência de adições de circuitos representada pelo sistema S_{eq}^{63} é preferível ao sistema S_{eq}^{66} .

Observa-se ainda que os sistemas S_{eq}^4 e S_{eq}^5 , em virtude de estarem localizadas em uma região de saturação da curva de fronteira de eficiência econômica, se constituem em configurações evolutivas candidatas à solução ótima para o estudo de caso. De fato, utilizando a regra de decisão expressa em (6.1a) a (6.1f) conclui-se que a sequência ótima de adições corresponde ao sistema S_{eq}^{4*} , uma vez que este sistema maximiza o indicador $IME_{eq}^{I^*}$ e minimiza, simultaneamente, o $CTOT_{eq}^{I^*}$ e o índice $Ceis_{eq}^{I^*}$.

Como pode ser observado, o valor do índice $Ceis_{eq}^{4*}$, associado ao sistema ótimo S_{eq}^{4*} , ficou bastante próximo do valor do custo unitário Cuf (1000 US\$/MWh). Isto significa que os níveis de reservas de capacidade de transmissão deste sistema estão compatíveis com os investimentos realizados na rede de transmissão para atender ao crescimento do mercado previsto.

☑ Sequência Ótima de Adições Via Trade- Off CTOT x Tcrt

Nesta seção é apresentada a sequência ótima de adições de circuitos obtida mediante a aplicação da regra de decisão expressa em (6.2a) a (6.2f). A Figura 6.25 ilustra, graficamente, as seis alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas segundo o Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times Tcrt_{eq}^{I*}$.

Analisando os valores contidos nesta figura podem-se extrair as seguintes constatações:

$\nabla IME_{eq}^3 > IME_{eq}^{68}$, $CTOT_{eq}^3 \approx CTOT_{eq}^{68}$ e $Tcrt_{eq}^3 \approx Tcrt_{eq}^{68}$. Logo se infere que a sequência de adições de circuitos representada pelo sistema S_{eq}^3 é preferível ao sistema S_{eq}^{68} ;

$\nabla IME_{eq}^{63} > IME_{eq}^{66}$, $CTOT_{eq}^{63} \approx CTOT_{eq}^{66}$, $Tcrt_{eq}^{63} \approx Tcrt_{eq}^{66}$. Logo se infere que a sequência de adições de circuitos representada pelo sistema S_{eq}^{63} é preferível ao sistema S_{eq}^{66} .

Tal como no Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times Ceis_{eq}^{I*}$ os sistemas S_{eq}^4 e S_{eq}^5 , se localizam no "joelho" da curva de fronteira de eficiência econômica. Utilizando a regra de decisão expressa em (6.2a) a (6.2f) conclui-se que a sequência ótima de adições corresponde ao sistema S_{eq}^{4*} , uma vez que este sistema maximiza o indicador IME_{eq}^{I*} e minimiza, simultaneamente, o $CTOT_{eq}^{I*}$ e o índice $Tcrt_{eq}^{I*}$.

Como pode ser observada, a sequência ótima de adições de circuito é a mesma que a obtida com a regra de decisão estabelecida pelo trade-off Custo x Custo de Interrupção do Sistema, onde se procurou compatibilizar os níveis de investimentos com os níveis de reserva de capacidade de transmissão.

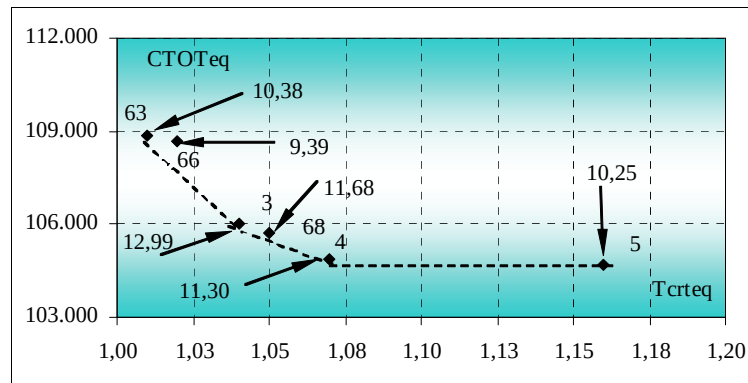


Figura 6.25: Curva de Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times Tcrt_{eq}^{I*}$

☑ Sequência Ótima de Adições Via Trade- Off CTOT x EENS

Pó sua vez, a Figura 6.26 ilustra as mesmas seis alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas, resultantes da análise de hierarquização e de dominância, segundo o Trade-off $CTOT_{eq}^{I*} \times EENS_{eq}^{I*}$.

Chama-se a atenção que, a aplicação da regra de decisão (1.6a) a (1.6f), mencionada no Capítulo 1 aponta também, como solução para este problema de otimização, a sequência ótima adições associada ao sistema

S_{eq}^4 . Diante desta constatação fica demonstrada a coerência entre estas duas regras de decisões, as quais foram elaboradas com o objetivo de dimensionar a expansão de sistemas de transmissão reais e de grande porte.

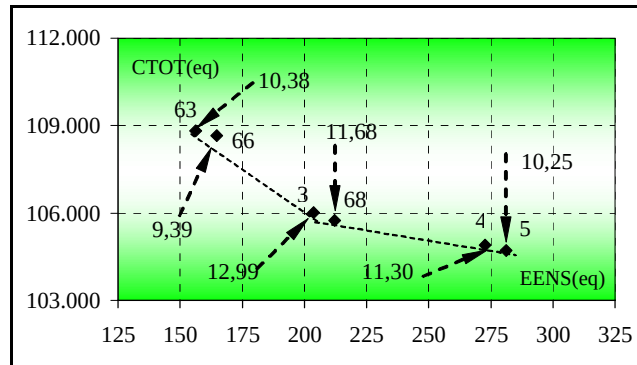


Figura 6.26: Curva de Trade-off $CTOT_{eq}^I \times EENS_{eq}^I$

☑ Dimensionamento Via Trade- Off CTOT x Ceis, N- 1 e N- 0

Esta seção faz uma comparação entre duas metodologias para obtenção da expansão da transmissão, em termos de desempenho e de custos envolvidos. Uma das metodologias segue o procedimento usual para o PET dinâmico, que é baseada no critério de confiabilidade determinístico de "N-1" ou "N-0" componentes. A outra consiste na aplicação da técnica de trade-off CTOT x ENNS para definição da sequência ótima de adições dos circuitos.

☐ Comparação das Parcelas de Custos

A Figura 6.27 mostra as parcelas de custos de investimentos, de perdas ativas e de expectativas de energias não supridas (em milhões de dólares) dos sistemas de referência superior S^{N-1} e de referência inferior S^{N-0} , planejados respectivamente com os critérios "N-1" e "N-0", e o sistema S_{eq}^4 , dimensionado através do trade-off CTOT x ENNS.

Já o sistema de transmissão denominado de S^{PO} faz uso da seguinte filosofia de expansão adotada nas elaborações dos antigos planos de obras das empresas:

- ▽ Nos cinco primeiros anos a expansão atende ao critério "N-0";
- ▽ Do sexto ao décimo ano a expansão atende ao critério "N-1".

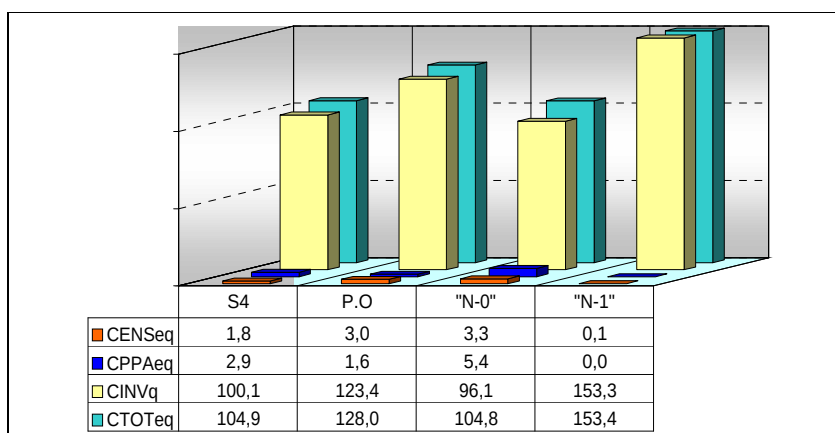


Figura 6.27: Custos Associados aos Sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO}

A análise dos custos associados às quatro alternativas de configurações evolutivas revela que:

- ▽ A redução em custos de investimentos decorrente da implantação das configurações evolutivas dimensionadas pelo critério de trade-off, frente à expansão dimensionada para atender ao critério "N-1", é cerca de 35% inferior, que corresponde a 54,6 milhões de dólares;
- ▽ Comparado com os custos associados às configurações evolutivas do sistema SPO, o sistema S4 apresenta uma economia da ordem de 21% que representa cerca de 27,4 milhões de dólares;
- ▽ Em relação ao sistema dimensionado para atender ao critério "N-0", o sistema S4 apresenta um custo de investimentos superior em cerca de 3,7% que representa apenas US\$ 3,6 milhões. Entretanto os custos associados às perdas ativas e às EENS são cerca de 13,8% e 31% maiores, respectivamente, resultando em um custo total praticamente da mesma ordem de grandeza.

□ Comparação das Variações de Custos

A Tabela 6.3 apresenta os valores dos acréscimos sofridos pelas parcelas de custos de perdas ativas e de energias não supridas equivalentes (1000 US\$), provocadas pelas reduções dos custos de investimentos, para as configurações evolutivas representadas pelos sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO} .

Tabela 6.3: Variações dos Custos dos Sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO}

Sistemas	$\Delta^- CINV_{eq}^I$	$\Delta^+ CENS_{eq}^I$	$\Delta^+ CPPA_{eq}^I$	$\Delta^+ CMWh_{eq}^I$
S^4	53.158	1.748	2.932	4.680
S^{N-0}	57.202	3.157	5.430	8.587
S^{N-1}	0	14	0	14
S^{PO}	29.929	2.890	1.646	4.536

Com as informações contidas nesta tabela é possível avaliar o quanto vai custar aumentar ou diminuir o requisito de confiabilidade, consequentemente, o requisito de reserva de capacidade de transmissão associado a cada uma das alternativas, e também, avaliar até que ponto é economicamente vantajoso adiar as adições de circuitos por um ou mais anos. Destas variações incrementais observa-se que:

Em virtude do aumento nos custos de $\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^4$ e $\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^{\text{N-0}}$ serem praticamente da mesma ordem de grandeza e da maior redução nos custos de investimentos do sistema S^4 em relação a redução dos custos de investimento do sistema S^{PO} , o sistema S^4 apresenta um melhor equilíbrio entre os benefícios econômicos e custos que o sistema S^{PO} . A Figura 6.28 apresenta estas constatações em termos de índices de mérito (IME).

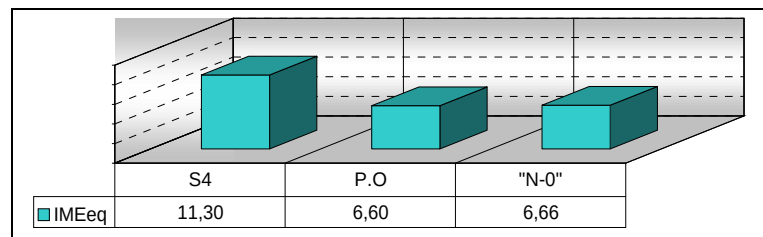


Figura 6.28: Comparação dos Índices de Méritos dos Sistemas $S^{\text{N-0}}$, S^4 e S^{PO}

Note que o IME_{eq}^4 é da ordem de 11,36 enquanto que o $\text{IME}_{\text{eq}}^{\text{PO}}$ é cerca de 6,60, e o $\text{IME}_{\text{eq}}^{\text{N-0}}$ do sistema $S^{\text{N-0}}$ é 6,66, ou seja, são 72,1% e 70,5% inferiores, respectivamente.

□ Comparação das Datas de Adições de Reforços

A Tabela 6.4 apresenta os circuitos contemplados nos sistemas de transmissão $S^{\text{N-1}}$, $S^{\text{N-0}}$, S^4 e S^{PO} e suas respectivas datas de adições.

Tabela 6.4: Datas de Adições de Reforços dos Sistemas

Reforços de Transmissão	Sistema S^4	Sistema $S^{\text{N-1}}$	Sistema $S^{\text{N-0}}$	Sistema S^{PO}
Angelim/Tacaimbó-C3	Ano 1	Ano 1	Ano 4	Ano 4
C. Grande/Açu	Ano 5	Ano 1	Ano 5	Ano 5
Mirueira/Goianinha	Ano 1	Ano 1	Ano 3	Ano 3
Messias/Recife- 500 kV	Ano 3	Ano 1	Ano 3	Ano 3
2º AT 600 MVA Messias	Ano 2	Ano 1	Ano 2	Ano 2
Recife/P. Ferro-C1	Ano 5	Ano 3	Ano 5	Ano 5
P. Ferro/C. Grande	Ano 5	Ano 3	Ano 5	Ano 5

Observa-se que nestes quatro sistemas de transmissão, com exceção dos circuitos constituídos pelo terceiro circuitos Angelim/ Tacaimbó e Mirueira/ Goianinha, todos os outros são adicionados para atendimento ao critério de confiabilidade determinístico "N-0".

❑ Comparação dos Índices de Confiabilidade

Com a finalidade de mostrar o melhor desempenho do sistema S^4 , é feita a seguir uma comparação dos índices de confiabilidade traduzidos em termos de EENS (MWh/ ano), LOLP (%), LOLF (ocorrências/ ano) e LOLD (horas). A Figura 6.29 faz uma análise comparativa entre os valores das EENS (em MWh/ ano) associadas às expansões dimensionadas com os quatro critérios de dimensionamentos anteriormente mencionados.

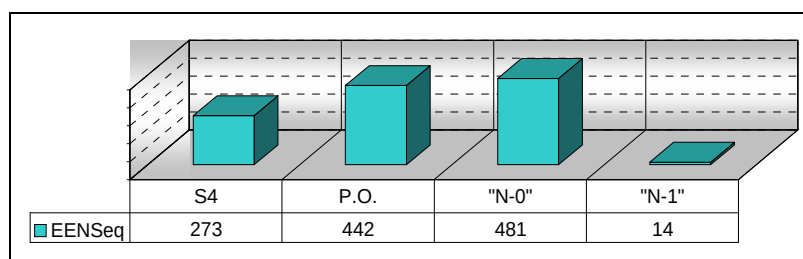


Figura 6.29: Comparação das EENS dos Sistemas S^{N-1} , S^{N-0} , S^4 e S^{PO}

Comparando dos valores dos índices EENS associadas aos quatro sistemas verifica-se que:

- ▽ A redução na EENS decorrente da implantação das configurações evolutivas dimensionadas pelo critério de benefício-custo, frente a expansão dimensionada para atender ao critério de confiabilidade determinístico "N-0", é cerca de 76,2% inferior;
- ▽ Em relação ao sistema de transmissão SPO, a sequência de adições de reforços associada ao sistema SBC também apresenta uma redução significativa no índice EENS, alcançando o valor de 61,9%, que representa 169 MWh/ano.

❑ Comparação dos Índices LOLF e LOLD

As Figuras 6.30 e 6.31 fazem uma análise comparativa entre os valores dos índices LOLF e LOLD associadas às alternativas de configurações evolutivas dimensionadas com três dos critérios de dimensionamentos anteriormente mencionados.

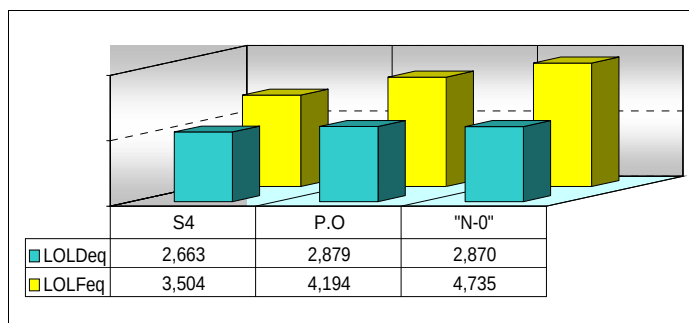


Figura 6.30: Comparação Relativa dos Índices $LOLD^4$ e $LOLF^4$

Com relação ao índice de confiabilidade $LOLF^4$ observa-se que o sistema S^4 é cerca de 35,1% e 19,7% inferior, respectivamente, como pode ser visto na Figura 11 apresentada a seguir. Já o índice $LOLD^{BC}$ do sistema S^4 é inferior em cerca de 7,8%.

A combinação destes dois índices de confiabilidade resulta na $LOLP^4$, a qual apresenta um desempenho bastante superior, quando comparado com os desempenhos dos sistemas de transmissão S^{N-0} e S^{PO} , como pode ser visto na Figura 6.31. Neste caso, os valores são superiores em cerca de 45,7% e 29,4%, respectivamente.

Diante destas constatações, infere-se que a sequência de adições de circuitos do sistema de transmissão S^4 propicia uma melhor confiabilidade de atendimento aos consumidores supridos pela área Leste, quando comparado com as configurações evolutivas associadas aos sistemas S^{N-0} e S^{PO} .

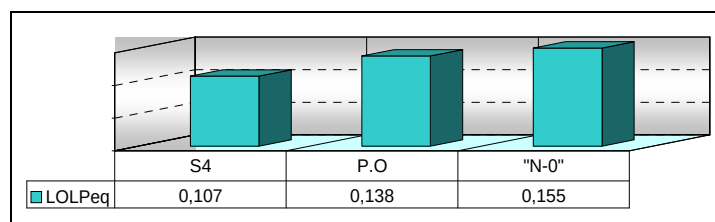


Figura 6.31: Comparação das $LOLP^4$ dos Sistemas S^{N-0} , S^S e S^{PO}

❑ Comparação dos Níveis de Reserva de Capacidade

Este item explora os aspectos relacionados aos níveis de reserva de capacidade de transmissão associados a cada uma dos sistemas S^{N-1} , S^4 e S^{PO} .

Para aferir o nível de reserva de capacidade de transmissão associado as alternativas de sequências de adições de reforços, é introduzido o conceito de Índice Equivalente de Utilização da Rede de Transmissão - $I_{eur_{eq}}$, expresso pela relação entre os índices Cuf (US\$/MWh) e Ceis (US\$/MWh).

Através deste índice é possível avaliar o impacto no nível de reserva de capacidade de transmissão ao se aumentar ou diminuir o requisito de confiabilidade da rede de transmissão. A Figura 6.32 apresentada a seguir, faz uma análise comparativa os valores obtidos para os índices $I_{eur_{eq}}$ (%) associados aos sistemas S^4 e S^{N-1} . Para o cálculo destes valores foi considerado o custo unitário de interrupção de fornecimento de energia (Cuf) igual a 1000 US\$/MWh.

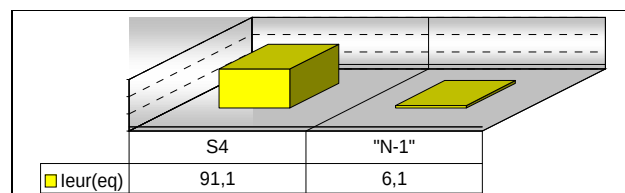


Figura 6.32: Comparação dos Índices $I_{eur_{eq}}$ dos Sistemas S^{N-1} e S^4

A comparação dos índices de utilizações apresentados nesta figura mostra, claramente, que o critério de dimensionamento "N-1" resulta em configurações evolutivas de baixos níveis de utilização da rede de transmissão. Este fato ocorre devido ao elevado nível de redundância trazido pelo excesso reserva de capacidade de transmissão disponível na rede de transmissão.

A Tabela 6.5 aponta as vantagens inerentes aos critérios de dimensionamento baseados em análises de trade-off, em relação aos critérios de confiabilidade determinísticos pré-fixados (N-1 e N-0). A análise desta tabela revela, claramente, que a única vantagem dos critérios de confiabilidade determinísticos consiste na simplicidade de uso, podendo-se concluir pela atratividade dos critérios baseados em análises de trade-off, diante dos atributos explicitados nesta tabela.

Tabela 6.5: Vantagens dos Critérios Baseados em Trade-off

Atributo	Determinístico	Trade- off
Índices de confiabilidade são implícitos ou explícitos?	Implícito	Explícito
Contempla os custos de Interrupções	Não	Sim
Considera as ocorrências das contingências mais prováveis?	Não	Sim
Permite a alocação eficiente das adições de reforços?	Não	Sim
É simples de usar?	Sim	Exige critérios e Procedimentos

		sistematizados
Encontra o balanço adequado entre custos e benefícios?	Não	Sim
Atende as necessidades da nova indústria de eletricidade brasileira?	Não	Sim
Existem estudos de casos reais?	Sim	Sim

6.4 Principais Constatações

Com base nos diversos conceitos e modelos matemáticos desenvolvidos e nas análises realizadas neste Capítulo podem ser extraídas as seguintes principais constatações:

- ❑ A modelagem do problema de determinação da sequência ótima de adições de circuitos resulta em um problema de otimização não linear de grande porte e não convexo;
- ❑ Os modelos baseados em trade-off (com múltiplos objetivos) propostos para otimização da sequência de adições de circuitos permitem considerar, além das equações de balanço de potências na rede e das considerações econômicas, os custos de interrupções dos sistemas (Ceis) ou custos incrementais de confiabilidade do sistema, como variáveis de decisão;
- ❑ A incorporação das variáveis de custos de interrupção dos sistemas e de tarifas de confiabilidade às restrições do problema de otimização se mostrou competente e eficiente na obtenção da sequência de adições de circuitos e aferição do nível de reserva de capacidade de transmissão em relação ao mercado atendido;
- ❑ Os resultados da otimização da sequência de adições de circuitos da rede de transmissão estudada indicaram de forma eficiente os troncos de transmissão mais críticos, apontando como vantajosas adições de circuitos para atendimento ao critério de confiabilidade "N-1" e outros ramos para atendimento ao critério de confiabilidade "N-0", resultando em um critério mais flexível para dimensionamento da rede de transmissão estudada;
- ❑ A consolidação efetiva dos critérios baseados em análises de trade-off depende tão somente da definição de critérios e de estabelecimento de procedimentos sistematizados;

- ❑ Além destas constatações, o novo ambiente competitivo resultante da desregulamentação da indústria de energia elétrica brasileira, exigirá critérios de dimensionamento mais flexíveis, que levem em consideração modelos probabilísticos de falhas e custos das interrupções de fornecimento de energia (custo social do déficit).
- ❑ Chama-se a atenção de que, o próprio documento do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE [MME/CCPE_01], já aponta a necessidade de transição do critério de confiabilidade determinístico "N-1" para o critério de trade-off, no qual é possível identificar e quantificar os níveis de risco implícitos às configurações evolutivas;
- ❑ Por fim, um outro ponto de destaque é a possibilidade de desenvolvimento de um Ambiente de Planejamento da Expansão da Transmissão baseada nas técnicas de trade-off apresentadas, em conjunto com a técnica de custos marginais de potência de circuitos e barramentos, para formulação de alternativas.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ⑦

Metodologia de Planejamento da Expansão de Interligações Considerando Informações Econômica- Energéticas

7.1 Introdução

Este Capítulo tem como principal objetivo apresentar os aspectos conceituais da metodologia proposta para planejamento de expansão de redes de interligações entre submercados de energia elétrica, levando-se em consideração, como variáveis de decisão dos investimentos a serem realizados no dimensionamento:

- ❑ O valor econômico da confiabilidade e o despacho energético;
- ❑ O custo de congestionamento na rede elétrica de interligação;
- ❑ Os custos associados às parcelas variáveis;
- ❑ Os custos das perdas de receitas das transmissoras.

Também são apresentados os principais resultados da aplicação da metodologia proposta, além das análises executadas e os critérios utilizados em um estudo de caso real de planejamento, sendo os resultados alcançados discutidos com bastantes detalhes.

Vale salientar que, esta aplicação prática envolve a rede elétrica que interliga as regiões Norte -N e Nordeste - NE do sistema elétrico brasileiro, onde são comparados os desempenhos dos dois subsistemas em termos de LOLP e EENS, levando-se em consideração os sentidos dos intercâmbios de energias.

7.2 Aspectos Gerais da Metodologia Proposta

Em linhas gerais, o conjunto de modelos matemáticos propostos para estabelecimento da sequência ótima de adições de circuitos em redes de interligação considera informações provenientes dos despachos energéticos, custos marginais de confiabilidade (circuitos e barramentos) e montantes de cortes de carga provenientes de uma análise de regime dinâmico (tarefa DINA). A execução completa da metodologia proposta exige a realização de três etapas distintas, as quais estão centradas nas tarefas de regime permanente e transitório ilustradas na Figura 7.1.

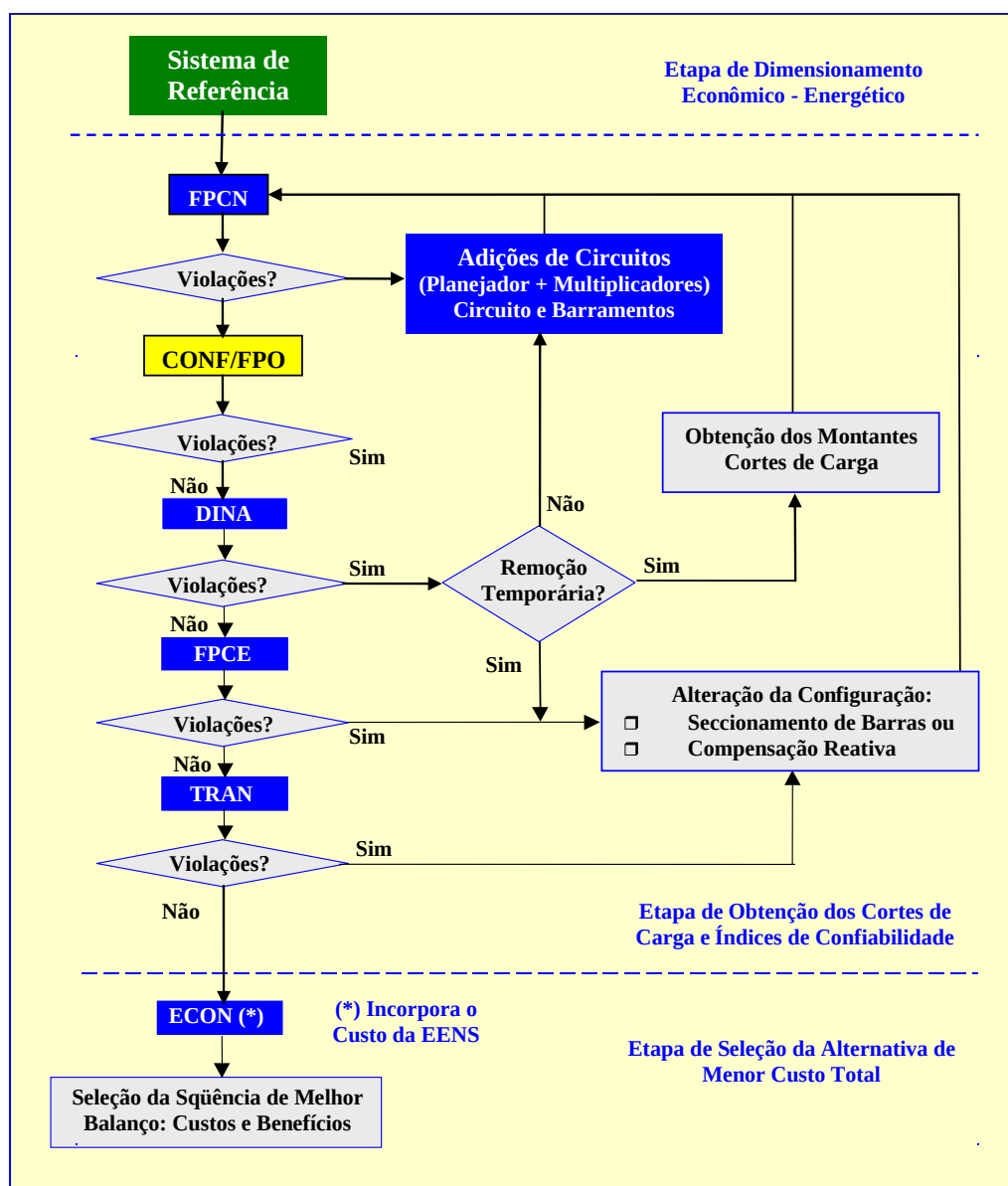


Figura 7.1: Seqüência de Análises para Formulação de Alternativas (Ótica de Segurança)

Chama-se a atenção de que, os conceitos contidos na metodologia proposta atende aos requisitos exigidos pelo Caminho ⑦ (Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo) conforme indicado na Figura 1.1 do Capítulo 1. Ou seja, ela trata o problema de dimensionamento elétrico da interligação de forma probabilística, além de contemplar os aspectos relacionados ao dimensionamento energético do problema.

Como pode ser observada na Figura 7.1, a execução da abordagem metodológica proposta requer, além da concepção de uma alternativa de referência, necessita também da construção de um modelo de obtenção de cortes de carga. Eles são provenientes da tarefa "DINA", bem como de um modelo para obtenção de índices de confiabilidade, sob o enfoque de segurança¹, ao invés do enfoque de adequação, como nos problemas do PET e do PER os quais estão em consonância com os conceitos do Caminho ③ (ver Figura 1.1 do Capítulo 1).

Diante desta constatação, a análise de segurança requer o estudo do comportamento dinâmico dos subsistemas energéticos interligados, sob os enfoques de estabilidade transitória e dinâmica, decorrentes de desligamentos sequenciais ou colapsos de tensão. Neste sentido, a análise de estabilidade torna-se uma outra condição de grande importante, significando a garantia da operação em paralelo de todas as unidades geradoras dos subsistemas.

☒ **Definição do Sistema de Referência**

Para definição do sistema de referência indicado na Figura 7.1 propõem-se os uso dos três critérios econômico-energéticos indicados em [CCPE_01], para estudos de planejamento da expansão de interligações entre submercados de energia, em horizontes de longo e médio prazo. Os referidos critérios são os seguintes:

☐ Redução dos custos operativos do sistema;

O critério básico para decisão econômica é que o valor atualizado dos benefícios energéticos (eventuais reduções de consumo de geração termelétrica e de custo do déficit decorrentes da implantação de reforços na rede de interligação) seja maior ou igual ao valor presente dos investimentos na rede de interligação.

☐ Acréscimo de energia garantida;

Um reforço na rede de interligação é considerado economicamente atrativo, segundo este critério de dimensionamento, quando o índice de mérito do projeto for inferior ao custo de geração de novas fontes de geração que estão sendo contempladas na expansão da interligação.

¹A designação segurança deve ser aqui entendida como a habilidade de cada subsistema interligado suportar variações bruscas em suas configurações, cargas e gerações.

Este indicador econômico é obtido através da relação entre o custo anual de investimento e o acréscimo de energia garantida que a expansão da interligação proporciona. Com esta definição, este índice de mérito pode ser interpretado como sendo uma "usina virtual" que firma energia para o sistema.

□ Avaliação do benefício marginal da interligação.

Segundo este critério de dimensionamento, se os benefícios energéticos (benefícios marginais) advindos da interligação forem superiores ao custo total de investimento do projeto de transmissão, pode-se concluir, em princípio, pela indicação de viabilidade econômica do reforço.

Infere-se destas regras de decisão que, a definição sobre a necessidade de expansão da rede de interligação passa pelo crivo de critérios baseados nos custos incorridos pelos subsistemas e nos benefícios energéticos auferidos pelo reforço na capacidade de transferência de energia.

7.2.1 Modelo de Obtenção dos Montantes de Cortes de Carga

Para a determinação dos montantes de Cortes de Carga - ΔC de cada Subsistema - S_b propõe-se o uso do modelo descrito em [CT_85], onde os referidos montantes de cargas rejeitadas são obtidos durante a realização da tarefa "DINA", conforme indicado na Figura 7.2. Neste modelo os cortes de carga são calculados, em função dos Desbalanços de Potências Ativas - ΔC_{DP} e dos déficits de Reservas Girantes - ΔC_{RG} , ambos resultantes de ocorrências de falhas nos componentes da rede de interligação.

Para todas as contingências (simples ou duplas) que resultem em violações ou perda de estabilidade dos subsistemas energéticos, e todos os sentidos dos fluxos de energia, resolve-se, então, o seguinte problema de otimização não linear com restrição:

$$\Delta C^{S_b} = \text{Max} (\Delta C_{DP}^{S_b}, \Delta C_{RG}^{S_b}) \quad (7.2a)$$

Sujeito a:

$$f^{S_b} \geq \underline{f} \quad (7.2b)$$

Onde:

$$\Delta C_{DP}^{S_b} = \left[\frac{\Delta P^{S_b} - \Delta P_r^{S_b}}{\Delta P^{S_b} + P_G^{S_b} / (P_G^{S_b} + R_G^{S_b})} \right] \cdot P_L^{S_b} \quad (7.3)$$

$$\Delta P^{S_b} = (K_p \cdot P_L^{S_b} - P_G^{S_b}) / (P_G^{S_b} + R_G^{S_b}) \quad (7.4a)$$

$$\Delta C_{RG}^{S_b} = [P_L^{S_b} - P_G^{S_b} / (P_G^{S_b} + R_G^{S_b}) \cdot K_p] \cdot F_{rf} \quad (7.4b)$$

PL - Carga ativa do subsistema ilhado;

PG - Potência ativa gerada no subsistema ilhado;

RG - Reserva girante do subsistema ilhado;

ΔPr - Desbalanço de potência ativa de referência, sem corte de carga;

ΔP - Desbalanço de potência ativa no subsistema, com corte de carga;

f - Frequência de oscilação nominal do subsistema ilhado;

Frf - Fator de recuperação da frequência;

$f_{\min}$ - Valor mínimo aceitável da frequência de oscilação do subsistema;

Kp - Fator de perdas ativas.

7.2.2 Modelo de Avaliação de Confiabilidade (Segurança)

Tal como na análise de adequação, a avaliação da confiabilidade sob a ótica de segurança requer a identificação dos estados de falha da rede elétrica e a obtenção dos índices de confiabilidade. Ou seja, torna-se necessária a identificação dos Modos de Falhas e as Análises dos Efeitos sobre os subsistemas energéticos interligados.

☑ Identificação dos Modos de Falhas

A identificação dos possíveis Modos de Falhas da rede de interligação consiste em identificar o conjunto de um ou mais componentes da rede, os quais se falhados interrompem os fluxos de energia, formando ilhas energéticas, ou reduzem os fluxos entre os subsistemas energéticos interligados.

☑ Modelo de Análise dos Efeitos

Conforme já comentado, a segurança está relacionada com o desempenho dos subsistemas frente aos distúrbios transitórios. Nestas situações, onde o comportamento transitório dos subsistemas é predominante, convém avaliar a confiabilidade (tarefa "CONF") durante e após o término da perturbação.

Assim, de posse dos Cortes de Carga - ΔC , das Probabilidades de Falhas - P_{fc} dos componentes da rede de interligação, das Probabilidades de Ocorrências dos Patamares de Carga - P_{pc} e das direções dos Fluxos de Intercâmbios - P_{fi} , pode-se obter os valores anuais dos índices EENS, associadas aos subsistemas energéticos, através da equação:

$$EENS^{Sb} = 8760 \cdot \sum_{k=1}^{N_{lt}} [P_{fc_k} \cdot \sum_{j=1}^{N_{pc}} (P_{pc_j} \cdot \Delta C_j^{Sb} \cdot \sum_{i=1}^{N_{fi}} P_{fi_i})] \quad (7.5)$$

Onde:

N_{lt} - Número de linhas de transmissão na rede de interligação;

N_{pc} - Número de patamares da curva de carga;

N_{fi} - Número de direções de fluxos de energia.

Adicionalmente, podem ser obtidos os índices LOLP, LOLE, LOLD e o Índice de Severidade - IS, através das seguintes relações algébricas:

$$LOLP^{Sb} = \sum_{k=1}^{N_{lt}} [P_{fc_k} \cdot \sum_{j=1}^{N_{pc}} (P_{pc_j} \cdot \sum_{i=1}^{N_{fi}} P_{fi_i})] \quad (7.6)$$

$$LOLE^{Sb} = \sum_{k=1}^{N_{lt}} \mu_k \cdot [P_{fc_k} \cdot \sum_{j=1}^{N_{pc}} (P_{pc_j} \cdot \sum_{i=1}^{N_{fi}} P_{fi_i})] \quad (7.7)$$

$$IS^{Sb} = 60 \cdot EENS^{Sb} / D_{max} \quad (7.8)$$

$$LOLD^{Sb} = 8760 \cdot LOLP^{Sb} / LOLE^{Sb} \quad (7.9)$$

Onde:

μ_k -- Taxa de reparo do k-ésimo componente da rede de interligação;

D_{max} - Demanda máxima do subsistema.

7.2.3 Modelos de Avaliação dos Benefícios e Custos

O modelo matemático proposto, para justificativa econômica da necessidade de implantação das adições de circuitos, se baseia em análises dos custos e benefícios econômicos incrementais decorrentes das postergações das datas de comissionamentos. A designação incremental é aplicada no sentido de se trabalhar com valores diferenciais; ou seja, tomando-se a rede de interligação sem as adições de reforços como referência, e computando-se nas demais os diferenciais de custos.

7.2.3.1 Modelo de Avaliação dos Benefícios Incrementais

Consideram-se benefícios econômicos incrementais os alívios financeiros obtidos ao longo do período de postergação - p . Eles são decorrentes das adições dos circuitos previstos, e são medidos pelas Reduções dos Custos de Investimentos - Δ^+CINV , descontadas as parcelas relativas às perdas anuais das receitas das transmissoras, e pelas Reduções dos Custos Incorridos pelas Parcelas Variáveis - Δ^+CIPV .

☑ Cálculo das Parcelas $\Delta^- \text{CINV}$

Uma vez que as receitas anuais permitidas dependem dos montantes dos Custos de Investimentos - CINV, os valores destas parcelas de custos são obtidos usando a seguinte equação:

$$\Delta^- \text{CINV}_p = \frac{td \cdot \text{CINV}}{\text{frc}(td, p)} - \sum_{k=1}^p \frac{\text{Frc}(td, Vu) \times \text{CINV}_k}{(1 + td)^k} \quad (7.10)$$

Onde:

$$\text{frc}(td, p) = \frac{td \cdot (1 + td)^p}{(1 + td)^p - 1} \text{ e } \text{frc}(td, Vu) = \frac{td \cdot (1 + td)^{Vu}}{(1 + td)^{Vu} - 1}$$

Vu = Vida útil das instalações.

☑ Cálculo das Parcelas $\Delta^- \text{CIPV}$

O modelo proposto para a avaliação destas parcelas de benefícios incrementais incorpora o cálculo das Probabilidades de Indisponibilidades da Rede de interligação - PIRI (programadas e não programadas). Segundo a ANEEL estas probabilidades, em bases anuais, devem ser calculadas pela expressão.

$$\Delta^- \text{PIRI}_k = \left[\frac{1}{15} \times \sum_{i=1}^{NP} \left(\frac{\text{DDP}_i + \text{DOD}_{i>5}}{8760} \right) + \sum_{i=1}^{NO} \left(\frac{\text{DOD}_i + \text{DOD}_{i<5}}{8760} \right) \right] \quad (7.11)$$

Onde:

DDP = Duração, em horas, de cada desligamento programado;

DOD = Duração, em horas, de cada um dos outros desligamentos;

NP = Número de desligamentos programados da instalação no ano;

NO = Número de outros desligamentos da instalação no ano.

Considerando ainda que a ANEEL recomenda que as reduções dos custos associados às parcelas variáveis devem ser valoradas em função do fator "Ko" e da parcela base, os valores das parcelas destes benefícios incrementais são obtidos pela seguinte equação:

$$\Delta^- \text{CIPV}_p = \sum_{k=1}^p \frac{Ko \cdot \text{CINV}_k \times \Delta^- \text{PIRI}_k}{(1 + td)^k} \quad (7.12)$$

Ko = 150 para equipamentos com nível de tensão superior a 230 kV e 100 para equipamentos iguais ou inferiores ao nível de 230 kV.

7.2.3.2 Modelo de Avaliação dos Custos Incrementais

Já os custos totais incrementais estão associados à degradação das condições operativas, em condição de contingências simples, decorrente do adiamento das adições dos circuitos. Eles são medidos pelos acréscimos dos Custos das EENS - $\Delta^+ \text{CENS}$, dos Custos das Potências de Perdas Ativas - $\Delta^+ \text{CPPA}$ e dos Custos de Congestionamentos na Rede de Interligação - $\Delta^+ \text{CCRI}$.

☑ Cálculo das Parcelas $\Delta^+ \text{CENS}$

O modelo proposto para a avaliação destas parcelas de custos incorpora os modos de falhas da rede de interligação e as análises dos efeitos sobre os sistemas energéticos. Ou seja, envolve análises de contingências combinadas com informações estatísticas relativas às taxas de falhas e reparo e aos cenários de interrupção ou redução dos fluxos de intercâmbios anuais.

Considerando o Custo Unitário de Falha (interrupção) - C_{uf} , em US\$/MWh, independente da duração da interrupção, isto é, constante, os valores destas parcelas de custos podem ser obtidos pela seguinte equação:

$$\Delta^+ \text{CENS}_p = \sum_{k=1}^p \frac{C_{uf} \cdot \Delta^+ \text{EENS}_k}{(1 + td)^k} \quad (7.13)$$

☑ Cálculo das Parcelas $\Delta^+ \text{CPPA}$

Uma vez que o perfil das Potências de Perdas Ativas - PPA na rede de interligação é influenciado pelos sentidos dos fluxos de intercâmbios e pelo Número de Patamares de Carga (N_{pc}), o modelo matemático proposto para a avaliação das perdas médias anuais contempla: as probabilidades de ocorrências dos intercâmbios e dos patamares da curva de carga, conforme indicado na equação (7.14).

$$\Delta^+ \text{PPA}_k = \sum_{j=1}^{N_{pc}} (P_{pcj} \cdot \text{PPA}_j) \quad (7.14)$$

Considerando que a reposição das perdas ativas é realizada pelos parques geradores dos subsistemas, e avaliadas pelos Custos Marginais de Expansão de Energia - CME e de potência - CMP, os valores destas parcelas de custos podem ser obtidos pela seguinte equação:

$$\Delta^+ \text{CPPA}_p = \sum_{k=1}^p \frac{C_{up} \times \Delta^+ \text{PPA}_k}{(1 + td)^k} \quad (7.15)$$

Onde:

$$C_{up} = 8,76 \cdot F_p \cdot \text{CME} + \text{CMP}$$

C_{up} - Custo unitário de potência de perdas ativas, em US\$/MW;

F_p - Fator de perdas, estimado a partir dos fatores de cargas.

☑ Cálculo das Parcelas $\Delta^+ \text{CCRI}$

Esta parcela de custo surge quando a Capacidade de Transmissão - Ct da rede de interligação, em condição de contingência simples, fica reduzida, impedindo que o montante de Fluxo de Intercâmbio Pré-defeito - Fpre, seja transportado para o subsistema com déficit de geração.

Nestas condições, o montante de geração despachada no subsistema exportador deve ser ajustada de modo que o balanço entre a demanda e a geração de energia seja respeitado; ou seja, de modo que a diferença (Fpre-Ct) > 0 seja verdadeira.

Uma vez que a geração despachada é influenciada pelos sentidos dos fluxos e pelo número de patamares da curva de carga, o modelo proposto para avaliação do Custo de Congestionamento na Rede de Interligação - CCRI (caso exista) contempla as probabilidades de ocorrências dos intercâmbios e dos patamares de carga. A seguinte equação que permite obter tal parcela de custo.

$$\Delta^+ \text{CRI}_k = 8,76 \cdot \sum_{j=1}^{N_{pc}} (P_{pcj} \cdot (F_{prej} - Ct) \cdot \sum_{i=1}^{N_{pc}} P_{fi_i}) \quad (7.16)$$

Ademais, considerando que a redução da geração despachada é avaliada pelo Custo de Déficit de Energia - Cde, os valores destes custos podem ser obtidos através do uso da seguinte equação algébrica:

$$\Delta^+ \text{CCRI}_p = \sum_{k=1}^p \frac{Cde \times \Delta^+ \text{CRI}_k}{(1 + td)^k} \quad (7.17)$$

7.2.3.3 Regra de Decisão de Investimentos (Critério Econômico)

O critério de parada de postergação proposto está em consonância com o conceito de benefícios econômicos e custos, o qual estabelece que a condição de aceitabilidade de um investimento pode ser resumida pela expressão (7.18).

$$\Delta^- \text{CINV}_p + \Delta^- \text{CIPV}_p \geq \Delta^+ \text{CENS}_p + \Delta^+ \text{CPPA}_p + \Delta^+ \text{CCRI}_p \quad (7.18)$$

Note que o primeiro membro desta equação representa os benefícios incrementais, resultantes das postergações dos investimentos, enquanto que o segundo membro corresponde aos custos incrementais ocasionados pelas postergações. Note também que, com esta regra de decisão (critério), a data de necessidade das adições de circuitos fica caracterizada quando os custos superam os benefícios econômicos incrementais.

Adicionalmente, pode-se obter o Custo Equivalente de Interrupção da Interligação - Ceii (em US\$/MWh), associado a um Período de Postergação - p, através da equação (7.19). Note que este custo unitário tem a mesma dimensão do parâmetro "Cuf".

$$Cuf \leq \left(\frac{td \times CINV}{frc(td, k)} - \sum_{k=1}^p \frac{\Delta^+ CPPA_k + \Delta^+ CCRI_k - \Delta^- CIPV_k}{(1+td)^k} \right) \left/ \left(\sum_{k=1}^p \frac{\Delta^+ EENS_k}{(1+td)^k} \right) \right. \quad (7.19)$$

Com este critério de decisão, a condição de parada de postergação de adições de circuitos ocorre quando a relação (7.20) for obedecida, indicando que os adiamentos das adições não são economicamente mais vantajosos.

$$Cuf \geq Ceii_p^{Sb} \quad (7.20)$$

7.3 Aplicação da Metodologia ao PEI

O objetivo deste item é apresentar e discutir os resultados de um estudo de caso, envolvendo o sistema de transmissão que interliga as regiões Norte e Nordeste do sistema elétrico brasileiro. Para obtenção dos índices de confiabilidade EENS e LOLP (ótica de segurança) associados aos dois sistemas energéticos utilizou-se o método do Modo de Falhas e Análise dos Efeitos para selecionar os estados operativos e determinar os efeitos das falhas sobre os dois sistemas energéticos interligados.

O Modo de Falha consiste em identificar o conjunto de um ou mais componentes da rede de interligação Norte/Nordeste que se falhados interrompem os possíveis fluxos de intercâmbios de energia. Estes montantes de fluxos são medidos pela soma dos fluxos de saída nas subestações de Boa Esperança e Teresina através das linhas de transmissão P. Dutra-Boa Esperança 500 kV e Teresina-Peritoró 230 kV.

A Análise dos Efeitos consiste em determinar os montantes de cortes de cargas nos dois sistemas energéticos, decorrentes de defeitos em cada trecho de linha da rede de interligação Norte/Nordeste, considerando os sentidos de fluxos de intercâmbio e os patamares da curva de carga.

A configuração da rede de interligação Norte/Nordeste estudada contém apenas uma linha de transmissão de 230 kV, conectando as subestações de Presidente Dutra na região Norte e Fortaleza na região Nordeste, e dos circuitos operando na tensão de 500 kV entre as subestações de Presidente Dutra e Paulo Afonso (região Nordeste). A Figura 7.2 mostra a localização geográfica desta rede de interligação.

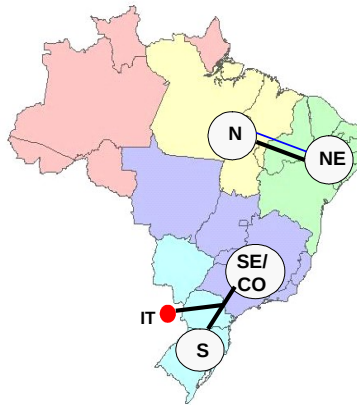


Figura 7.2: Interligação Norte/Nordeste Estudada

Outra característica interessante da rede de interligação N/NE estudada é que as energias transferidas são bastante influenciadas pelos fluxos de intercâmbios em carga leve, tanto pelos valores elevados em relação aos fluxos energéticos em carga pesada, como pelas suas probabilidades de ocorrências.

7.3.1 Intercâmbios e Probabilidades de Ocorrências

Este item apresenta os montantes dos intercâmbios anuais, em função dos sentidos dos intercâmbios direto, inverso e nulo, para o período analisado de oito anos, e suas respectivas probabilidades de ocorrências.

☒ Magnitudes dos Intercâmbios Energéticos

Os valores dos intercâmbios foram determinados levando-se em consideração a coincidência de cada ano do período de oito anos com cada ano hidrológico. A Figura 7.3 apresenta os valores dos intercâmbios nominal (direto), inverso e nulo.

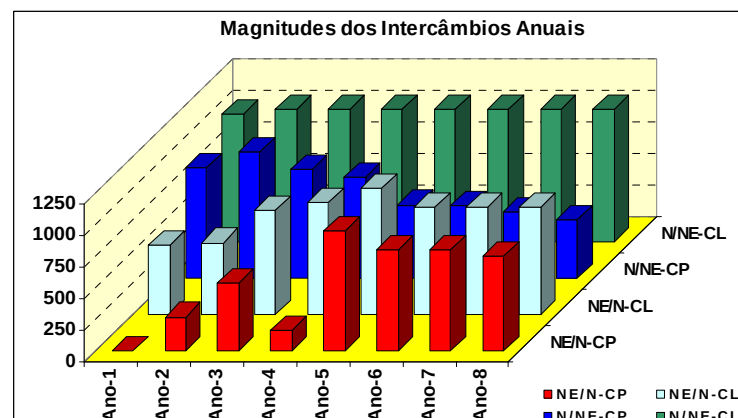


Figura 7.3: Magnitudes dos Intercâmbios Anuais do Sistema Interligado N/NE

Dest a figura percebe-se claramente que, as magnitudes dos intercâmbios são maiores em condição de carga leve do que em condição de carga pesada, e no sentido direto, ou seja, quando o fluxo de energia é do subsistema Norte para o subsistema Nordeste.

☑ Magnitudes das Probabilidades de Ocorrências dos Intercâmbios

Uma vez que a análise de confiabilidade é realizada para condição de sentido intercâmbio, surge a necessidade de calcular as suas respectivas probabilidades de ocorrências. Utilizando-se o Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - MSSE, foram obtidas as probabilidades de ocorrências dos intercâmbios, em base mensal, levando em consideração um histórico de vazões de 50 anos.

As Figuras 7.4 e 7.5 apresentam as probabilidades mensais, enquanto que as Figuras 7.6 e 7.7 mostram as médias anuais, para cada um dos oito anos do período estudado.

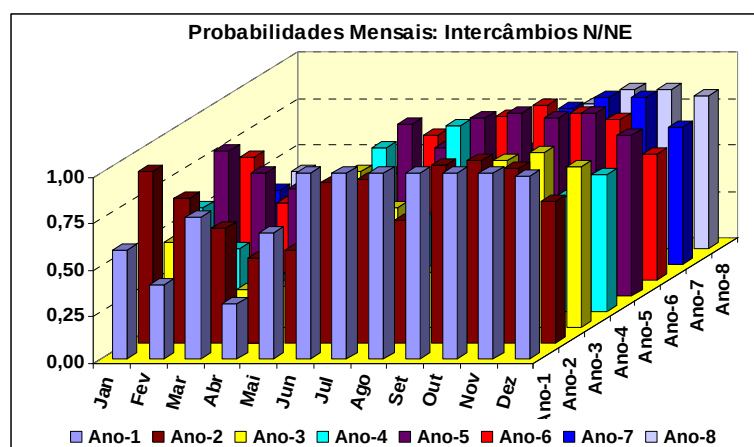


Figura 7.4: Magnitudes das Probabilidades Mensais - Intercâmbios N/NE

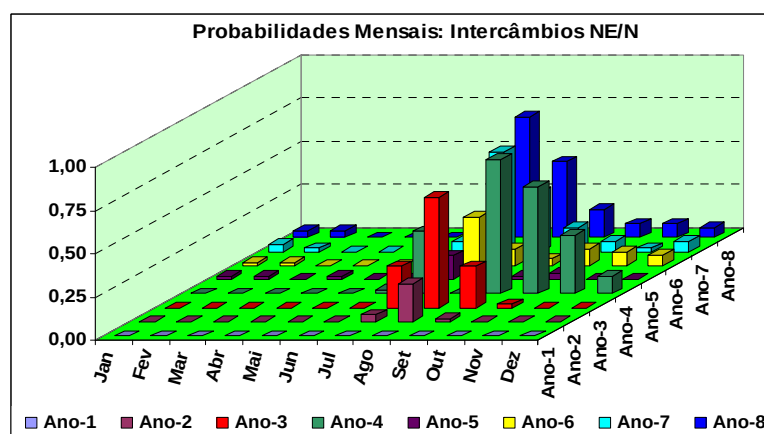


Figura 7.5: Magnitudes das Probabilidades Mensais - Intercâmbio NE/N

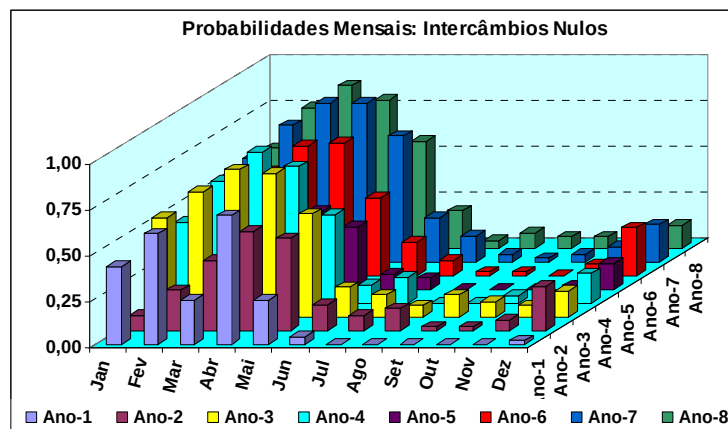


Figura 7.6: Magnitudes das Probabilidades Mensais - Intercâmbio Nulo

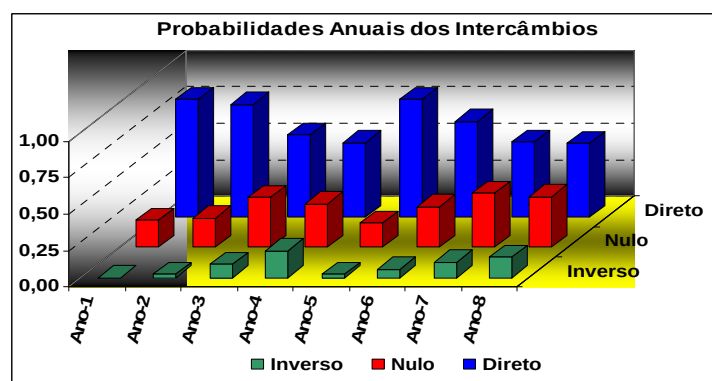


Figura 7.7: Magnitudes das Probabilidades dos Intercâmbios Anuais

A análise destas figuras mostra, claramente, que as magnitudes das probabilidades são maiores no sentido direto (N/NE), seguida dos valores das probabilidades associadas aos intercâmbios nulo e inverso (NE/N), para todos os anos do período analisado.

7.3.2 Modo de Falhas

Quando ocorre alguma perturbação no sistema interligado que provoca sua separação em subsistemas isolados (ilhas energéticas), a proteção de alívio de carga (proteção de perda de sincronismo - PPS) atua retirando determinados blocos de carga. Assim sendo, do ponto de vista de análise de confiabilidade, os estudos de atuação de PPS fornecem subsídios no sentido de estabelecer quais trechos de linhas, em 500 kV ou em trechos de 230 e 500 kV, devem ser abertos para a formação das ilhas energéticas. Neste sentido, esta análise se constitui nos Modos de Falhas da avaliação de confiabilidade.

As Figuras 7.8 a 7.11 ilustram os circuitos que devem ser abertos, em função dos trechos de linhas da rede de interligação com defeito.

❑ Defeito em Tucuruí - Vila do Conde 500 kV

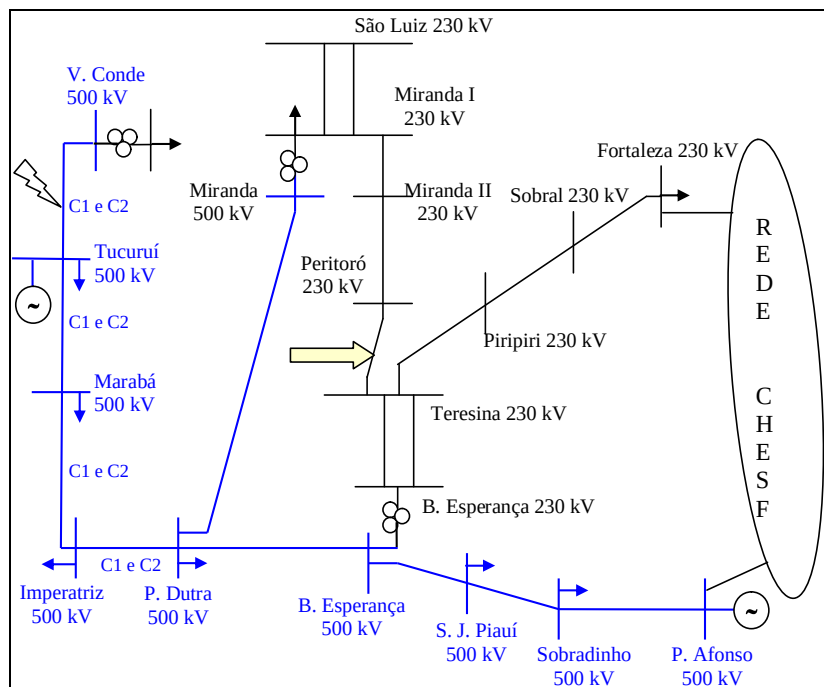


Figura 7.8: Defeito entre as Subestações de Tucuruí e Vila do Conde

❑ Defeito entre Tucuruí - P. Dutra 500 kV

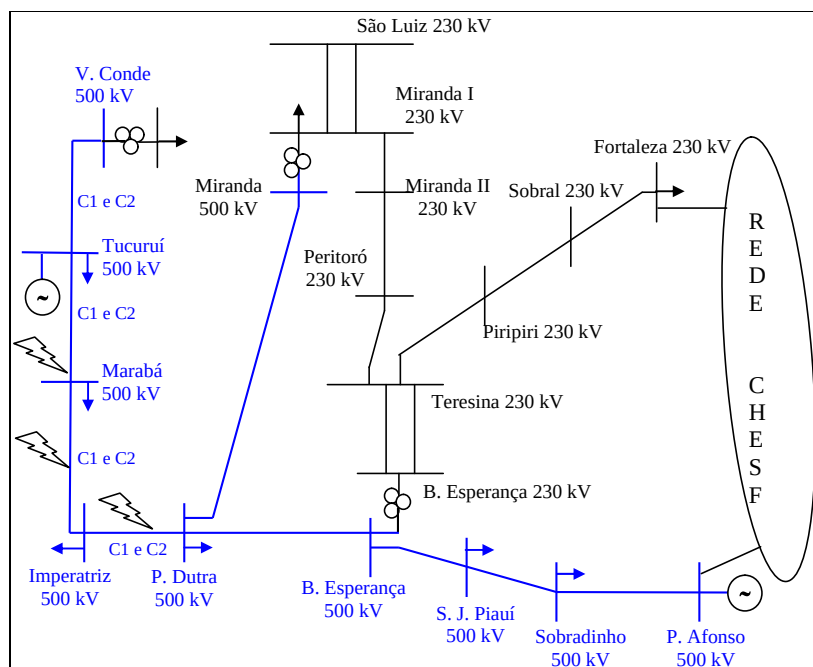


Figura 7.9: Defeito entre as Subestações de Tucuruí e P. Dutra

□ **Defeito entre P. Dutra - Boa Esperança 500 kV**

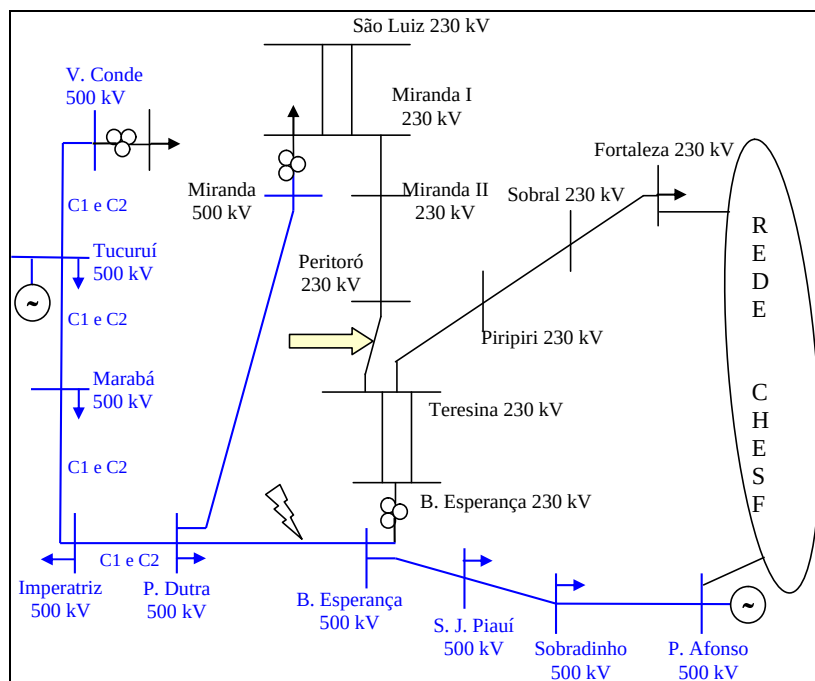


Figura 7.10: Defeito entre as Subestações de P. Dutra e Boa Esperança

□ **Defeito entre Boa Esperança - P. Afonso 500 kV**

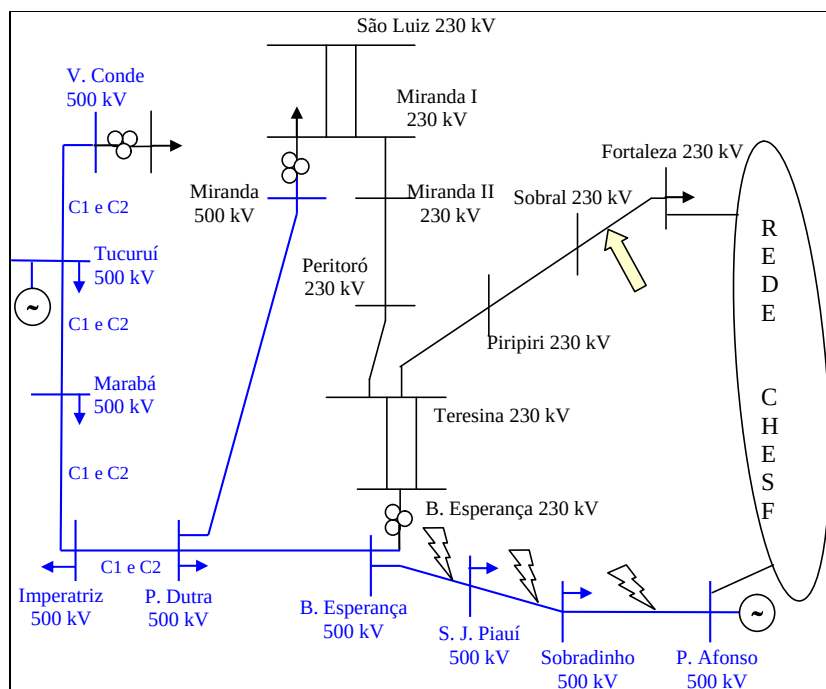


Figura 7.11: Defeito entre as Subestações de Boa Esperança e P. Afonso

7.3.3 Análise dos Efeitos

Este item apresenta os índices de confiabilidade, traduzidos em termos de EENS e LOLP, em função dos defeitos nos trechos de linhas de 500 kV da rede elétrica que forma a interligação, e dos sentidos dos intercâmbios energéticos e das ilhas energéticas formadas.

7.3.3.1 Magnitudes dos Índices de Confiabilidade EENS e LOLP

Para cada ano do período de oito anos analisados, foram calculados os desequilíbrios entre cargas e geração das ilhas energéticas em condições de carga pesada e leve, e os montantes de cortes de cargas por desbalanços acentuados ou falta de reservas girantes.

Estes cálculos foram realizados tanto para os sentidos de fluxos direto e inverso, como para a situação de intercâmbio nulo. Vale ressaltar que as magnitudes das cargas rejeitadas por desbalanços referem-se aos desequilíbrios superiores ao valor de 20%.

☑ Magnitudes das EENS

As Figuras 7.12 a 7.27 mostram os valores das EENS calculadas para o período analisado, em função dos sentidos dos fluxos de intercâmbios, dos defeitos nos trechos de linhas e das condições dos patamares de carga em que ocorreram os defeitos.

☐ Índices EENS do Ano 1

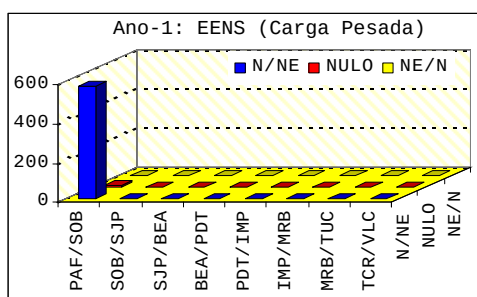


Figura 7.12: Ano 1 - Índices EENS em Carga Pesada

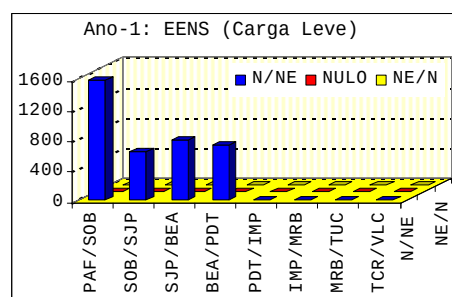


Figura 7.13: Ano 1 - Índices EENS em Carga Leve

Como pode ser visto nestas figuras, as contribuições ao índice EENS são bastante influenciados pelos fluxos de energia no sentido direto (N/NE) e em condição de carga leve, sendo os modos de falhas predominantes constituídos pelos defeitos nos circuitos que conectam as subestações de Paulo Afonso e Presidente Dutra.

Em condição de carga leve, os trechos de linhas de transmissão P. Afonso-Sobradinho, Sobradinho-S. J. Piauí, S. J. Piauí-B. Esperança e B. Esperança-P. Dutra contribuem, respectivamente, com os percentuais de 42,3%, 17,3%, 20,9% e 19,5%.

□ Índices EENS do Ano 2

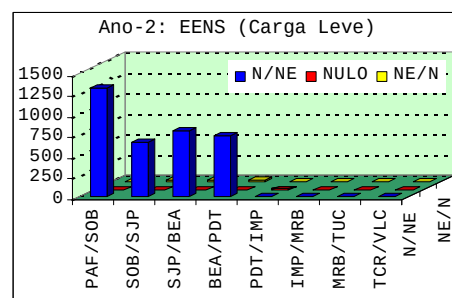
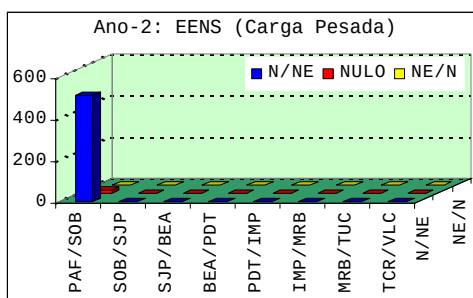


Figura 7.14: Ano 2 - Índices EENS em Carga Pesada Figura 7.15: Ano 2 - Índices EENS em Carga Leve

Neste ano as contribuições ao índice EENS continuam sendo influenciados pelos fluxos de energia no sentido direto (N/NE) e em condição de carga leve. Os modos de falhas predominantes são também constituídos pelos defeitos nos circuitos que conectam as subestações de Paulo Afonso e Presidente Dutra. Em condição de carga leve, os trechos de linhas de transmissão P. Afonso-Sobradinho, Sobradinho-S. J. Piauí, S. J. Piauí-B. Esperança e B. Esperança-P. Dutra contribuem, com os percentuais de 37,3%, 18,8%, 22,6% e 21,2% respectivamente.

□ Índices EENS do Ano 3

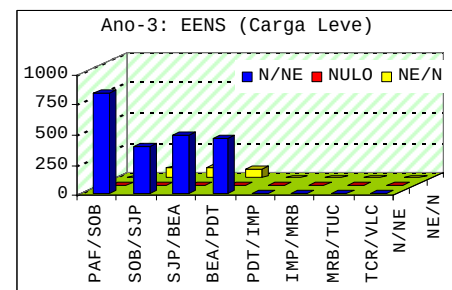
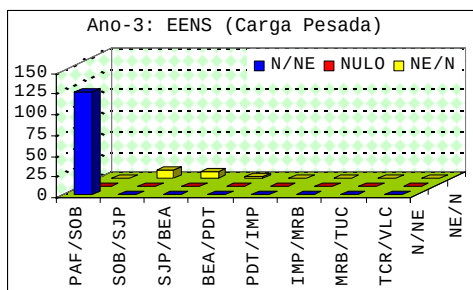


Figura 7.16: Ano 3 - Índices EENS em Carga Pesada Figura 7.17: Ano 3 - Índices EENS em Carga Leve

Neste ano, apesar das contribuições ao índice EENS continuarem sendo influenciados pelos fluxos de energia no sentido direto (N/NE) e em condição de carga leve, começam a surgir pequenas contribuições resultantes dos fluxos de energia no sentido inverso (NE/N) na carga leve. Os modos de falhas são provenientes de defeitos nos mesmos trechos de linhas de transmissão e contribuem com os percentuais de 38,4%, 18,1%, 22,1% e 21,2% respectivamente.

Ademais, quando o sentido do fluxo de energia é do Nordeste para o Norte e a carga está no patamar leve, os modos de falhas associados aos defeitos nos mesmos trechos de linhas de transmissão Sobradinho-S. J. Piauí, S. J. Piauí-B. Esperança e B. Esperança-P. Dutra contribuem para o aumento da EENS com percentuais de 16,7%, 15,7% e 13,2% respectivamente.

□ Índices EENS do Ano 4

Já neste ano, quando o sentido do fluxo de energia é do Nordeste para o Norte e a carga está no patamar leve, as contribuições dos modos de falhas associados aos defeitos nos mesmos trechos de linhas de transmissão Sobradinho-S. J. Piauí, S. J. Piauí-B. Esperança e B. Esperança-P. Dutra são da ordem de 34,3%, 30,9% e 27,2% respectivamente.

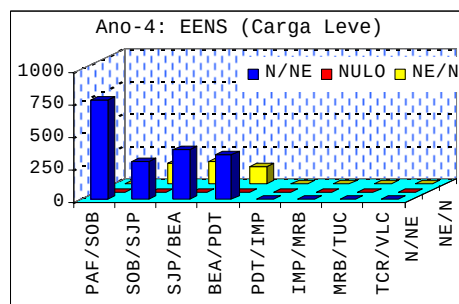
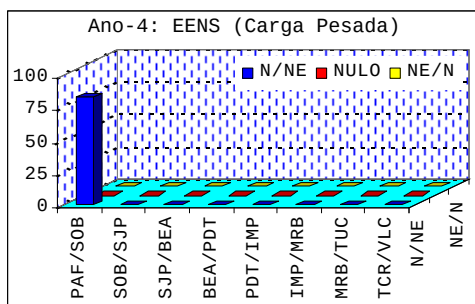


Figura 7.18: Ano 4 - Índices EENS em Carga Pesada Figura 7.19: Ano 4 - Índices EENS em Carga Leve

□ Índices EENS do Ano 5

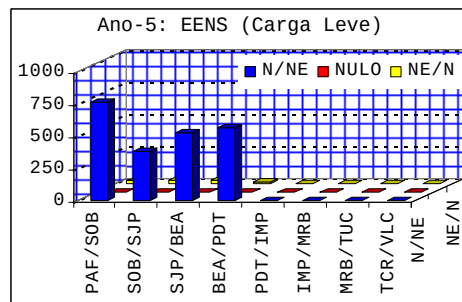
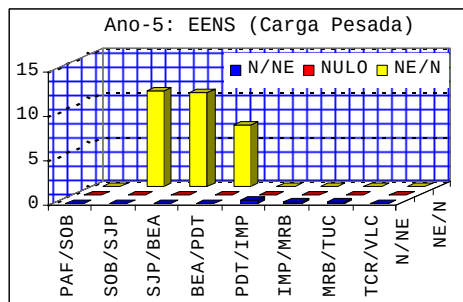


Figura 7.20: Ano 5 - Índices EENS em Carga Pesada Figura 7.21: Ano 5 - Índices EENS em Carga Leve

Neste ano observa-se um comportamento muito semelhante aos verificados nos dois primeiros anos do período analisado, porém surgem pequenas contribuições provenientes de defeitos nos circuitos S. J. Piauí-B. Esperança, B. Esperança-P. Dutra e P. Dutra-Imperatriz, em condição de carga pesada.

□ Índices EENS do Ano 6

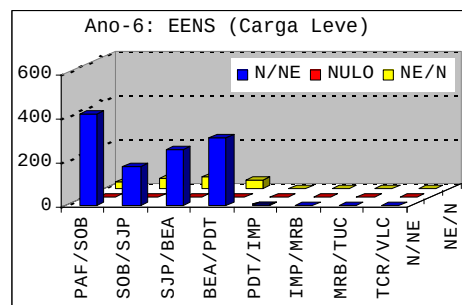
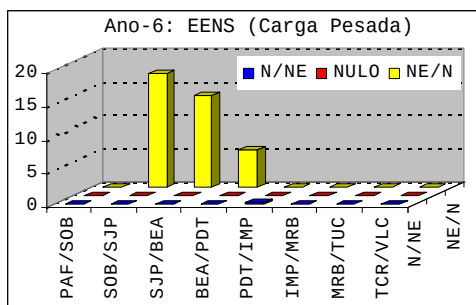


Figura 7.22: Ano 6 - Índices EENS em Carga Pesada Figura 7.23: Ano 6 - Índices EENS em Carga Leve

De forma semelhante ao ano anterior, são verificadas pequenas contribuições provenientes de defeitos nos circuitos S. J. Piauí-B. Esperança, B. Esperança-P. Dutra e P. Dutra-Imperatriz, quando o sentido do fluxo de energia é do Nordeste para o Norte, em condição de carga pesada.

□ Índices EENS do Ano 7

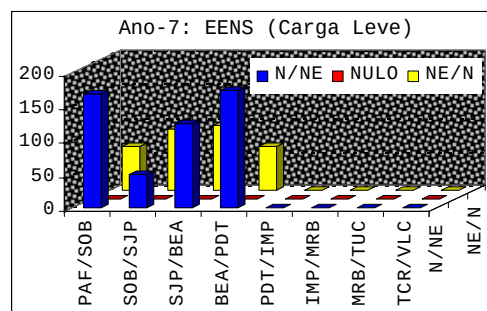
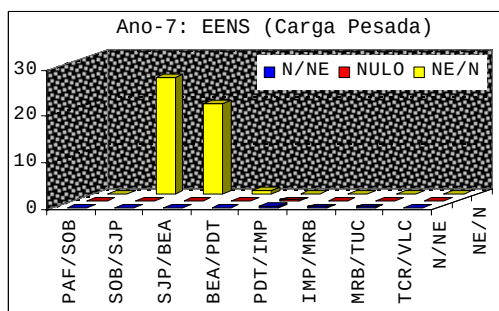


Figura 7.24: Ano 7 - Índices EENS em Carga Pesada Figura 7.25: Ano 7 - Índices EENS em Carga Leve

Neste ano, as contribuições dos modos de falhas associados aos defeitos nos trechos de linhas de transmissão P. Afonso-Sobradinho, Sobradinho-S. J. Piauí, S. J. Piauí-B. Esperança e B. Esperança-P. Dutra, quando o sentido do fluxo de energia é do Nordeste para o Norte e a carga está no patamar leve, voltam a aparecer. Os valores dos percentuais verificados são da ordem de 27,7%, 64,9%, 43,6% e 27,8% respectivamente.

☐ Índices EENS do Ano 8

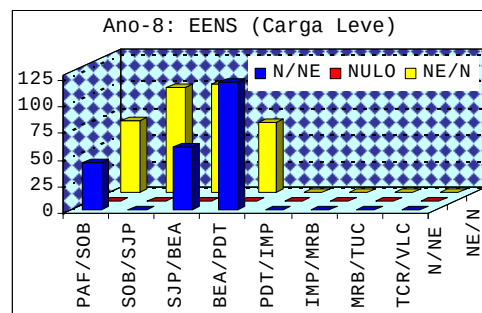
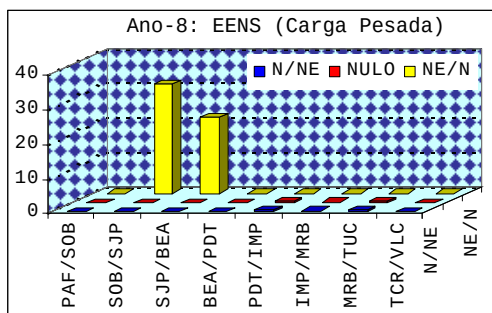


Figura 7.26: : Ano 8 - índices EENS em Carga Pesada Figura 7.27: Ano 8 - índices EENS em Carga Leve

Neste ano as contribuições ao índice EENS são influenciados pelos fluxos nos sentidos direto (N/NE) e inverso (NE/N) e em condição de carga leve. Os modos de falhas predominantes são também constituídos pelos defeitos nos circuitos que conectam as subestações de P. Afonso e Presidente Dutra.

O trecho P. Afonso-Sobradinho contribui com 40,0% no intercâmbio N/NE e 60% no sentido NE/N, Sobradinho-S. J. Piauí contribui com 100% no intercâmbio inverso, S. J. Piauí-B. Esperança 36,5% no intercâmbio N/NE e 64,5% no sentido NE/N e B. Esperança-P. Dutra contribui com 64,6% no intercâmbio N/NE e 36,4% no sentido NE/N.

☑ Magnitudes das LOLP

As Figuras 7.28 a 7.43 mostram os valores das LOLP calculadas para o período analisado, em função dos sentidos dos fluxos de intercâmbios, dos defeitos nos trechos de linhas e das condições dos patamares de carga em que ocorreram os defeitos.

☐ Índices LOLP do Ano 1

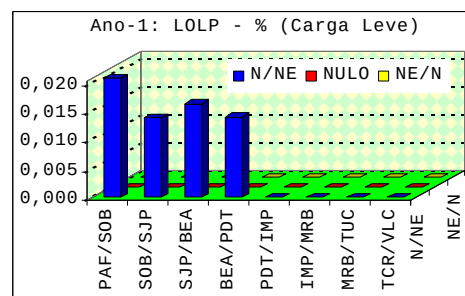
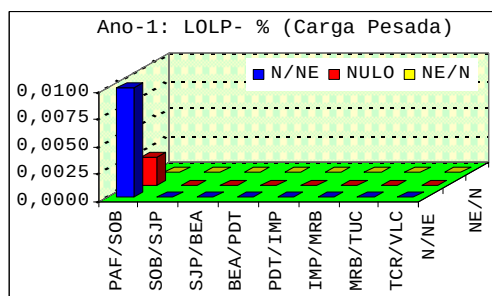


Figura 7.28: Ano 1 - Índice LOLP em Carga Pesada

Figura 7.29: Ano 1 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 2

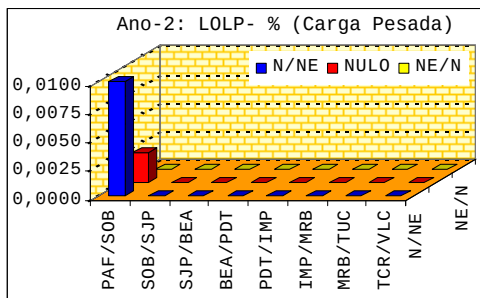


Figura 7.30: Ano 2 - Índice LOLP em Carga Pesada

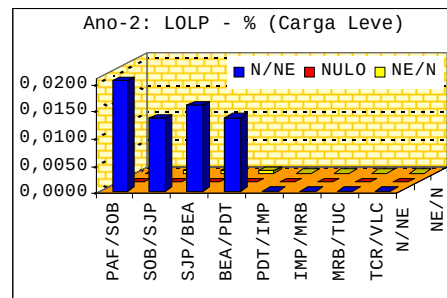


Figura 7.31: Ano 2 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 3

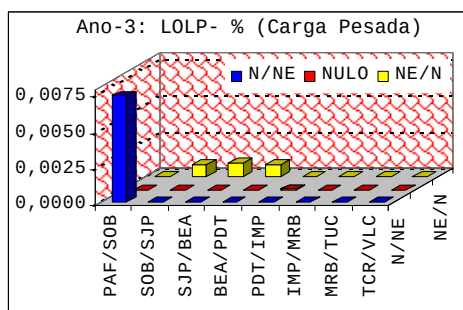


Figura 7.32: Ano 3 - Índice LOLP em Carga Pesada

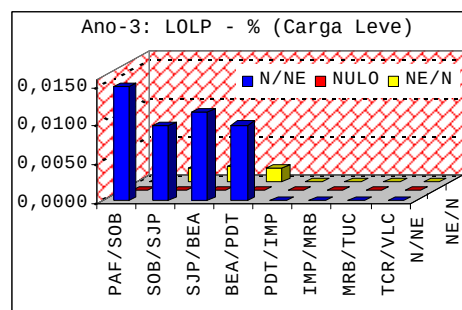


Figura 7.33: Ano 3 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 4

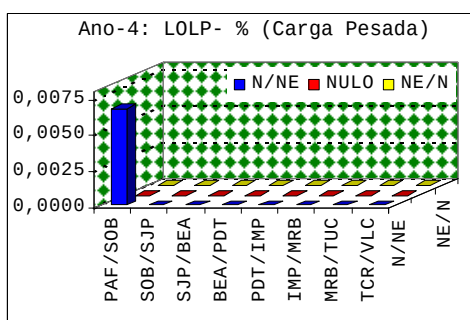


Figura 7.34: Ano 4 - Índice LOLP em Carga Pesada

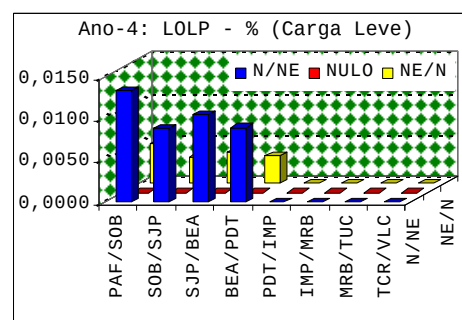


Figura 7.35: Ano 4 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 5

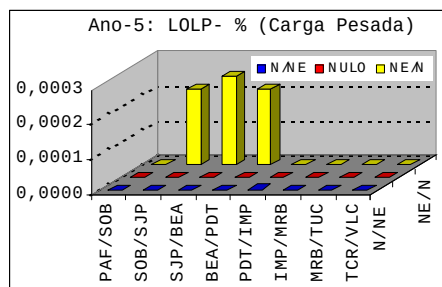


Figura 7.36: Ano 5 - índice LOLP em Carga Pesada

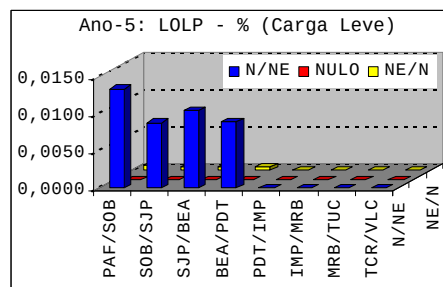


Figura 7.37: Ano 5 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 6

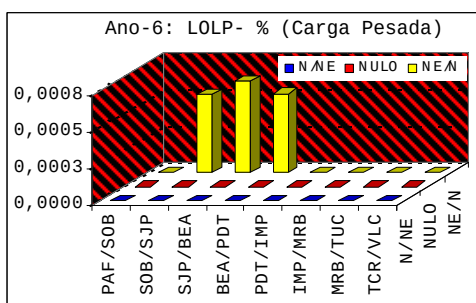


Figura 7.38: Ano 6 - Índice LOLP em Carga Pesada

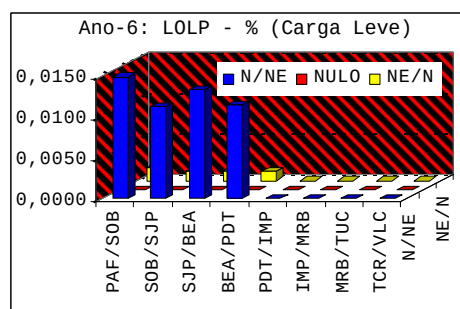


Figura 7.39: Ano 6 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 7

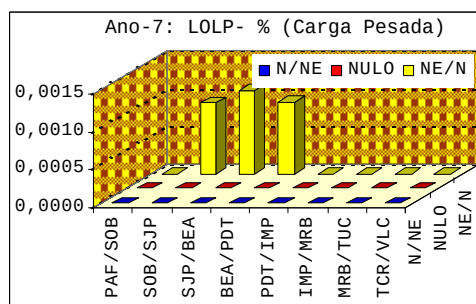


Figura 7.40: Ano 7 - Índice LOLP em Carga Pesada

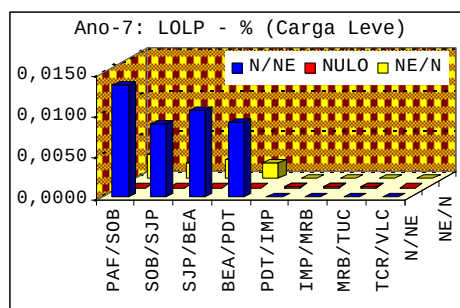


Figura 7.41: Ano 7 - Índice LOLP em Carga Leve

□ Índices LOLP do Ano 8

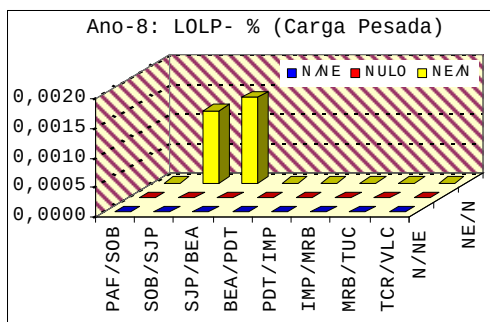


Figura 7.42: Ano 8 - Índice LOLP em Carga Pesada

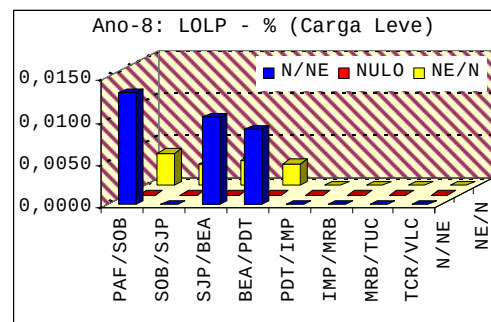


Figura 7.43: Ano 8 - Índice LOLP em Carga Leve

A análise das Figuras 7.28 a 7.43 mostra que as contribuições ao índice LOLP são fortemente influenciados pelos fluxos de energia nos sentidos direto (N/NE) e inverso (NE/N) e em condição de carga leve. Os modos de falhas predominantes são também constituídos pelos defeitos nos circuitos que conectam as subestações de Paulo Afonso e Presidente Dutra.

7.3.4 Análise dos Índices de Confiabilidade das Ilhas

Este item faz uma análise comparativa dos valores obtidos para os índices de confiabilidades dos subsistemas ilhados do Norte (Eletronorte) e Nordeste (Chesf), traduzidos em termos das EENS e LOLP. Para os cálculos destes índices foram levados em consideração os seguintes dados e parâmetros estocásticos:

- Número de patamares da curva de carga e as probabilidades associadas;
- Montantes de cargas cortadas provenientes das análises de estabilidade;
- Magnitudes e sentidos dos intercâmbios e as respectivas probabilidades de ocorrências;
- Probabilidades de falhas dos componentes que compõem a rede de interligação.

7.3.4.1 Magnitudes das EENS e LOLP da Ilha Nordeste (Ilha Chesf)

Entende-se por ilha Chesf o subsistema energético que após a separação fica suprido pelo complexo gerador de Paulo Afonso. Os cortes de cargas na ilha Chesf foram obtidos em função dos intercâmbios direto e nulo, e são observados quando ocorre qualquer defeito no trecho de 500 kV da rede que interliga os dois subsistemas energéticos.

Diante desta definição, os índices de confiabilidade, relativos às cargas da ilha NE, foram calculados agrupando as contribuições referentes aos intercâmbios direto e nulo.

☑ Magnitudes das EENS da Ilha Nordeste

As Figuras 7.44 a 7.46 apresentam as evoluções dos valores das EENS (MWh/ ano) da ilha NE, em função das oito contingências simples que resultam na separação do sistema interligado N/NE, mostrando as contribuições das cargas pesada e leve.

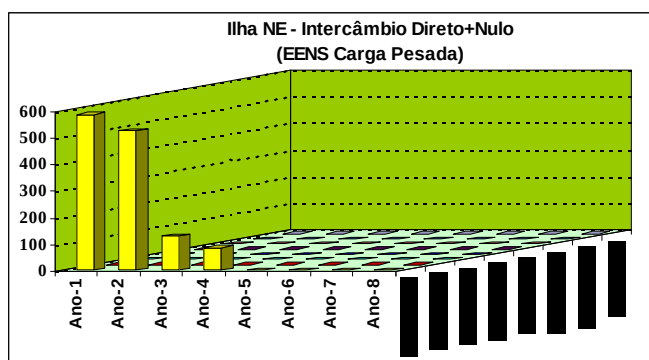


Figura 7.44: Magnitudes das EENS da Ilha Chesf em Carga Pesada

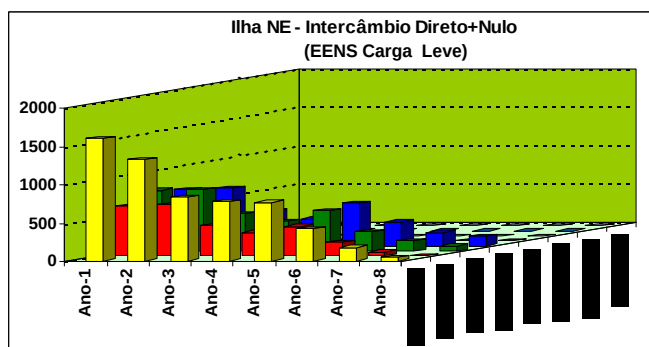


Figura 7.45: Magnitudes das EENS da Ilha Chesf em Carga Leve

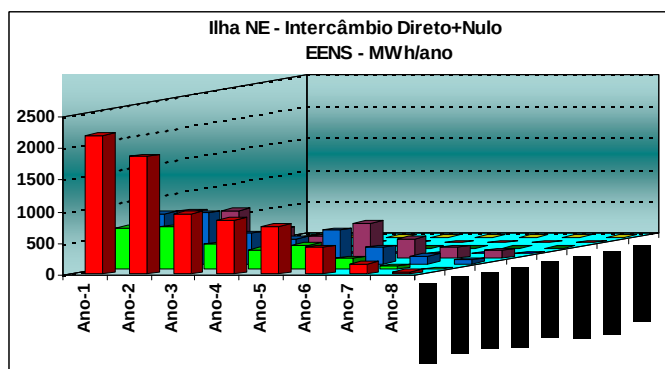


Figura 7.46: Evolução das EENS da Ilha Chesf (Subsistema Nordeste)

☑ Magnitudes das LOLP da Ilha Nordeste

As Figuras 7.47 a 7.49 apresentam as evoluções dos valores das LOLP (em %) da ilha NE, em função das oito contingências simples que resultam na separação do sistema interligado N/NE, indicando as contribuições das cargas pesada e leve.

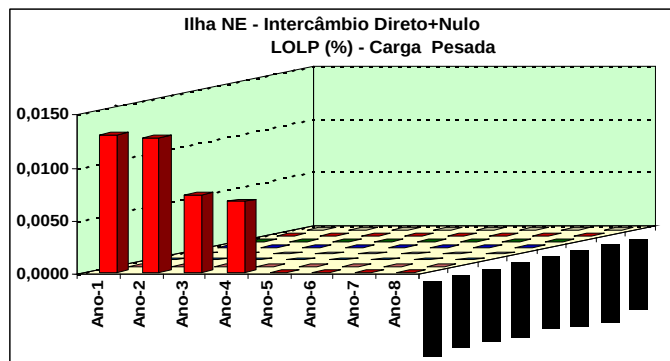


Figura 7.47: Magnitudes das LOLP da Ilha Chesf em Carga Pesada

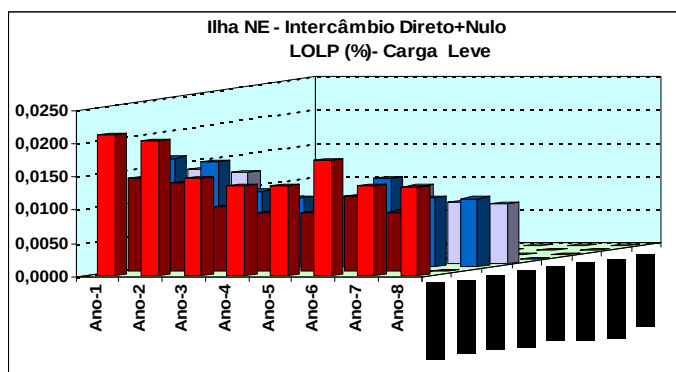


Figura 7.48: Magnitudes das LOLP da Ilha Chesf em Carga Leve

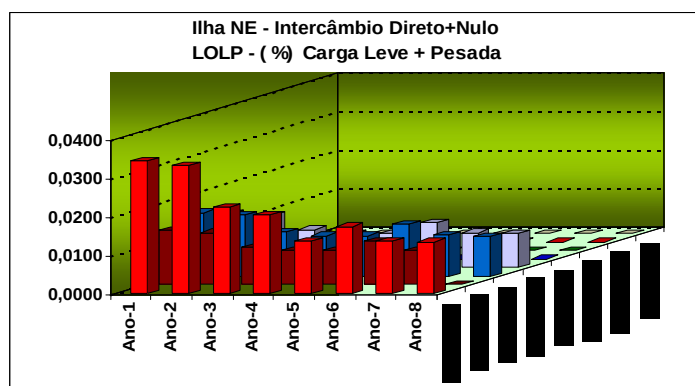


Figura 7.49: Evolução das LOLP da Ilha Chesf (Subsistema Nordeste)

☑ **Interpretação dos Resultados da Ilha Nordeste**

Dos valores apresentados nas Figuras 7.44 a 7.46 podem ser extraídas as seguintes constatações:

- ☐ Do primeiro ano, quando é efetuada a duplicação do trecho em 500 kV Presidente Dutra/Vila do Conde, até o oitavo ano, praticamente todos os valores das EENS são decorrentes de defeitos nos trechos compreendidos entre as subestações de Paulo Afonso e Presidente Dutra;
- ☐ Os defeitos nos circuitos entre as subestações de Sobradinho e Paulo Afonso contribuem significativamente para a EENS da ilha Chesf nas seguintes proporções: ano 1 - 42%, ano 2 - 37%, ano 3 - 38%, ano 4 - 42%, ano 5 - 34%, ano 6 - 36%, ano 7 - 32% e ano 8 - 20%;
- ☐ As contribuições para a EENS da ilha Chesf, quando o intercâmbio de energia é nulo, são praticamente desprezíveis;
- ☐ As EENS da ilha Chesf apresentam uma tendência de decréscimo ao longo do período analisado. Este comportamento decorre do cronograma de entrada em operação das unidades geradoras das usinas de Itaparica, Pedra do Cavalo e Xingó.

7.3.4.2 Magnitudes das EENS e LOLP da Ilha Norte (Ilha Eletronorte)

Entende-se por ilha Eletronorte o subsistema energético que após a separação fica suprido pela usina hidroelétrica de Tucuruí. Os cortes de cargas nesta ilha foram obtidos apenas em função dos intercâmbios inversos, uma vez que para o intercâmbio nulo os cortes são nulos. Diante desta definição, os índices de confiabilidade relativos à ilha Norte, restringem-se somente aos intercâmbios inversos.

☑ **Magnitudes das EENS da Ilha Eletronorte**

As Figuras 7.50 a 7.52 apresentam as evoluções dos valores das EENS (MWh/ano) da ilha Norte, em função das oito contingências simples que resultam na separação do sistema interligado N/NE, indicando as contribuições das cargas pesada e leve.

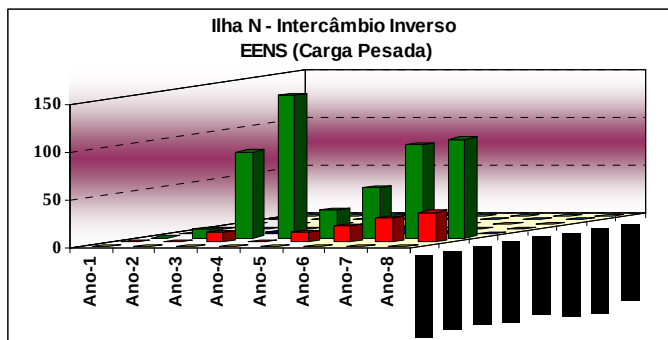


Figura 7.50: Magnitudes das EENS da Ilha Eletronorte em Carga Pesada

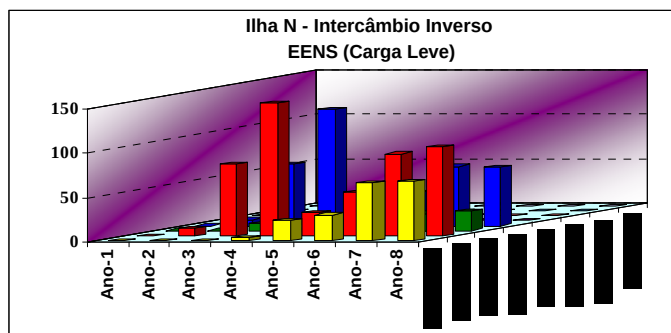


Figura 7.51: Magnitudes das EENS da Ilha Eletronorte em Carga Leve

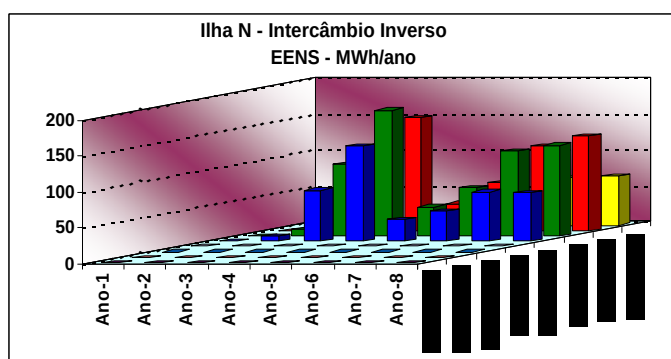


Figura 7.52: Evolução das EENS da Ilha Eletronorte (Subsistema Norte)

☑ Magnitudes das LOLP da Ilha Eletronorte

As Figuras 7.53 a 7.55 mostram as evoluções dos valores das LOLP (em %) da ilha Norte, em função das oito contingências simples que resultam na separação do sistema interligado N/NE, apresentando as contribuições das cargas pesada e leve.

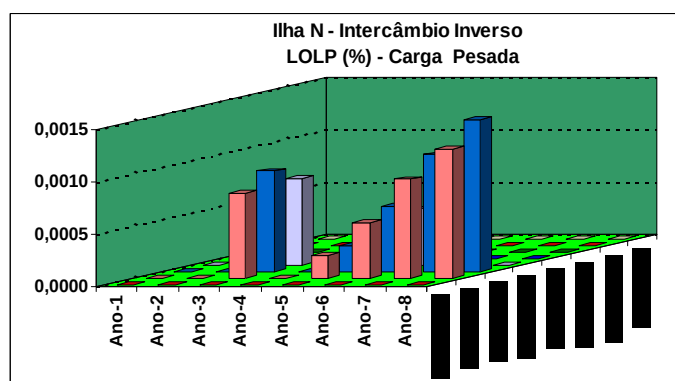


Figura 7.53: Magnitudes das LOLP da Ilha Eletronorte em Carga Pesada

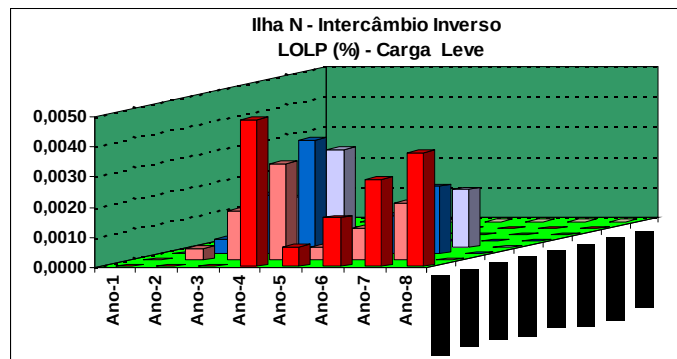


Figura 7.54: Magnitudes das LOLP da Ilha Eletronorte em Carga Leve

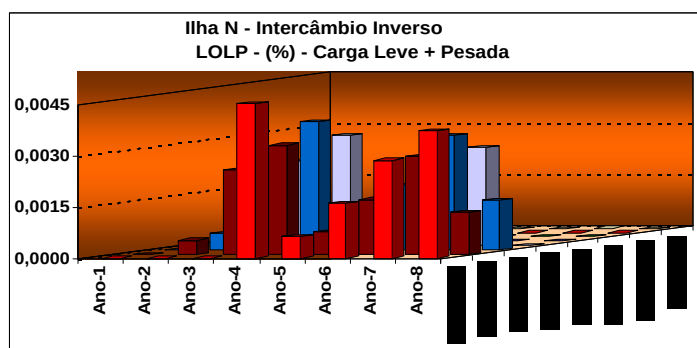


Figura 7.55: Evolução das LOLP da Ilha Eletronorte (Subsistema Norte)

☑ Interpretação dos Resultados da Ilha Norte

Dos valores apresentados nas Figuras 7.50 a 7.52 podem ser extraídas as seguintes constatações:

- ☐ No primeiro ano, o valor da EENS é zero, em virtude da probabilidade de ocorrência do intercâmbio inverso, neste ser zero;
- ☐ A partir do segundo ano, quando já está duplicado o trecho em 500 kV Presidente Dutra-Vila do Conde, até o oitavo ano, praticamente todos os valores das EENS são decorrentes de defeitos nos circuitos conectados entre as subestações de Paulo Afonso e Presidente Dutra.

7.3.5 Comparação das EENS e LOLP das Ilhas N e NE

Este item apresenta um resumo comparativo dos índices de confiabilidades dos subsistemas ilhados do Norte (Eletronorte) e Nordeste (Chesf), traduzidos em termos das EENS e LOLP. Os valores destes índices foram obtidos através da composição dos respectivos valores apresentados nas Figuras 7.50 a 7.55.

☑ EENS da Ilha Chesf x EENS da Ilha Eletronorte

A Figura 7.56 faz uma comparação entre as magnitudes das EENS verificadas nas ilhas energéticas Norte e Nordeste, abrangendo todo o período analisado. A análise dos valores apresentados nesta figura revela que:

- ☐ A ilha Eletronorte apresenta níveis de EENS bem inferiores que os níveis verificados na ilha Chesf, em todo período analisado;
- ☐ A partir do quinto ano, data de entrada em operação das três máquinas de Xingó, a ilha Chesf mostra uma tendência de melhoria com relação a ilha Eletronorte, isto é, as EENS a partir deste ano, crescem na ilha Eletronorte, enquanto que na ilha Chesf decrescem.

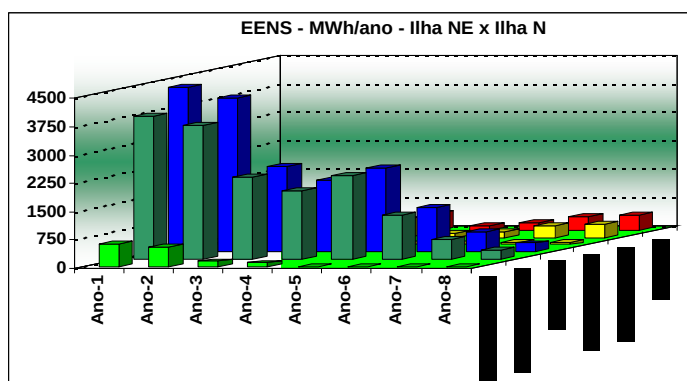


Figura 7.56: Comparação das EENS das Ilhas Energéticas N e NE

☑ LOLP da Ilha Chesf x LOLP da Ilha Eletronorte

A Figura 7.57 faz uma comparação entre as magnitudes das EENS verificadas nas ilhas energéticas Norte e Nordeste, abrangendo todo o período analisado. A análise dos valores apresentados nesta figura revela que:

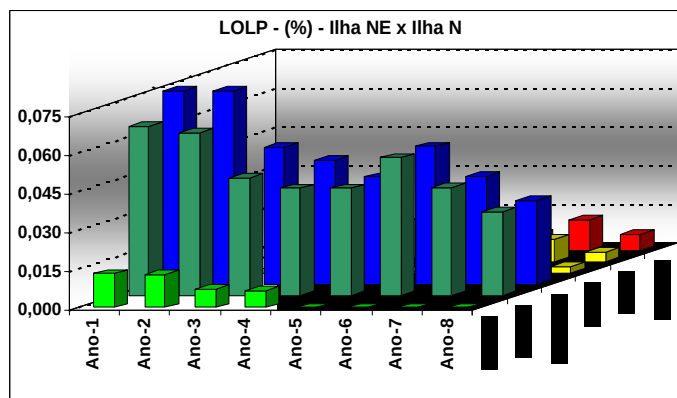


Figura 7.57: Comparação das LOLP das Ilhas Energéticas N e NE

7.3.6 Análise das Parcelas de Custos e Benefícios

Diante dos resultados apresentados nas Figuras 7.56 e 7.57, fica bastante evidente que a interligação N/NE estudada, a qual é composta de apenas um circuito de 500 kV, se constitui em um "ponto fraco" para a confiabilidade de atendimento às cargas do subsistema NE.

Com o objetivo aumentar os fluxos de intercâmbios entre as regiões Norte e Nordeste e reduzir os índices EENS e LOLP no subsistema NE, nos últimos quatro anos do período, a alternativa analisada consiste em antecipar para o 5º ano o 2º circuito em 500 kV, operando inicialmente na tensão de 230 kV.

Este circuito é composto pelas linhas de transmissão: Presidente Dutra - Teresina (220 km), Teresina - Sobral (322 km) e Sobral - Fortaleza (219 km), totalizando 761 km. Consideraram-se para os cálculos das parcelas dos custos e benefícios incrementais e análise de viabilidade de antecipação dos referidos circuitos, os seguintes dados de custos unitários: $t_d = 10\%$ ao ano, $C_{uf} = 1500 \text{ US\$/MWh}$, $C_{ug} = 35 \text{ US\$/MWh}$ e $C_{up} = 163,11 \text{ US\$/MW}$.

7.3.6.1 Evolução das Parcelas dos Custos Incrementais

A Figura 7.58 mostra a evolução das parcelas dos custos incrementais, incorridos pelo subsistema NE, no período do 5º ao 8º ano. Os resultados indicam que as parcelas associadas as perdas de receitas, provocadas pelas postergações dos circuitos, contribuem para o custo total nas seguintes proporções: ano 5 - 45,3%, ano 6 - 56,0%, ano 7 - 64,7% e ano 8 - 68,1%.

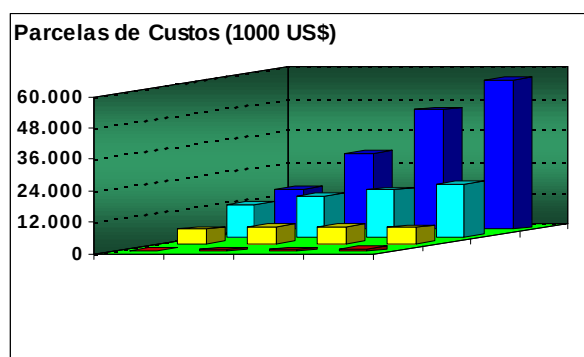


Figura 7.58: Evolução das Parcelas dos Custos Incrementais

7.3.6.2 Comparação dos Custos e Benefícios Incrementais

A Figura 7.59 mostra a evolução dos benefícios e custos incrementais, incorridos pelo subsistema NE. Como podem ser observados, os custos associados as EENS, juntamente com os custos decorrentes das perdas ativas e dos congestionamentos na rede de interligação, são insuficientes para justificar economicamente a antecipação do segundo circuito em 500 kV. Isto significa que, considerando o valor do Cuf igual a 1500 US\$/MWh, torna-se economicamente mais atrativo correr o risco de se ter corte de carga na região NE, do 5º ao 8º ano, do que antecipar o 2º circuito.

Entretanto, os custos associados às expectativas de energia não supridas, juntamente com os custos decorrentes das perdas ativas, dos congestionamentos e das perdas de receitas, justificam a antecipação do segundo circuito em 500 kV. Note que, com a antecipação dos referidos circuitos à rede elétrica de interligação fica dimensionada para atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes.

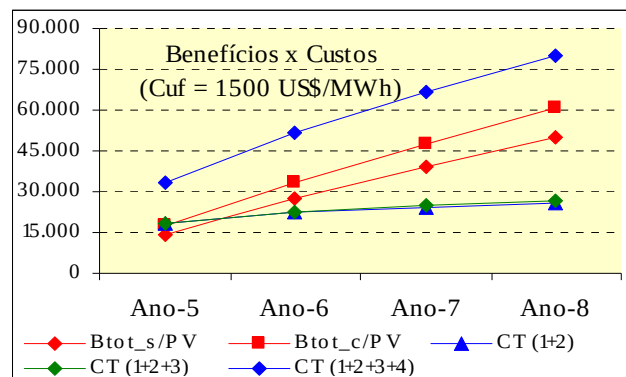


Figura 7.59: Evolução dos Custos e Benefícios Incrementais

A Figura 7.60 compara os benefícios incrementais com os custos totais, considerando uma faixa de custos unitários "Cuf" variando de 1500 US\$/MWh a 5000 US\$/MWh.

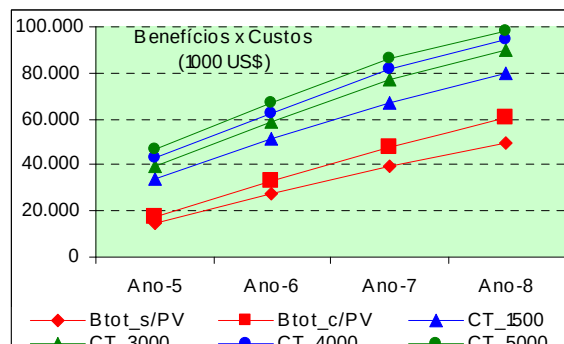


Figura 7.60: Comparação dos Benefícios e Custos Incrementais

7.3.6.3. Comparação dos Custos Unitários dos Ceii do Subsistema NE

A Figura 7.61 apresenta as mesmas evoluções anteriores só que sob a ótica dos indicadores Ceii associados ao sistema NE. Os valores negativos indicam que os custos são maiores que os benefícios. Ou seja, significa que os custos associados às EENS, juntamente com os custos decorrentes das perdas ativas, dos congestionamentos e das perdas de receitas da transmissora, justificam a antecipação do 2º circuito de 500 kV, operando inicialmente na tensão de 230 kV, para o final do 5º ano do período estudado.

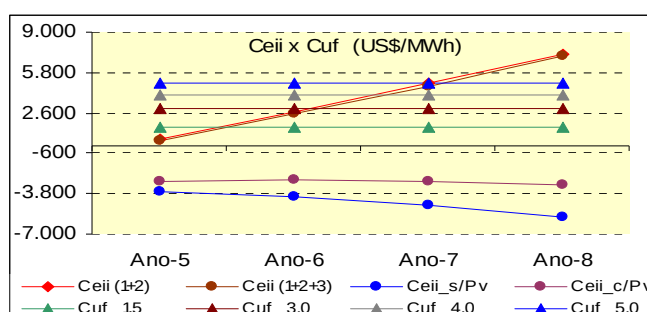


Figura 7.61: Evolução dos Índices Ceii do Subsistema Nordeste

7.4 Principais Constatações

A seguir são apresentadas as principais constatações deste capítulo, dando ênfase aos aspectos relacionados a compatibilidade dos modelos e critérios propostos na metodologia, com as exigências requeridas pela nova indústria de energia elétrica brasileira. A constatação relativa à viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida em redes elétricas de interligação entre subsistemas energéticos, também é apresentada.

- ❑ Este trabalho de tese apresentou uma abordagem metodológica alternativa a atualmente praticada pelo CTET e uma regra de decisão que incorpora, além dos custos de investimentos e perdas ativas, o valor econômico da confiabilidade, os custos de congestionamentos e de perdas de receitas e das parcelas variáveis, no dimensionamento de interligações entre submercados energéticos;
- ❑ Da forma como foi concebida a abordagem metodológica o nível de confiabilidade da rede elétrica de interligação entre subsistemas energéticos é resultado de um equilíbrio econômico, ou seja, ele é estabelecido a posteriori;

- ❑ A metodologia proposta permite o uso conjunto de despachos energéticos e de dados mensais, oriundos das análises energéticas (despachos energéticos) com os dados anuais, os quais são normalmente utilizados nos estudos elétricos;
- ❑ A metodologia proposta compatibiliza as naturezas dos critérios de dimensionamento do sistema elétrico (rede elétrica) com o sistema energético, ou seja, modelam ambos os sistemas de forma probabilística;
- ❑ A metodologia econômico-probabilística proposta introduz as naturezas estocásticas das falhas dos componentes da rede de interligação, das direções dos fluxos de energia entre os subsistemas, dos montantes de fluxos de intercâmbio e das cargas dos mesmos, quando da definição da sequência de adições de circuitos;
- ❑ Os modelos probabilísticos e critérios propostos na metodologia desenvolvida são bem mais realistas e compatíveis com as exigências requeridas pela nova indústria de energia elétrica;
- ❑ A abordagem metodológica apresentada oferece aos planejadores uma ferramenta de análise e síntese de redes de interligações de subsistemas energéticos. Ademais é bem mais abrangente e rica em indicadores de custos, benefícios e de desempenhos (estáticos e dinâmicos), que a oferecida pela abordagem tradicional, principalmente quando esta última é executada através de algoritmos simplificados de síntese redes;
- ❑ Concluindo, a alternativa de reforço em 500 kV, com 761 km de extensão, apontada pela metodologia para o estudo de caso, se mostrou bastante aderente ao crescimento do mercado de energia previsto para o período do 5º ao 8º ano. O critério de confiabilidade de "N-1" componentes da rede de interligação se mostrou economicamente atrativo, quando todas as parcelas de custos e benefícios são contempladas na análise.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Capítulo ⑧

Conclusões Finais e Propostas de Trabalhos Futuros

8.1 Conclusões Finais

Consoante com as propostas da presente tese, foram cumpridos todos os objetivos estabelecidos. Neste sentido, foi desenvolvido um conjunto de conceitos, de modelos matemáticos, de critérios econômico-probabilísticos e econômico-energéticos e de regras de decisões baseadas em custos e benefícios para resolver os problemas dos planejamentos da expansão da transmissão, de reativos em derivação e de interligação entre subsistemas energéticos.

Diante destas constatações, infere-se que as metodologias propostas para solucionar os três problemas de planejamento, estão em consonância com os conceitos estabelecidos para o Caminho ⑦ (Probabilístico a Múltiplos Estágios de Tempo e Sem Incertezas Exógenas), onde as análises de confiabilidade foram realizadas sob a ótica de adequação (problemas do PET e PER) e segurança (problema do PEI). Neste sentido, pode-se concluir que as abordagens metodológicas desenvolvidas se constituem em contribuições inovadoras e eficazes para a solução dos referidos problemas de planejamento.

Chama-se a atenção de que, o próprio documento do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, já aponta a necessidade de transição do critério de confiabilidade determinístico "N-1" para o critério de trade-off, no qual é possível identificar e quantificar os níveis de risco implícitos às configurações evolutivas.

Face aos múltiplos assuntos que foram abordados no contexto do tema Planejamento da Expansão, as conclusões finais foram divididas em diversos aspectos, consoantes o assunto a que se referem.

☒ **Interação entre Modelo Computacional e Planejador**

Sobre este assunto destaca-se a importância de se utilizar modelos matemáticos robustos e eficientes, como os contidos no modelo computacional NH2, juntamente com a participação do Planejador (especialista), na formulação de configurações evolutivas e seleção da alternativa mais atrativa.

☒ **Planejamento da Expansão da Transmissão e Reativos – PET e PER**

Sobre estes temas, destaca-se a eficácia dos sinais locais fornecidos pelos Custos Marginais de Confiabilidade, resultantes da solução de um problema de minimização de cortes de carga, os quais permitem orientar o Planejador a no sentido de:

- ☐ Diagnosticar a necessidade de adições de circuitos e de suporte de reativos capacitivos;
- ☐ Selecionar as rotas preferenciais dos circuitos e os barramentos candidatos, bem como os montantes e tipos de compensação reativa em derivação.

As metodologias propostas decompõem os problemas do PET e PER, fazendo uso de uma Estratégia de Decomposição Hierárquica, resultando em um subproblema de investimentos em adições de circuitos (Subproblema Mestre) e outro de operação do sistema (Subproblema Escravo). Estes dois subproblemas são resolvidos sucessivamente e iterativamente com a intervenção do Planejador.

A troca de informações entre os subproblemas de operação e investimentos, em uma determinada iteração, é feita através dos Custos Marginais de Confiabilidade de Circuitos e Barramentos, levando em consideração o conjunto de infactibilidades, fornecidos pelo subproblema de operação e pelas propostas de investimentos do subproblema de decisão. A interação entre os subproblemas não se dá de forma automática, tal como na técnica de Decomposição de Benders, mas com a intervenção do Planejador.

As abordagens metodológicas propostas têm ainda como principais particularidades, a consideração das incertezas oriundas das indisponibilidades dos componentes da rede de transmissão, na formação dos Custos Marginais de Confiabilidade, e conseqüentemente nas decisões relativas às adições de circuitos e reativos, o que se constitui em um avanço significativo em relação às outras propostas.

No que diz respeito à viabilidade de aplicação das metodologias desenvolvidas em redes elétricas complexas e de grande porte, realizaram-se dois estudos de casos envolvendo a área Leste do sistema de transmissão da Chesf. Como produto do primeiro estudo emergiu a sequência de adições de circuitos que estão incluídas no Plano de Ampliação e Reforços - PAR atualmente recomendado pelo CCPE. No segundo estudo de caso a aplicação da metodologia indicou os barramentos mais atrativos para conexão dos bancos de capacitores e os respectivos montantes.

☒ **Otimização das Sequências de Adições de Circuitos**

Com relação a este assunto destaca-se a eficácia dos dois modelos baseados em trade-off propostos para otimização da sequência de adições de circuitos. Estes dois modelos consideram, além das equações de balanço de potências e das considerações econômicas, os custos de interrupções dos sistemas (ou custos incrementais de confiabilidade do sistema) e as tarifas de confiabilidade das redes de transmissão como variáveis de decisão.

Foi demonstrado matematicamente e através de um estudo de caso, envolvendo a área Leste do sistema de transmissão da Chesf, que a sequência ótima de adições de circuitos obtida mediante estes dois modelos é a mesma e é idêntica ao resultado alcançado através do trade-off Custo x EENS. Nestes três modelos foram apontadas como vantajosas adições de circuitos, nos principais troncos, de forma a atender ao critério "N-1" e outras adições para o atendimento ao critério "N-0".

Neste mesmo estudo de caso foi feita uma comparação destes dois resultados com os dimensionamentos provenientes da aplicação generalizada do critério de confiabilidade determinístico de "N-1" componentes. O resultado da comparação mostra, claramente, que a aplicação generalizada do critério "N-1" resulta em configurações evolutivas de elevados níveis de confiabilidade, porém com baixos níveis de utilização dos circuitos da rede de transmissão. Este fato ocorre devido ao elevado nível de redundância que é trazido pelo excesso de reserva de capacidade, acarretando ociosidades dos circuitos.

Concluindo este assunto, podemos afirmar que a utilização deste critério pré-fixado, embora apresente simplicidade de aplicação e facilidade de interpretação, podem, em muitas situações, levar para certas situações indesejáveis, como, por exemplo:

- ☐ Investimentos onerosos, socialmente e empresarialmente ineficientes, causados pela implantação desnecessária de redundâncias e sobredimensionamentos na rede de transmissão;
- ☐ Tarifas de uso dos circuitos da rede de transmissão e de energia, para as diversas classes consumidoras, mais elevadas. Este fato contradiz a um dos principais objetivos da reestruturação do setor elétrico, que consiste da busca de modicidade tarifária.

☒ **Planejamento da Expansão de Interligações - PEI**

Com relação a este tema, destaca-se o tratamento probabilístico dado ao dimensionamento da rede de transmissão, através da introdução dos valores das EENS obtidas das avaliações de confiabilidade sob a ótica de segurança, e a sua inclusão na função custo. Ressalta-se que os valores dos índices EENS consideram os cortes de carga oriundos de análises de estabilidade, além das falhas dos circuitos da rede, das direções dos fluxos energéticos e das cargas dos subsistemas energéticos.

Ademais, esta nova forma probabilística de abordar o problema do planejamento da expansão de interligações permitiu compatibilizar as naturezas dos critérios de dimensionamentos dos sistemas elétrico (rede de transmissão) e energético, uma vez que este último já vem utilizando critérios estocásticos. Com relação à função custo destaca-se a inclusão das parcelas de custos associados aos congestionamentos dos circuitos da rede de transmissão e à parcela variável.

No que diz respeito à viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida em uma rede de interligação de grande porte, realizou-se um estudo de caso envolvendo a interligação entre os subsistemas energéticos Norte e Nordeste. Como produto deste estudo de dimensionamento emergiu uma sequência de adições de circuitos, totalizando 761 km de extensão, onde o critério de confiabilidade "N-1" se mostrou economicamente vantajoso.

8.2 Sugestões de Trabalhos Futuros

Em consequência do trabalho realizado, verificou-se que alguns aspectos necessitam de maiores aprofundamentos, sendo necessários alguns desenvolvimentos adicionais. Desto modo, propõe-se como continuidade do arcabouço metodológico desenvolvido os seguintes estudos futuros:

- ❑ Desenvolver um Ambiente Computacional Assistido para planejamento da expansão da transmissão baseado nas técnicas de trade-off apresentadas, em conjunto com a técnica de custos marginais de potência de circuitos e barramentos;
- ❑ Desenvolver um modelo que permita definir a sequência de adições de circuitos e reativos em derivação, em função das incertezas exógenas representadas por cenários de futuros prováveis de ocorrerem. Naturalmente, tais cenários devem ser selecionados de modo a representar uma gama de condições para as quais as redes de transmissão e interligação entre subsistemas energéticos satisfaça um nível de desempenho técnico e de confiabilidade mínimo aceitável;
- ❑ Acoplar o modelo desenvolvido ao algoritmo geral da Figura 7.1. Com a introdução deste modelo a solução obtida para os problemas do PET, PER e PEI fica respaldada nos conceitos embutidos no Caminho ® ilustrado na Figura 1.1. Este modelo final, por tratar os referidos problemas mediante um enfoque probabilístico, leva em consideração os efeitos resultantes das possibilidades das falhas dos componentes das redes elétricas de transmissão e interligação entre subsistemas energéticos (submercados de energia elétrica). Ou seja, contempla também as incertezas endógenas aos três problemas estudados;

- ❑ Conceber um modelo consoante com os que foram abordados neste trabalho de tese, para planejar a expansão da transmissão considerando fontes de geração energia elétrica distribuída;
- ❑ Incorporar heurísticas baseadas na experiência do operador do sistema para definir com maior precisão e realismo os montantes de cortes de carga resultantes da avaliação de confiabilidade;
- ❑ Investigar a aplicação da técnica de custos marginais de confiabilidade por circuito e barramento, associados à solução ótima do algoritmo de medidas corretivas, para:
 - ⇒ Planejar a sequência de chaveamentos de bancos de capacitores e reatores, quando da transição do patamar de carga pesada para a carga leve;
 - ⇒ Programar a sequência de retirada de circuitos (linhas de transmissão e transformadores) para manutenção, de modo a permitir a elaboração de políticas de manutenção programada.
- ❑ Investigar os efeitos das representações dos custos de interrupção associados às classes de consumidores industrial, comercial e residencial nos custos incorridos pelos consumidores. Estas representações, em vez do uso de um valor médio, permitem obter resultados mais precisos e realistas.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Planejamento da Expansão da Transmissão Baseado em Custos Marginais de Confiabilidade

Referências Bibliográficas

- [A_81] Arruda, C.: "Reliability Evaluation of Composite Power Systems", Ph.D. Thesis, UMI ST, Manchester, 1981.
- [A_97] Alvarez, J. I. P.: "Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração Utilizando Custos de Interrupção", Dissertação de Mestrado, EFEI, 1997.
- [AB_89] Allan, R. N.; Billinton, R.: "Reliability Concepts of Composite Power Systems", IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR, The Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York, UEA, 1989.
- [AL_74] Adams, R. N.; Laughton, M. A.: "Optimal Planning of Power Networks Using Mixed-Integer Programming, Part 1 - Static and Time Phased Network Synthesis", IEEE Proc. Vol. 121, N° 2, April, 1974.
- [AM_87] Ahmed, M. H. R.; Maliha, M. Award: "Power system Reinforcement through Reliability and Revenue Considerations", Electrical Power & Energy Systems, April, 1987.
- [AS_02] Aumuller, CL.; Sara, T. K.: "Analysis an Assessment of Large Scale Power System Voltage Stability by a Novel Sensitivity Based Method", Power Engineering Society Summer Meeting, 2002.

- **ABL_84]** Allan, R. N.; Billinton, R.; Lee, S. H.: "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982", IEEE Trans. On Power Apparatus Systems, Vol. PAS 103, No. 2, Feb/1984.
- **[APM_79]** IEEE Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee - "IEEE Reliability Test System", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, No. 98, 1979.
- **ABBG_94]** Allan, R. N.; Billinton, R.; Breipohl, A. M.; Grigg, C. H.: "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Feb/1994.
- **ABBG_99]** Allan, R. N.; Billinton, R.; Breipohl, A. M.; Grigg, C. H.: "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Feb/1999.
- **ABPS_90]** Alsac, O.; Bright, J.; Prais, M.; Stott, B.: "Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow", IEEE Trans. on PAS, Vol. 5, 1990.
- **AKRV_90]** Adler, I.; Karmarkar, N.; Resende, M. G. C.; Veiga, M. G. C.: "An Implementation of Karmarkar's Algorithm for Linear Programming", Mathematical Programming, Vol. 44, 1989.
- **[B_72]** Boot, R. R.: "Power System Simulation Model Based on Probability Analysis", IEEE Trans. on PAS, Vol. 91, 1972.
- **[B_82]** Bloom, J. A.: "Long-Range Generation Planning Using Decomposition and Probabilistic Simulation", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, Nº 4, April, 1982.
- **[B_92]** Balu, N. J. et al.: "Review of Expert System in Bulk Power System Planning and Operation", Proceedings of the IEEE, Vol. 80, Nº 5, May, 1992.
- **[B_95]** Barros, J. R. P.: "Estrutura Metodológica Para Obtenção de Planos de Expansão da Transmissão Otimizados e Procedimentos Para Incorporação da Confiabilidade ao Planejamento", VI ERLAC, Foz do Iguaçu, Paraná, 1995;
- **[B_98]** Belati, E. A.: "Planejamento de Sistemas de Transmissão Usando Técnicas de Decomposição Matemática e de Branch-and-Bound", Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira - SP, 1998.
- **[B_00]** Barros, J. R. P.: "Uma Metodológica de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico", Tese de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, Recife, Dezembro, 2000.

- [BA_84] Billinton, R.; Allan, R. N.: "Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman Advanced Publishing, New York, 1984.
- [BA_88] Billinton, R.; Allan, R. N.: "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Academic Publishers Massachusetts, UEA, 1988.
- [BG_90] Burns, S.; Gross, G.: "Value of Service Reliability", IEEE Trans. on PAS, Vol. 5, Nº 3, August, 1990.
- [BJ_97] Billinton, R.; Jonnavithula, A.: "Application of Sequential Monte Carlo Simulation to Evaluation of Distributions of Composite System Indices", IEEE Proceedings Generation and Transmission Distribution, Vol. 144, No. 2, March, 1997.
- [BK_86] Billinton, R.; Kumar, S.: "Pertinent Factors in the Adequacy Assessment of a Composite Generation and Transmission System", CEA Transactions, Vol.25, 1986.
- [BK_00] Bell, E. C.; Kirschenumar, D. S.: "Improved Sensitivity in MW Dispatch for Control of Voltage", IEEE Trans. on PAS, Vol. 15, 2000.
- [BL_75] Belglari, F., Laughton, M. A.: "The Combined Costs Method for Optimal Economic Planning of an Electrical Power System", IEEE Trans. on PAS, Vol. 94, Nº 6, Nov/ December, 1975.
- [BL_94] Billinton, R.; Li W.: "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York, 1994.
- [BM_99] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.: " Utilização dos Custos Marginais de Potência na Formulação de Alternativas Para Expansão da Transmissão - Metodologia e Estudo de Caso CHESF", XV SNPTEE, Grupo GPL, Foz do Iguaçu, Paraná, 1999.
- [BM_00] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.: " Utilização dos Custos Marginais de Potência na Formulação de Alternativas Para Expansão da Transmissão - Metodologia e Estudo de Caso CHESF", VII SEPOPE, Curitiba, 2000.
- [BM_02] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.: "Planejamento da Expansão da Transmissão: Critério de Benefício-Custo Versus Critério de Confiabilidade e Estudo de Caso", VIII SEPOPE, Brasília, DF, Maio/ 2002.
- [BO_88] Billinton, R.; Oteng-Adjei, J.: "Cost/ Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning", IEEE Proc., Vol. 135, 1988.
- [BO_94] Binato, S.; Oliveira, G. C.: "Multi-year Expansion Planning of Large Transmission Networks", IV SEPOPE, Foz do Iguaçu, Maio/1994.
- [BS_94] Bazaraa, M. S.; Shetty, C. M.: "Nonlinear Programming: Theory and Algorithms" John Wiley & Sons, New York, 1979.

- [BZ_94] Brauner, G.; Zobel, M.: "Knowledge Based Planning of Distribution Networks", IEEE Trans. on PAS, Vol. 9, May, 1994.
- [BAM_95] Barros, J. R. P.; Andrade, V. S.; Medeiros, F. C.: "Experiência da CHESF na Aplicação de Uma Metodologia Econômica-Probabilística Para Obtenção da Expansão Otimizada do Sistema de Transmissão da Área Leste", XIII SNPTTE, Grupo VIII, GPL, Florianópolis, SC, 1995.
- [BJM_82] Bennon, R. J.; Juvens, J. A.; Meliopoulos, A. P. "Use of Sensitivity analysis in automated Transmission Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, January, 1982.
- [BKK_96] Backes, J.; Koglin, H. J.; Klein, L.: "A Flexible Tool for Planning Transmission and Distribution Networks with Special Regard to Uncertain Reliability Criteria", 12th Power Systems Computation Conference, Dresden, August, 1996.
- [BMS_02a] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.; Silva, A. M. L.: "Planejamento da Reserva de Capacidade de Transmissão Baseado no Custo de Interrupção do Sistema - Metodologia e Estudo de Caso", VII SEPOPE, Brasília, DF, Maio/2002.
- [BMS_02b] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.; Silva, A. M. L.: "Otimização do Planejamento da Expansão da Transmissão e Impacto na Tarifa de Confiabilidade - Metodologia e Estudo de Caso", VIII SEPOPE, Brasília, DF, Maio/2002.
- [BMS_04a] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.; Silva, A. M. L.: "Var Sources Planning Based on Marginal Costs of Reliability Indices", 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Iowa State University, USA, September 2004.
- [BMS_04b] Barros, J. R. P.; Melo, A. C. G.; Silva, A. M. L.: "An Approach to the Explicit Consideration of Unreliability Costs in Transmission Expansion Planning", 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Iowa State University, USA, September 2004.
- [BOG_87] Billinton, R.; Oteng-Adjei, J.; Ghajar, R.: "Comparison of Two Alternative Methods to Establish an Interrupted Energy Assessment Rate", IEEE Trans. on PAS., Vol. 2, 1987.
- [BPJ_92] Begovic, M. M.; Phadke, A. G.: "Control of Stability Using Sensitivity Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, Nº 1, pp. 114-123, February, 1992.
- [BRP_93] Barros, J. R. P.; Ribeiro, S. P.; Puentes, A. P.: "Metodologia Econômico-probabilística Para o Estabelecimento de Alternativas de Expansão da Transmissão Sob Restrições de Investimentos", XI SNPTTE, Grupo VIII, GPL, Recife - PE, 1993.
- [BSM_03] Barros, J. R. P.; Silva, A. M. L.; Melo, A. C. G.: "Abordagem Interativa de Planejamento de Fontes de Potências Reativas Baseada em Custos Marginais de Confiabilidade - Metodologia e Estudo de Caso", X ERLAC, Puerto Iguazú, Argentina, Maio/2003.

- [BSS_88] Bertoldi, O.; Salvaderi, L.; Scalcino, S.: "Monte Carlo Approach in Planning Studies: An Application to IEEE RTS", IEEE Transaction, No. 3, Aug. 1988.
- [BAMJ_96] Barros, J. R. P.; Andrade, V. S.; Medeiros, F. C.; Jesus, V. S.: "Estrutura Metodológica Utilizada Pela CHESF para Otimização da Expansão da Transmissão", V SEPOPE, Recife, PE, 1996.
- [BCFW_80] Boldrini, J. L.; Costa, S. I. R.; Figueiredo, V. L.; Wetzler, H. G.: "Álgebra Linear" Departamento de Matemática da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Editora Harbra, 1980.
- [BCSH_94] Bajay, S. V.; Correia, P. B.; Santos, A. H. M.; Haddad, J.: "Regional Transmission Subsystem Planning", IV SEPOPE, Foz do Iguaçu, Maio, 1994.
- [BCIGP_91] Baggini, L.; Cicoria, R.; Invernizzi, A.; Gallanti, M.; Pessi, E.: "Expert System for Power System Planning - SELF: An Assistant to Load-flow Calculation", 3º Symposium on Expert System Applications to Power System, Japan, April, 1991.
- [BCMBV_84] Bertoli, O.; Cicoria, R.; Manara, R.; Braz, P. F.; Vaccari, F.: "Use of a Probabilistic Methodology in Transmission Network Expansion Planning With a View to Reducing Capital Expenditure", Cigré, 1984.
- [BMSLMM_88] Burke, W. J.; Merrill, H. M.; Schweppe, F. C.; Lovell, B. E.; McCoy, M. F.; Monohon, S. A.: "Trade-off Methods in System Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol 3, N° 3, August, 1988.
- [C_62] Carpentier, J.: "Contribution a l'Étude du Dispatching Économique", Bulletin de la Société Française des Électriciens, Ser. 8, Vol. 3, 1962.
- [C_79] Corssen, C. L.: "Avaliação de Índices de Confiabilidade em Subestações", Tese de Mestrado, UFSC, 1979.
- [C_86] Carpentier, J. L.: "CRIC - A New Active Reactive Decoupling Process in Load Flows, Optimal Power Flow and Systems Control", Proc. IFAC Conference on Power Systems and Power Plan Control, Beijing, China, pp. 65-70, 1986.
- [C_90] Costa, G. R. M.: "O Método Dual-Newton Aplicado ao Fluxo de Carga Ótimo", Tese de Doutorado, 1990.
- [C_97] Costa, G. R. M.: "Optimal reactive dispatch Through Primal_Dual Method", IEEE Trans. On PAS, Vol. 12, 1997.;
- [C_98] Cassula, A. M.: "Avaliação de Confiabilidade em Sistemas de Distribuição Considerando Falhas na Geração e Transmissão", Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Nov. 1998.
- [CB_90] Billinton, R.; Chu, K.: "A Generalized Probabilistic Cost of Service Allocation Approach for Generation and Transmission Facilities", IEEE Trans. on PAS, Vol 5, 1990.

- [CC_00] Costa, G. R. M.; Costa, C. E. U.: "Improved Newton Method for Optimal Power Flow Problem", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 22, 2000.
- [CL_97] Coopers & Lybrand: "Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro", Relatório Consolidado, Etapa IV, Vol. 1: Sumário Executivo, 1997.
- [CSJ_97] Chis, M.; Salama, M. M. A.; Jayaram, S.: "Capacitor Placement in Distribution Systems Using Heuristic Search Strategies", IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 144, Nº 2, pp. 225-330, Mayr, 1997.
- [CAB_95] Chen, R.; Allen, K.; Billinton, R.: "Value-Based Distribution Reliability Assessment and Planning", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, Nº 1, January, 1995.
- [CAL_02] Cruz, R. D.; Areiza, J. M.; Latorre, G.: "Transmission Planning in a Deregulated Environment: International Schemes comparison", VIII SEPOPE, Brasília - DF, Maio, 2002.
- [CDF_91] Clements, K. A.; Davis, P. W.; Frey, K. D.: "An interior Point Algorithm for Weighted Least Absolute Value Power System State Estimation", IEEE Winter Meeting, Paper 91 WM235-2 PWRs, 1991.
- [CBAJ_93] Chokri, A. Belhaj, A.; Aref, M. Guizani, M.: "An Expert System for Load Flow Analysis Planning", ESAP 1993.
- [CCPE_01] Comitê Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos: "Critérios e Procedimentos para Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão", Brasília, DF, Jan/ 2001.
- [CPOP_85] Cunha, S. H. F.; Pereira, M. V. F.; Oliveira, C. G.; Pinto, L. M. V. G.: "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation in Large Hydroelectric Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 104, 1985.
- [CEPEL_98] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - "Modelo Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas de Geração/ Transmissão de Grande Porte" - Manual de Metodologia, Rio de Janeiro, 1998.
- [CPPOAM_87] Cunha, S. H. F.; Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G.; Oliveira, G. C.; Arienti, V. L.; Melo, A. C. G.: "Confiabilidade Composta Geração/ Transmissão do Sistema Sul/ Sudeste Brasileiro", IX SNPTEE, Belo Horizonte, Nov., 1987.
- [D_68] Duran, H.: "Optimum Number, Location and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 87, Nº 9, pp. 1769-1774, September, 1968.
- [DE_73] Dusonchet, Y. P.; El-Abiad, A. "Transmission Planning Using Discrete Dynamic Optimizing", IEEE Trans. on PAS, Vol. 92, 1973.
- [DM_75] Dodu, J. C.; Merlin, A.: "An Application of Linear Programming to the Planning of Large Scale Power Systems: the Mexico Model", 5th PSCC, Cambridge, 1975.

- [DR_91] David, A. K., Rongda, Z. "An Expert System with Fuzzy Sets for Optimal Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol.6, Nº 1, February, 1991.
- [DT_68] Dommel, H. W., Tinney, W. F.: "Optimal Power Flow Solutions", IEEE Trans. On PAS, Vol. 87, 1968.
- [DFB_96] Dornellas, C. R. R.; Falcão, D. M.; Bonfim, A. L. B.: "Otimização do despacho de Reativos Utilizando Algoritmos Genéticos", Anais do 11º Congresso Brasileiro de Aut omática, São Paulo - SP, vol. 1, pp. 155-160, 1996.
- [DGF_96] Dalton, J. G.; Garrison, C. M.; Fallon, C. M.: "Value-Based Reliability Transmission Planning", IEEE Trans. on PAS, Nº 3, August, Vol. 11, 1996.
- [DHF_95] David, K. A; He, Y. Q.; Fernando, P. N.: "Private Investment in Power and Deviations from the Least-Cost Expansion Plan", IEEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, 1995.
- [DVJ_79] DeChamps, C.; Vankelecom, J.; Jamoulle, E.: "TRANEX - Na Interactive Computer Program for Transmission expansion Planning" IEEE Summer Meeting, Vancouver, Canadá, 1979.
- [E_78] Endrenyi, J.: "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley & Sons, New York, 1978.
- [E_91] Eletrobrás: "Principais Conclusões, Interpretação e Aplicações da Pesquisa Sobre Custos de Interrupção", Relatório SCEL/ GTAD, 1991.
- [E_92] Eletrobrás: "Pesquisa Sobre Custos de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica", Relatório SCEL/GTAD, 1992.
- [EPRI_82] EPRI, "Transmission System Reliability Models", Report EL-2526, 1982.
- [EPRI_87] EPRI, "Composite System Reliability Evaluation: Phase I - Scoping Study", Report EL-5290, 1987.
- [EPRI_88] EPRI, "Reliability Evaluation for Large Scale Bulk Transmission Systems": Phase I - Scoping Study, Report EL-5291, 1988.
- [EPRI_89] EPRI, "Customer Demand for Service Reliability", Report RP-2810, 1989.
- [EPRI_90a] EPRI, "Benefit-Cost Analysis of Electric Power System Reliability: Phase I - Determination of Customer Interruption Costs", Report EL-6791, 1990.
- [EPRI_90b] EPRI, "Development of a Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation Program - The CREAM Model", Report EL-6926, 1990.
- [F_83] Fiacco, A. V.: "Introduction to Sensitivity and Stability Analysis in Nonlinear Programming", Mathematics in Science and Engineering Series, Academic Press, New York, Vol. 165.

- [FB_93] Foley, M.; Bore, A.; Mitchell, W.; Faustini, A. "An Object Based Graphical User Interface for Power Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 8, N° 1, February, 1993.
- [FB_95] Foley, M.; Bore, A. "Object-Oriented on-line Network Analysis", IEEE Trans. on PAS, Vol. 10, N° 1, February, 1995.
- [FC_96] Fukuyama, Y.; Chiang, H.: "A Parallel Genetic Algorithm for Generation Expansion Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 11, 1996.
- [FE_88] Farrag, M. A.; El-Metwally, M. M.: "New Method for Transmission Planning using Mixed-integer Programming", IEE Proc., Vol. 135, N° 4, 1988.
- [FL_90] Fonseca, L. G. S.; Lúcio, J. C. M.: "Planejamento da Expansão da Geração Considerando Redes de Transmissão", VII CBA, Belém, 1990.
- [FN_00] Fang, W.; Ngan, H. W.: "A Robust Load Flow Technique for Use in Power Systems with Unified Power Flow Controllers", Electric Power Systems Research, Vol. 53, 2000.
- [FS_68] Freris, L. L.; Sasson, A. M.: "Investigation of the Load-Flow Problem", Proceedings of IEEE, vol. 10 N° 115, pp. 1459-1470.
- [FT_93] Fonseca, L. G. S.; Teive, R. C. G.: "Planejamento Estático da Transmissão Utilizando Sistemas Especialistas", CIE, Valdivia, Chile, 1993.
- [G_70] Garver, L. L.: "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Trans. on PAS, Vol. 89, N° 7, September, 1970.
- [G_73] Gonzaga, C. C.: "Estudo de Algoritmos de Busca em Grafos e sua Aplicação a Problemas de Planejamento", Tese de Doutorado, UFRJ, 1973.
- [G_91] Gómez, T. et al.: "A Security-Constrained Decomposition Approach to Optimal Reactive Power Planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 06, N° 03, pp. 1069-1076, August, 1991.
- [G_94] Granville, S.: "Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Method", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, N° 1, pp. 136-146, 1994.
- [G_98] Grudin, N.: "Reactive Power Optimization Using Successive Quadratic Programming Method", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, N° 4, November, 1998.
- [GL_94] Granville, S.; Lima, M. C. A.: "Application of Decomposition Techniques to VAR Planning: Methodology and Computational Aspects", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, N° 4, pp. 1780-1787, November, 1994.

- [GM_88] Garcia, A. V.; Mantovani, J. R. S.: "Planejamento de Reativos em Sistemas de Energia Elétrica Utilizando um Modelo Implicitamente Acoplado", 7º Congresso Brasileiro de Automática, São José dos Campos - SP, vol. 1, pp. 861-866, 1988.
- [GS_97] Gomes, P.; Scholling, M.: "Custo de Interrupção: Conceituação, Metodologia de avaliação, Valores Existentes e Aplicações", XIV SNPTEE, Grupo IV, GAT, Belém, Pará, 1997.
- [GS_99] Gurrán, R.; Subramanyam, B.: "Sensitivity Analysis of Radial Distribution Network - Adjoint Network Method", Electrical Power and Energy Systems, 1999.
- [GCG_96] Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS; Comitê Técnico para Estudos dos Sistemas de Transmissão - CTST; Grupo de Trabalho para Estabelecimento de Critérios de Planejamento - GTCp, Documento Básico", Eletrobás, 1996.
- [GMM_92] Galiana, D. F.; MacGillis, T. D.; Marin, A. M.: "Expert System in Transmission Planning", Proceedings of the IEEE, Vol 80, Nº 5, May, 1992.
- [GMR_01] Gallego, R. A.; Monticelli, A. J.; Romero, R.: "Optimal Capacitor Placement in Radial distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, Nº 04, pp. 630-637, November, 2001.
- [GPM_88] Granville, S.; Pereira, M. V. F.; Monticelli, A. J.: "An Integrated Methodology for VAR Sources Planning in Large Scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 3, Nº 2, pp.549-557, 1988.
- [GVW_79] Garver, L. L.; Van Horne, P. R.; Wirgan, K. A.: "Load Supplying Capability of Generation - Transmission Networks", IEEE Trans. on PAS, Vol. 98, Nº 3, June, 1979.
- [GAMR_96] Gallego, R. A.; Alves, A. B.; Monticelli, A.; Romero, R.: "Parallel Simulated Annealing Applied to Long Term Transmission Network Expansion Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 12, January, 1996.
- [GCCP_93] Gorenstin, B. G.; Campodonico, N. M.; Costa, J. P.; Pereira, M. V. F.: "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", IEEE Trans. on PAS, Vol.8, Nº 1, February, 1993.
- [GSHT_90] Gribik, P. R.; Shirmohammadi, D.; Hao, S.; Thomas, C. L.: "Optimal Power Flow Sensitivity Analysis" IEEE Trans. on PAS, Vol. 5, 1990.
- [H_90] Hong, Y. et al.: "Multi-Year, Multi-Case Optimal VAR Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 5, Nº 4, pp.1294-1301, 1990.
- [HL_92] Hong, Y.; Liu, C.: "A Heuristic and Algorithmic Approach to VAR Planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, Nº 2, pp.505-512, 1992.
- [HCLC_94] Hsiao, Y.; Chiang, H.; Liu, C.; Chen, Y.: "A Computer Package for Optimal Multi-Objective VAR Planning in Large Scale Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, Nº 2, pp.668-676, 1994.

- [HGMR_99] Haffner, S.; Garcia, A.; Monticelli, A.; Romero, R.: "Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica Considerando Múltiplos estágios", XV SNPTTEE, Grupo VII, GPL, Foz do Iguaçu, Paraná, Outubro, 1999.
- [I_94] Iba, K.: "Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, Nº 2, pp.685-692, 1994.
- [IRH_84] Iyer, S. R.; Ramachandran, K.; Hariharan, S.: "Optimal Reactive Power Allocation for Improved System Performance", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. 103, Nº 6, pp. 1509-1515, Jun, 1984.
- [JC_95] Jan, R. M.; Chen, N. M.: "Application of Fast Newton-Raphson Economic Dispatch and Reactive Power Voltage Dispatch by Sensitivity Factors to Optimal Power Flow", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 10, 1995.
- [KH_71] Kishore, A.; Hill, E. F.: "Static Optimization of Reactive Power Sources by Use of Sensitivity Parameters", IEE Power Group, pp. 1166-1173, 1970.
- [KL_97] Kathor, S. K.; Leung, L. C.: "Power Distribution Planning: A Reviews of Models and Issues", IEEE Trans. on PAS, Vol. 12, Nº 3, August, 1997.
- [KO_99] Kagan, N.; Oliveira, C. C. B.: "Locação de Suporte de Reativo Considerando a Minimização dos Investimentos e das Perdas Através de Modelo Flexível de Busca Heurística", XV SNPTTEE, Grupo IV, GAT, Foz do Iguaçu, Paraná, Outubro, 1999.
- [KR_93] Keeney, R. L.; Raifa, H.: "Decisions with Multiple Objectives - Preferences and Value Tradeoffs", Cambridge University Press, 1993.
- [KPG_70] Kaltenbach, J. C.; Peschon, J.; Gahrig, E. H.: "A Mathematical Optimization Technique for the Expansion of Electric Power Transmission Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 89, Nº 1, January, 1970.
- [KPL_88] Kin, K. J.; Park, Y. M.; Lee, K. Y.: "Optimal Long Term Transmission Expansion Planning Evaluation Large Repairable Systems", IEEE Trans. on Reliability, Vol. 29, 1980.
- [L_84] Lebow, W. M. et alli: "Optimization of Reactive Volt-Ampere Sources in System Planning", Solution Techniques Computing Methods and Results, EL-3279 Final Report - EPRI, USA, 1984.
- [L_87] Lee, H.: "Planejamento da Transmissão Usando Sistemas Baseados em Conhecimentos", Dissertação de Mestrado, COPPE, RJ, 1987.
- [L_90] Lúcio, J. C. M.: "Planejamento da Expansão do Sistema de Geração Considerando Redes de Transmissão", Dissertação de Mestrado, UFSC, 1990.

- [LA_76] Landgren, C. L.; Anderson, S. W.: "Maximized Transmission Grid Loading Using Linear Programming", IEEE tutorial Course Application of Optimization Methods in power System Engineering, 1976.
- [LC_91] Levi, V. A.; Calovic, M. S.: "A New Decomposition Based Method for Optimal Expansion Planning of Large Transmission Networks", IEEE Trans. on PAS, Vol. 6, N°3, August, 1991.
- [LC_93] Levi, V. A.; Calovic, M. S.: "Linear Programming Based Decomposition Method for Optimal Planning of Transmission Network Investments", IEEE Proc., Vol. 140, N° 6, November, 1993.
- [LM_97] Lai, L. L.; Ma, J. T.: "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning Comparison With Nonlinear Programming Approach", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, N° 1, February, 1997.
- [LP_94] Latorre-Bayona, G.; Pérez-Arriaga, I. J.: "CHOPIN - A Heuristic Model for Long Term Transmission Expansion Planning", IEEE Winter Meeting, New York, NY, February, 1994.
- [LY_98] Lee, K. Y.; Yang, F. F.: "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm and Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, N° 1, pp. 101-108, February, 1998.
- [LEW_93] Leite da Silva, A. M.; Endrenyi, J.; Wang, L.: "Integrated Treatment of Adequacy and Security in Bulk Power System Reliability Evaluation", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 8, Nov., Feb. 1993.
- [LHH_74] Lee, S. T. Y.; Hicks, K. L.; Hnylicza, E.: "Transmission Expansion by Branch- and-Bound Integer Programming with Optimal Cost-Capacity Curves", IEEE PES Winter Meeting, New York, New York, 1974.
- [LMC_91] Leite da Silva, A. M.; Melo, A. C. G.; Cunha, S. H. F.: "A Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large Scale Hydrothermal Generating Systems", IEEE Proc., Vol. 138, 1991.
- [LMS_91] Lustig, I. J.; Marsten, R. E.; Shanno, D. F.: "Computational experience With a Primal-Dual interior Point Method for Linear Programming" Linear Algebra and Its Applications, Vol. 152, 1991.
- [LPB_96] Lemaitre, C.; Paulo, J. P.; Bouquet, C.: "An Object-oriented Approach for the Implementation of an Open Platform for Designing and Planning a Transmission Networks", 12th PSCC, Dresden, August, 1996.
- [LPS_89] Leite da Silva, A. M.; Pereira, M. V. F.; Shilling, M. T.: "Power Systems Analysis under Uncertainties - Concepts e Techniques", Artigo Convidado, I I SEPOPE, São Paulo, SP, 1989.
- [LMKM_95] Li, W.; Mansour, Y.; Korczynski, J. K.; Mills, B. J.: "Application of Transmission Reliability Assessment in Probabilistic Planning of BC Hydro Vancouver South Metro System", IEEE Trans. on PAS, Vol. 10, 1995.
- [LPMM_97] Leite da Silva, A. M.; Perez, A. G.; Maragon, L. J. W.; Mello, J. C. O.: "Loss of Load Costs in Generation Capacity Reliability Evaluation", Electric Power Systems Research, Vol. 41, 1997.

- [LRNUM_85] Lebow, W. M.; Rouhani, R.; Nadira, R.; Usorop, P. B.; Mehra, R. K.: "A Hierarchical Approach to Reactive Volt-Ampere (VAR) Optimization in System Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 104, Nº 8, pp. 2051-2057, 1985.
- [M_78a] Marks, G. E.: "A Method for Combining High Speed Contingency Load Flow Analysis With Stochastic Probability Methods to Calculate a Quantitative Measure for Overall System Reliability", IEEE paper A78 053-1, 1978.
- [M_78b] Medicherla, T. K. P.: "Reliability Evaluation of Composite Generation and Transmission Systems", Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan, Canada, 1978.
- [M_79] Munasinghe, M.: "The Economics of Power System reliability and Planning - Theory and Case Study", Johns Hopkins University Press for the World Bank, 1979.
- [M_80] Munasinghe, M.: "A New Approach to Power System planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 99, Nº 3, May/June 1980.
- [M_83] Monticelli, A. J.: "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Edgard Blücher, São Paulo, 1983.
- [M_86] Melo, A. C.: "Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração Através do Método da Frequência e Duração", Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, RJ, 1986.
- [M_87] Monticelli, A. et al.: "Security - Constrained Optimal Power Flow With Post - Contingency Corrective Rescheduling", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 2, pp. 175-182, 1987.
- [M_88] Mello, J. C. O.: "Avaliação da Confiabilidade de Geração e Transmissão em Sistemas de Potência", Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, RJ, 1988.
- [M_94] Melo, J. C. O.: "Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão", Tese de Doutorado, PUC, Rio de Janeiro, 1994.
- [M_99] Manso, L. A. F.: "Um Ambiente para Planejamento de Sistemas de Geração e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade", Tese de Doutorado, Instituto de Engenharia Elétrica da EFEI, Itajubá, Minas Gerais, Junho, 1999.
- [MC_81] Mamandur, K. R. C.; Chenoweth, R. D.: "Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvements in Voltage Profiles and for Real Power Loss minimization", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. 100, Nº 7, pp. 3185-3194, July, 1981.
- [MG_96] Mantovani, J. R. S.; Garcia, A. V.: "A Heuristic Method for Reactive Power Planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, Nº 1, pp. 68-74, February, 1996.
- [ML_92] Monticelli, A.; Liu, W. H. E.: "Adaptive Movement Penalty Method for Newton Optimal Power Flow", IEEE Trans. on PAS, Vol. 7, 1992.

- [MV_79] Manzoni, E.; Paris, L.; Valtorta, M.: "Power Systems Planning Practice in Italy", IEEE Trans. on PAS, Vol 98, N° 3, May/June, 1979.
- [MZ_99] Momoh, J. A.; Zhu, J. Z.: "Improved Interior Point Method for OPF Problems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 14, 1999.
- [MFC_84] Morozowski Fº, M.; Fonseca, L. G. S.; Cruz, C. R. G.: "Uso de Modelos de Síntese no Planejamento de Sistemas de Transmissão: A Experiência da Eletrosul", VII SNPTEE, grupo VIII, GPL, Brasília, DF, 1984.
- [MHS_92] Massaud; A. G.; Hernandez; Schilling, M.Th.: "Custos de Interrupção de Energia Elétrica no Brasil", IX CBA, Vitória, Espírito Santo, 1992.
- [MHS_94] Massaud; A. G.; Hernandez; Schilling, M.Th.: "Electricity Restriction Costs", Proceedings Genr. Trans. Distr., Vol. 141, 1994.
- [MLM_98] Manso, L. A. F.; Leite da Silva, A. M.; Mello, J. C. O.: "Comparação de Métodos Alternativos para Avaliação dos Custos de Perda de Carga em Sistemas de Geração e Transmissão", XII CBA, Uberlândia, Minas Gerais, 1998.
- [MLP_97] Mello, J. C. O.; Leite da Silva, A. M.; Pereira, M. V. F.: "Efficient Loss-of-Load Cost Evaluation by Combined Pseudo-Sequential and State Transition Simulation", IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, No. 2, 1997.
- [MMG_98] Mantovani, J. R. S.; Modesto, S. A. G.; Garcia, A. V.: "Planejamento de Reativos em Sistemas de Energia Elétrica Utilizando uma Metodologia Mista: Programação Linear - Algoritmo Genético", 12º Congresso Brasileiro de Automática, Uberlândia - MG, pp. 2017-2022, Setembro, 1998.
- [MMS_89] McShane, K. A.; Monma, C. L.; Shanno, D. V.: "An Implementation of Primal-Dual Interior Point Method for Linear Programming", ORSA Journal on Computing, Vol. 1, 1989.
- [MOM_01] Modesto, S. A. G.; Ohishi, T.; Moreira, F. S.: "Um Modelo de Despacho de Reativos Através de Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo", Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Campos do Jordão - SP, Novembro, 2001.
- [MPL_92] Melo, A. C. G.; Pereira, M. V. F.; Leite da Silva, A. M.: "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol. 7, 1992.
- [MPL_93] Melo, A. C. G.; Pereira, M. V. F.; Leite da Silva, A. M.: "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol.8, 1993.

- [MPL_94] Mello, J. C. O.; Pereira, M. V. F.; Leite da Silva, A. M.: "Evaluation of Reliability With in Composite Systems Based on Pseudo-Sequencial Monte Carlo Simulation", IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 9, No. 3,, Aug. 1994.
- [MBCC_92] Moura, J. J.; Barros, J. R. P.; Coutinho, A. B.; Carvalho Jr.; M. A.: "Compatibilização do Planejamento da Rede Elétrica - Metodologia e Aplicação". III ERLAC, Foz do Iguaçu - Paraná, 1989 e CIER/SISE/BRACIER, Florianópolis - SC, 1992.
- [MMRO_93a] Melo, A. C. G.; Mello, J. C. O.; Romero, S. P.; Oliveira, G. C.: "Sistema Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração/Transmissão de Grande Porte - Manual de Metodologia", CEPEL, 1993.
- [MMRO_93b] Melo, A. C. G.; Mello, J. C. O.; Romero, S. P.; Oliveira, G. C.: "Sistema Computacional NH2 para Análise de Confiabilidade de Sistemas Geração/Transmissão de Grande Porte - Manual do Usuário", CEPEL, 1993.
- [MFPM_94] Melo, A. C. G.; Fontoura Fº, R. N.; Pecorelli Peres, L. A. P.; Morozowski Fº.; M.: "Priorização de Obras em sistemas de Grande Porte Usando um Modelo AC da Rede", IV SEPOPE, Foz do Iguaçu, 1994.
- [MSRG_01] Mantovani, J. R. S.; Scucuglia, J. W.; Romero, R.; Garcia, A. V.: "Planejamento de Fontes Reativas em Sistemas de Energia Elétrica Utilizando a Técnica de Decomposição de Benders e o Algoritmo de Branch-And_Bound", Anais do Congresso Brasileiro de Automática, 2001.
- [MWBJ_82] Meliopoulos, R. P.; Webb, R. P.; Bennon, R. J.; Juvet, J. A.: "Optimal Long Range Transmission Planning with AC Load Flow", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, Nº 10, 1982.
- [MLPMS_95] Mello, J. C. O.; Leite e Silva, A. Pereira, M. V. F.; Schilling, M.: "Relevant Factors in Loss of Load Cost Evaluation in Power Systems Planning", Stockholm Power Tech. Conference, 1995.
- [MMPPR_90] Morozowsky Filho, M.; Melo, A. C. G.; Pereira, M. V. P.; Pinto, L. M. V. G.; Ramos, D. S.: "Priority Evaluation and Ranking of Transmission System Projects Computer Models and Results", IEEE Trans. on PAS, Vol 5, Nº 3, August, 1990.
- [MMROMPF_91] Mello, J. C. O.; Melo, A. C. G.; Romero, S. P.; Oliveira, G. C.; Morozowski, M.; Pereira, M. V. F.; Fontoura, R. N.: "Development of a Composite System Reliability Program for Large Scale Hydrothermal Power Systems - Issues and Solutions" 3rd PMAPS, London, 1991.
- [MMROMPF_92] Mello, J. C. O.; Melo, A. C. G.; Romero, S. P.; Oliveira, G. C.; Morozowski, M.; Pereira, M. V. F.; Fontoura, R. N.: "Reliability Evaluation of Large Scale Composite Power Systems", III SEPOPE, Belo Horizonte, MG, 1992.

- [MJPCPP_82] Monticelli, A.; Junior, A. S.; Pereira, M. V. F.; Cunha, S. H.; Parker, B. J.; Praça, J. C. G.: "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, Nº 10, October, 1982.
- [MWEMAA_98] Momoh, J. M.; Wang, Y.; Elfayoumy, M.; Mittelstadt, B.; Agarwal, S. K.; Adapa, R.: "A Value-Based Reliability Enhancement Scheme for Bulk Transmission System Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 13, 1998.
- [N_94] Neto, H. P. S. "Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Assistido por Sistemas Baseados no Conhecimento", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UFSC, Dezembro, 1994.
- [N_03] Nogueira, G. A. S.: "Identificação dos Benefícios e Alocação de Custos de Fontes de Reativos de Potência Reativa", Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, Mar/2003.
- [NSC_00] Ng, H. N.; Salama, M. M. A.; Chikhani, A. Y.: "Capacitor Allocation by Approximate Reasoning: Fuzzy Capacitor Placement", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 13, Nº 1, pp. 393-398, January, 2000.
- [NASPM_89] Nasser, F. E. N.; Silva, A. P. A.; Araújo, L. A. P.; Schwabe, D.; Pereira, M. V. F.; Monticelli, A.: "Development of an Expert System for Long-term Planning of Power Transmission Networks", 2º Symposium on Expert Systems Application to Power Systems, Seattle, USA, July, 1989.
- [NKHPSSLBBG_95] Neudorf, E. G.; Kiguel, D. L.; Hamoud, G. A.; Porretta, B.; Stephenson, W.M.; Spark, R. W.; Logan, D. M.; Bhavaraju, M. O.; Billinton, R.; Garrison, D. L.: "Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability: Two Utility Case Studies", IEEE Trans. on PAS, Vol. 10, 1995.
- [O_92] Oliveira, G. C.: "Síntese Interativa de Redes de Transmissão", 9º CBA, Vitória, Espírito Santo, 1992.
- [O_96] Oliveira, G. C. "Um Ambiente Computacional Integrado para o Planejamento de Redes de Transmissão", V SEPOPE, Recife, Maio, 1996.
- [O_97] Ortiz, J. M. A.: "Metodologia de Expansão Automática da Transmissão Utilizando um Algoritmo de Busca Tabu", Dissertação de Mestrado, UFSC, Dezembro, 1997.
- [OB_89] Obadina, O. O.; Berg, G. J.: "VAR Planning for Power Systems Security", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 4, Nº 2, pp. 677-686, May, 1989.
- [OBN_97] Oliveira, G. C.; Binato, S.; Neto, C. A. S.: "Alocação Discreta de Elementos Shunt por Heurística e Técnica de Pontos Interiores", XIV SNPTTEE, Grupo X, GAT, Belém - PA, 1997.
- [OCB_95] Oliveira, G. C.; Costa, A. P. C.; Binato, S.: "Large Scale Transmission Network Planning Using Optimization and Heuristic Techniques", IEEE Trans. on PAS, Vol. 10, Nº 4, November, 1995.
- [OPC_89] Oliveira, G. C.; Pereira, M. V. F.; Cunha, S. H. F.: "A Technique for Reducing Computational Effort in Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Systems, 4, 1989.

- [P_88] Pehrson, T. B.: "Power System Planning Using Expert System Technology", 1^o Symposium on Expert Systems Application to Power Systems, Helsinki, 1988.
- [PB_92] Pereira, M. V. F.; Balu, N. J.: "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", Invited Paper Proceedings of IEEE, Vol. 80, No. 4, 1992.
- [PP_85] Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G.: "Application of Sensitivity Analysis of Local Supplying Capability to Interactive Transmission Expansion Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol 104, N^o 2, February, 1985.
- [PP_92] Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G.: "A New Computational Tool for Reliability Evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol. 7, 1992.
- [PNP_89] Pinto, L. M. V. G.; Nunes, A.; Pereira, M. V. F.: "Um Modelo Computacional para determinação de Alternativas de Expansão de Custo Mínimo em Planejamento de Sistemas de Transmissão", SNPTTEE, Grupo VIII, GPL, Curitiba, Paraná, 1989.
- [PSG_72] Platts, J. E.; Sigby, R. M.; Garver, L. L.: "A Method for Horizon-Year Transmission Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 89, August, 1972.
- [PPCO_85] Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G.; Cunha, S. H. F.; Oliveira, G. C.: "A Decomposition Approach to Automated Generation/Transmission Expansion Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 104, N^o 11, November, 1985.
- [PPCO_86] Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G.; Cunha, S. H. F.; Oliveira, G. C.: "Um Modelo para Síntese Automática de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica", VIII SNPTTEE, Grupo VII, GPL, São Paulo, SP, 1986.
- [PPCO_90] Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G.; Cunha, S. H. F.; Oliveira, G. C.: "Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation - Modeling Aspects and Computational Results", Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems, IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR, 1990.
- [PPTT_68] Peshon, J.; Piercy, D. S.; Tinney, W. F.; Tveit, O. J.: "Sensitivity in Power Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 87, 1968.
- [PCOPPMS_85] Pereira, M. V. F.; Cunha, S. H. F.; Oliveira, G. C.; Praça, J. C. G.; Parker, B. J.; Monticelli, A.J.; Santos Jr., A.: "SINTRA - Programa Digital Iterativo para Planejamento de Sistemas de Transmissão", VI SNPTTEE, Grupo VII, GPL, Camboriú, Santa Catarina, 1981.
- [QGM_95] Quintana, V. H.; Gomez, A.; Martinez, J. L.: "Nonlinear Optimal Power Flows by a Logarithmic-Barrier-Primal-Dual Algorithm", Proceedings IEEE North American Power Symposium, Bozeman, 1995.
- [R_76] Rose, L. M.: "Engineering Investment Decisions Planning Under Uncertainty", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1976.

- [R_91] Romero, S. P.: "desenvolvimento de um Algoritmo de Linearizações Sucessivas para estudos de Confiabilidade", Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro, Maio, 1991.
- [R_97] Rei, A. M.: "Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Considerando Aspectos Estáticos e Dinâmicos", Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC, Rio de Janeiro, RJ, 1997.
- [R_99] REAL - Reliability Analysis of Electric Power Systems, Manual de Utilização - Versão 2.0", Itajubá, Minas Gerais, MG, 1999.
- [RK_74] Rached, A. M. H.; Kelly, D. H.: "Optimal Load Flow Solution Using Lagrangian Multipliers and the Hessian Matrix" IEEE Trans. On PAS, Vol. 93, 1974.
- [RL_89] Reppen, N. D.; Lam, B. P.: "Assessment of Power System Reliability Using the TPLAN Program", CEA Transactions, Toronto, 1989.
- [RM_94a] Romero, R.; Monticelli, A.: "A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning", IEEE Trans. on PS, Vol. 9, Nº 1, February, 1994.
- [RM_94b] Romero, R.; Monticelli, A.: "A Zero-One Implicit Enumeration Method for Optimizing Investments in Transmission Expansion Planning", IEEE Trans. on PS, Vol. 9, Nº 3, February, 1994.
- [RGM_95] Romero, R.; Gallego, R. A.; Monticelli, A.: "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing", Power Industry Computer Applications - PICA, 1995.
- [RGM_97] Romero, R.; Gallego, R. A.; Monticelli, A.: "Comparative Studies on Non-convex Optimization Methods for Transmission Network Expansion Planning", Power Industry Computer Applications - PICA, 1997.
- [RCHF_97] Ray, C.; Collins, P.; Hiorns, A.; Friend, D.: "Probabilistic Transmission Planning in England & Wales", PMPAS, Vancouver, B. C., 1997.
- [RPCS_96] Rudinick, H.; Palma, R.; Qura, E.; Silva, C.: "Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes - Application of Genetic Algorithms", IEEE Trans. on PAS, Vol. 11, Nº 3, August, 1996.
- [RRKP_88] Ramos, D. S.; Robba, E. J.; Kagan, N.; Prieto, H.: "A Flexible Computational Tool for Bulk Power System Reliability Analysis", 2nd PMAPS, Oakland, 1988.
- [RSJM_00] Rei, A. M.; Silva, A. M. L.; Jardim, J. J.; Mello, J. C. O.: "Static and Dynamic Aspects in Bulk Power System Reliability Evaluations", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, Nº 1, pp. 189-195, February, 2000.
- [RMMGG_92] Romero, S. P.; Mello, J. C. O.; Morozowski F., M.; Granville, S.; Gorenstin, B. G.: "Aplicação de um Novo Modelo de Otimização no Cálculo de Medidas Corretivas em Estudos de Planejamento - Modelagem e Resultados", IX CBA, Vitória, ES, 1992.

- [S_65] Schmill, J. V.: "Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 84, N° 9, pp. 825-832, September, 1965.
- [S_69] Sasson, A. M.: "Combined Used of the Powell and Fletcher-Powell Nonlinear Programming Load Flow Method", IEEE Trans. On PAS, Vol. 88, 1969.
- [S_77] Sullivan, R. L.: "Power System Planning", McGraw-Hill Inc., USA, 1977.
- [S_89a] Stoll, H. G.: "Least-cost Electric Utility Planning", John Wiley & Sons, New York, 1989.
- [S_89b] Singh, C.: "Basic Probability and Reliability Concepts", Reliability Assessment of Generation and Transmission Systems, IEEE Tutorial course 90EH0311-1-PWR, The Institute of Electric and electronic Engineers, New York, United States of America, 1989.
- [S_90] Salvaderi, L.: "Monte Carlo Simulation Techniques", Reliability Assessment Composite Generation and Transmission Systems, IEEE, Tutorial Course 90EH0311-1-PWR, 1990.
- [S_93] Smed, T.: "Feasible Eigenvalue Sensitivity for Large Power Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 8, 1993.
- [S_98] Silveira, M. A. N.: "Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão", Tese de Mestrado, Instituto de Engenharia Elétrica da EFEI, Itajubá, Minas gerais, 1998.
- [S_99] Scucuglia, J. W.: "Planejamento de Reativos em Sistemas de Energia Elétrica Usando a Técnica de Decomposição de Benders e Branch-And-Bound", Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira - SP, 1999.
- [SA_83] Stott, B.; Alsac, O.: "Experience With linear Programming for Optimal Rescheduling of Active and Reactive Power", Cigré-IFAC, Florence, Itália, 1983.
- [SB_77] Singh, C; Billinton, R.: "System Reliability Modelling and Evaluation", Hutchinson, London, 1977.
- [SB_82] Sharaf, T. A. M.; Berg, C. J.: "Reliability Optimization for Transmission Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, N° 7, 1982.
- [SB_95] Siddiqi, S. N.; Baugham, M. L.: "Value-Based Transmission Planning and the Effects of Network Models", IEEE Trans. on PAS, Vol. 10, N° 4, November, 1995.
- [SS_86] Sanghi, A. P.; Shavel, I. H.: "Investment Planning for Hydrothermal Power System Expansion: Stochastic Programming Employing the Dantzig-Wolfe Decomposition Principle", IEEE Trans. on PAS, PWRS-1, N° 2, May, 1986.
- [SS_89] Seifu, A.; Salon, S.; List, G.: "Optimization of Transmission Line Planning Including Security Constraints", IEEE Trans. on PAS, Vol. 4, N° 4, October, 1989.

- [SZ_77] Sawey, R. M.; Zinn, C. D.: "A Mathematical Model for Long Range Expansion of Generation and Transmission in Electric Utility and Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. 96, N° 2, October, 1977.
- [SAM_87] Stoot, B.; Alsac, O.; Monticelli, A.: "Security Analysis and Optimization", Proceedings of IEEE, Vol. 75, No. 2, Dec/1987.
- [SBL_91] Sanghvi, A. P.; Balu, N. J.; Lauby, M. G.: "Power System Reliability Planning Practices in North America", IEEE Trans. on PAS, Vol. 6, 1991.
- [SDS_88] Santos Jr. A., Deckman, S., Soares, S.: "A Dual Lagrangian Approach for Optimal Power Flow", IEEE Trans. On PAS, Vol. 3, 1988.
- [SFG_99] Silva, E. L.; Fontoura, R. N.; Gil, H.A.G.: "Planejamento da Expansão da Transmissão em Ambiente Competitivo", XV SNPTEE, Grupo VII, GPL, Foz do Iguaçu, Paraná, Outubro, 1999.
- [SFS_85] Santos Jr. A., França, P. M., Said, A. "An Efficient optimization Method for Transmission Expansion Planning", IFAC Electric Energy Systems, 1985.
- [SFS_89] Santos Jr. A., França, P. M., Said, A. "An Optimization Model for Long-Range Transmission Expansion Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 4, N° 1, February, 1989.
- [SMB_89] Schweppe, C. F.; Merrill, H. M.; Burke, W. J.: "Least-Cost Planning: Issues and Methods", IEEE Proc., Vol. 77, N° 6, 1989.
- [SMP_95] Saraiva, J. P. T.; Miranda, V.; Pinto, L. M. V. G.: "Planejamento da Expansão sob Incertezas - Abordagem Imprecisa X Probabilística", XIII SNPTEE, Camboriu, Santa Catarina, 1995.
- [SPD_71] Shipley, R. B.; Patton, A. D.; Denison, J. S.: "Power Reliability Cost vs Worth", IEEE Winter Meeting, New York, November, 1971.
- [SPF_93] Singh, C.; Pravin, T. C.; Feng, J.: "Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconnected Power Systems", Elec. Power Sys. Research, Vol. 28, No. 1, 1993.
- [SSC_03] Thales, S.; Sousa, V. A.: "Um Método para Determinação das Barras Candidatas à Alocação de Reativos", X ERLAC, Puerto Iguazú, Argentina, Mayo, 2003.
- [SSL_89] Seifu, A.; Salon, S.; List, L.: "Optimization of Transmission Line Including Security Constraints", IEEE Trans. on PWRS, N° 4, Vol.4, 1989.
- [SVA_73] Sasson, A. M.; Liloria, F.; Aboytes, F.: "Optimal Load Flow Solutions Using the Hessian Matrix", IEEE Trans. On PAS, Vol. 92, 1973.
- [SABHT_84] Sun, D. L.; Ashley, B.; Hugues, A.; Tinney, W. F.: "Optimal Power Flow by Newton Approach", IEEE Trans. On PAS, Vol.103, 1984.

- **[T_96]** Tang, Y.: "Power Distribution System planning With Reliability Modeling and Optimization", IEEE Trans. on PAS, Vol. 11, Nº 1, February, 1996.
- **[TF_95]** Teive, R. C. G.; Fonseca, L. G. S.: "Aquisição de Conhecimentos e Desenvolvimento de um Sistema Especialista para o Planejamento da Transmissão de Redes de Energia Elétrica", Congresso Chileno de Engenharia Elétrica, Punta Arenas, Nov/1995.
- **[TF_96]** Teive, R. C. G.; Fonseca, L. G. S.: "Integrated Power System Planning Using Expert Systems", V SEPOPE, Recife, Maio, 1996.
- **[TQ_98]** Torres, G. L.; Quintana, V. H.: "Optimal Power Flow in Rectangular Form Via the Interior point Method", IEEE Trans. On PAS, Vol. 13, 1998.
- **[TRC_99]** Tsamasphyrou, P.; Renaud, A.; Carpentier, P.: "Transmission Network Planning: An Efficient Benders Decomposition Scheme" 13th PSCC, June/July, 1999.
- **[TSF_96]** Teive, R. C. G.; Silva, E. L.; Fonseca, L. G. S.: "A Cooperative Expert System For Transmission Expansion Planning of Electrical Power Systems", IEEE Trans. on PAS, 1996.
- **[TSF_97]** Teive, R. C. G.; Silva, E. L.; Fonseca, L. G. S.: "Sistema Cooperativo para o Planejamento da Expansão da Transmissão", XIV SNPTEE, Belém, Pará, Outubro, 1997.
- **[UAVH_97]** Udo, V.; Agarwal, S. K.; Vojdani, A.; Harlacher, M. I.: "Balancing Cost and Reliability: A Quantitative Study at Atlantic Electric", IEEE Trans. on PAS, Nº 3, Vol.12, August, 1997.
- **[UKLB_00]** Uhlen, K.; Kjølle, G. H.; Lovas, G. G.; Breidablik, O.: "A Probabilistic Security Criteria for Determination of Power transfer Limits in a Deregulated Environment", Cigré 38, Paris, 2000.
- **[V_01]** Valadares, J. R.: "Políticas, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte, 2001.
- **[VV_01]** Valadares, J. R.; Vale, M. H. M.: "Compensação Reativa e Controle de Tensão - Estratégia Aplicada ao Sistema CEMIG", IX ERLAC, Foz do Iguaçu, Paraná, Mayo, 2001.
- **[VGS_85]** Villasana, R.; Garver, L. L.; Salon, S. J.: "Transmission Network Planning Using Linear Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 104, Nº 2, February, 1985.
- **[VCSV_03]** Vale, M. H. M.; Chaves, F. S.; Silva, B. A. C.; Valadares, J. R.: "Ferramenta Computacional Aplicada à Expansão - Compensação Reativa/ Controle de Tensão", X ERLAC, Puerto Iguazú, Argentina, Mayo, 2003.
- **[VGMPMG_97]** Vieira Fº, X.; Gorenstein, B. G.; Mello, J. C. O.; Melo, A. C. G.; Granville, S.: "Planejamento da Transmissão e gerenciamento da Confiabilidade Considerando a competição na Geração", XIV SNPTEE, Grupo VII, GPL, Belém, Pará, 1997.

- [VWGLS_96] Vojdani, A. F.; Williams, R. D.; Gambel, W.; Li, W.; Eng, L.; Suddeth, B. N.: "Experience with Application of Reliability and Value of Service Analysis in System Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 11, 1996.
- [WB_89] Wacker, G.; Billinton, R.: "Customer Cost of Electric Interruptions", IEEE Proceedings, Vol. 77, 1989.
- [WB_93] Li, W.; Billinton, R.: "A Minimum Cost Assessment Method for Composite Generation and Transmission System Expansion Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. 8, 1993.
- [WC_97] Wen, F.; Chang, C. S.: "Transmission Network Optimal Planning Using the Tabu Search Method", Electric Power Systems Research, Nº 42, 1997.
- [WM_94] Wang, X.; McDonald, J. R.: "Modern Power System Planning", McGraw-Hill Book Company, London, 1994.
- [WG_78] Working Group on Performance Records for Optimization System Design: "Reliability indices for Use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol. 97, Nº 4, July/ August, 1978.
- [WDM_94] Wu, Y. Y.; Debs, A. S.; Marsten, R. E.: "A Direct Non Linear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows", IEEE Trans. On PAS, Vol. 9, 1994.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Anexo I

Simulação Monte Carlo Sequencial e Pseudo-Sequencial

I.1 Modelagem Cronológica

Como foi visto no Capítulo 2, as possibilidades de representação de um sistema de potência quando da avaliação da confiabilidade composta são aqui reproduzidas na Figura I.1. Como pode ser observada nesta figura, a simulação cronológica pode ser realizada através de duas formas: Simulação Monte Carlo Sequencial e Simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial.

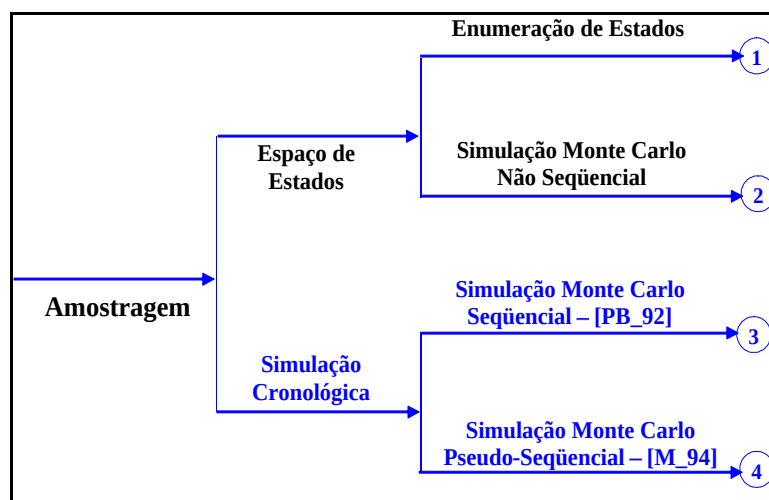


Figura I.1: Técnicas de Amostragem dos Estados de um Sistema

Neste anexo é apresentado apenas o processo de amostragem por simulação cronológica no que diz respeito aos aspectos relacionado à:

- ❑ Seleção dos estados operativos do sistema;
- ❑ Definição das funções-teste;
- ❑ Forma de cálculo dos índices de confiabilidade;
- ❑ Condição de finalização dos algoritmos de simulação.

As etapas necessárias para a avaliação de confiabilidade composta, segundo a simulação cronológica, são em princípio as mesmas quatro etapas utilizadas na representação por Espaço de Estados. A diferença básica está na forma como são gerados os estados operativos do sistema, que na modelagem cronológica torna-se imperativo que os estados sejam gerados sequencialmente no tempo.

I.1.1 Método de Simulação Monte Carlo Sequencial

Na Simulação Monte Carlo Sequencial os estados operativos do sistema são analisados sequencialmente no tempo [S_90], ou seja, existe a preocupação com a cronologia do processo estocástico e esta é simulada pela amostragem das transições dos estados das variáveis aleatórias envolvidas no processo, por um período de tempo pré-especificado (normalmente um ano - 8760 horas, por ser adequado à dinâmica do comportamento dos componentes do sistema, às variações da curva de carga, etc.).

Devido à introdução da variável tempo ao processo de geração dos estados operativos do sistema, a função-teste deve guardar uma relação de dependência com esta variável. Logo, no valor esperado da função-teste incluída na equação (I.3) do capítulo 2, o somatório sobre o número de seqüências amostradas "NS" deve ser substituído por uma integração no tempo. Com tais modificações conceituais, a estimação dos índices de confiabilidade do sistema pode ser obtida por meio do cálculo do seguinte valor esperado [SB_77] e [SPF_93]:

$$\hat{E}(G) = \frac{1}{T} \cdot \int_0^t G(t) \cdot dt \quad (I.1)$$

t - instante de tempo analisado;

T - período de simulação;

G(t) - função-teste que verifica no instante de tempo "t" a adequação do estado do sistema.

☑ Algoritmo Conceitual da Simulação Monte Carlo Sequencial

Os cinco passos principais que constitui o algoritmo conceitual de avaliação de confiabilidade [S_90] e [MPL_94], mediante a equação (I.1), são os seguintes:

1. Geração de uma série sintética anual (histórico de funcionamento dos componentes e de interrupções de fornecimento de energia) dos estados operativos do sistema a ser analisado. Isto é, gera-se sequencialmente no tempo o estado operativo através da aplicação dos modelos estocásticos dos componentes e cronológicos da carga;
2. Seleção cronológica de cada estado operativo do sistema da série sintética (sequência) e acumulação dos resultados;
3. Definição da função-teste - $G_k(t)$ para o estado operativo seleccionado "k" em uma determinada sequência. Este passo consiste em avaliar o comportamento do sistema, quantificando os efeitos de possíveis violações nos limites operativos dos componentes. O efeito das ações corretivas tais como: redespacho de geração, correções do perfil de tensões e, em último caso, cortes de carga, são incluídas nesta avaliação;
4. Cálculo dos valores esperados dos índices de confiabilidade, através da média dos resultados encontrados no passo (3);
5. Verificação das condições de finalização estabelecidas previamente, ou seja, verificação se a precisão da estimativa calculada é satisfatória. Em caso afirmativo, fim do algoritmo (o processo é dito convergido), caso contrário retorne ao passo inicial.

Como se pode observar pela comparação entre os algoritmos conceituais utilizados na Simulação Monte Carlo Não Sequencial e na Simulação Monte Carlo Sequencial está na geração dos estados operativos do sistema.

O fato de a Simulação Monte Carlo Sequencial mostrar os estados sequencialmente no tempo implica em alterações na definição dos índices de confiabilidade em relação à Simulação Monte Carlo Não Sequencial. No entanto, a análise de adequação dos estados seleccionados é a mesma nestas duas formas distintas de simulações.

☒ **Geração e Seleção dos Estados Operativos**

O processo de transição cronológica dos estados operativos pode ser obtido, basicamente, sob dois enfoques distintos: Amostragem por Duração de Estados dos componentes e Amostragem por Transição de Estados dos componentes (do sistema).

☐ **Amostragem por Duração de Estados dos Componentes**

Nesta abordagem, o processo de amostragem baseia-se nas distribuições de probabilidades das Durações de Estados dos Componentes do sistema e o processo de transição cronológica dos estados do sistema é obtido pela combinação dos processos de transições de estados operativos dos componentes.

Como pode ser visto de forma esquematizada na Figura I.2, este processo de amostragem avalia o desempenho do sistema somente nos instantes t_{i-1} , t_i , t_{i+1} e t_{i+2} , os quais são regularmente espaçados no tempo por um intervalo " Δt " [SPF_93], sem considerar no cálculo dos índices de confiabilidade as mudanças de estados ocorridas no sistema em instantes de tempos intermediários.

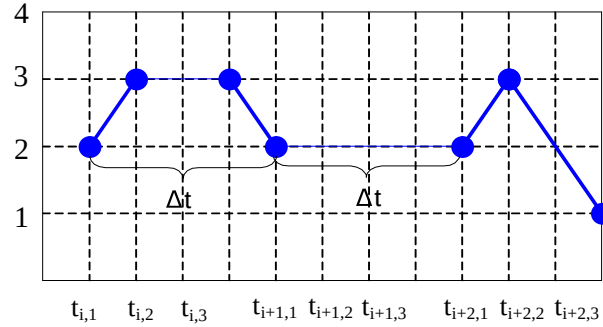


Figura I.2: Geração de Estados por Simulação Monte Carlo Sequencial

Geralmente, o desconhecimento acerca das funções densidades - $f(t)$ e distribuições - $F(t)$ de probabilidades dos tempos de disponibilidade (MTTF - Mean Time To Failure) e de indisponibilidade (MTTR - Mean Time To Repair) dos componentes, têm levado à utilização de funções de distribuições de probabilidades aproximadas.

Embora outra distribuição de probabilidade possa ser usada [BJ_97, MLPMS_95], costuma-se utilizar a função de distribuição exponencial a parâmetro - λ constante, para ambas os tempos de permanência [S_89b], dada pela expressão (I.2a) a (I.2c):

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t} \quad \lambda, t > 0 \quad (I.2a)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (I.2b)$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (I.2c)$$

Considerando a definição dada em (I.2b), a duração do estado "k" pode ser amostrada aplicando-se o método da transformada inversa [BL_94], resultando na seguinte expressão:

$$t_k = -\frac{1}{\lambda_k} \cdot \ln U \quad (I.3)$$

Onde;

U - variável aleatória distribuída uniformemente no intervalo [0, 1];

λ_k - taxa de transição do estado "k";

t_k - duração do estado "k".

Em síntese, o processo de amostragem consiste em sortear um número "U", no intervalo [0, 1], por um método de geração de números aleatórios, e substituí-lo na equação (I.3) de forma a obter uma amostra da duração do estado "k".

Aplicando a equação (I.3) a um componente modelado a dois estados (operação e reparo), o processo consiste em amostrar, alternadamente, os dois estados, resultando nas seguintes equações que permitem obter os tempos de operação - t_0 e falha - t_1 :

$$t_0 = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln U \quad t_1 = -\frac{1}{\mu} \cdot \ln U \quad (I.4)$$

Onde, λ e μ - taxas de falha e reparo, respectivamente.

Para componentes modelados a múltiplos estados operativos, torna-se necessário determinar a duração de cada estado. Para tanto, deve-se utilizar a equação (I.5):

$$t_k = -\frac{1}{\sum_{s \in K} \lambda_{ks}} \cdot \ln U \quad (I.5)$$

λ_{ks} - taxa de transição do estado "k" para o estado "s".

K - conjunto de estados para os quais o estado "k" pode transitar.

Repetindo-se os processos acima descritos para todos os componentes, obtém-se uma sequência de operação da cada componente durante o período de tempo pré-especificado. Combinando-se as realizações individuais dos componentes, obtém-se uma sequência de operação para o sistema; isto é, uma realização agregada, conforme indicado na Figura I.3.

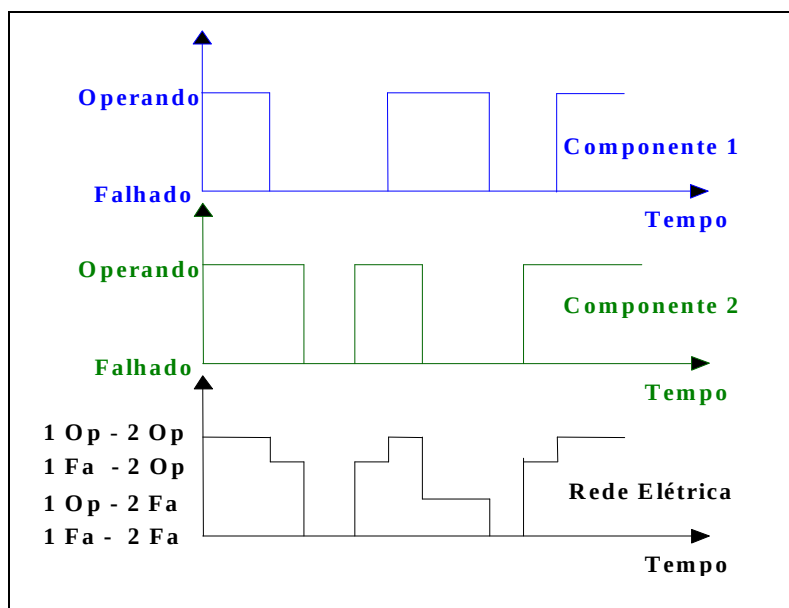


Figura I.3: Possibilidades de Amostragem dos Estados de um Sistema

A seguir é apresentada uma breve descrição do algoritmo de amostragem por duração de estados dos componentes, segundo esta abordagem.

1. Determine o estado inicial do sistema "S₀" por meio da combinação dos estados iniciais de todos os componentes do sistema. Este estado pode ser um estado normal de operação ou qualquer outro estado determinado pelo processo de amostragem;
2. Determine (amostre a duração) o tempo de residência - t_k no estado atual "k" - s_k para cada componente "j" do sistema, usando a seguinte equação;

$$t_k^j = - \frac{1}{\lambda_k^j} \cdot \ln U_j \quad (I.6)$$

3. Repita o passo anterior para um período de tempo "T" e armazene a sequência de operação de todos os componentes. Com este procedimento, obtém-se o processo de transição cronológica dos estados dos componentes;
4. Obtenha o processo de transição cronológico de estado do sistema através da combinação das transições dos estados dos componentes, considerando que um novo estado operativo é determinado quando pelo menos um dos componentes do sistema muda de estado operativo.

Note que este processo de amostragem é executado de modo a fazer a função do primeiro passo do algoritmo de Simulação Monte Carlo Sequencial descrito anteriormente. Cada estado do sistema é então avaliado sequencialmente no tempo, quanto à sua adequação (segundo passo do algoritmo de Simulação Monte Carlo Sequencial), seguindo a cronologia do processo determinado pelo algoritmo.

□ Amostragem por Transição de Estados dos Componentes

Este processo de amostragem enfoca a Transição de Estados operativos do sistema como um todo, ao invés da amostragem por duração de estados operativos dos componentes, onde a sequência de transição é criada sem a necessidade de amostragem dos ciclos de transição dos estados dos componentes. Ou seja, a transição do estado do sistema é ditada pela transição do estado do componente que parte mais cedo do estado inicial.

Considerando a situação descrita na Figura I.2 este tipo de amostragem realiza a avaliação do sistema nos instantes t_{i+1,1}, t_{i+2,2} e t_{i+2,3}, e t_{i+2}, ou seja, somente nos instantes em que produzem mudanças na configuração em análise, sem pré-determinar, como no caso anterior, quais são estes instantes.

A crítica mais comum que se faz a esta abordagem reside no fato de que ela só pode ser aplicada a um processo de amostragem no qual o tempo de residência em um estado de operação ou falha de cada componente "j" do sistema segue uma função de densidade de probabilidade exponencial. Ou seja:

$$f_j(t) = \lambda_j \cdot e^{-\lambda_j t} \quad \lambda_j, t > 0 \quad (I.7)$$

Por exemplo, considere um sistema composto de "m" componentes, modelados a dois estados (operação e reparo) então a sua duração de permanência em um estado dos dois estados também segue uma densidade de probabilidade exponencial, dada pela expressão (I.8).

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t} = \left(\sum_{j=1}^m \lambda_j \right) \cdot e^{-\left(\sum_{j=1}^m \lambda_j \right) \cdot t} \quad \lambda_j, t > 0 \quad (I.8)$$

Se o sistema se encontra no estado "s_k" e a taxa de transição de cada componente "j" em relação ao estado "k" será "λ_j". Logo, a transição de estado do sistema será determinada pela transição do estado do componente que apresentar menor tempo de residência no estado operativo "k". Ou seja, o tempo que o sistema permanecerá no estado "k" - t_k - será uma variável aleatória que pode ser expressa por t_k = min(t_j).

Supondo que o sistema transita do estado "s_k" para o seguinte "s_{k+1}", em um tempo "t", a probabilidade que esta transição seja causada pela saída do componente "j" - P_j pode ser obtida pela seguinte probabilidade condicional:

$$P_j = P(t_j = t \mid t_k = t) = \frac{\lambda_j}{\sum_{j=1}^m \lambda_j} \quad (I.9)$$

$$\text{Onde, } \sum_{j=1}^m P_j = 1.$$

Com estas considerações, pode-se determinar do estado operativo para o qual o sistema transitará, por meio de um processo de amostragem bastante simples, como pode ser visto na Figura I.4. As probabilidades (calculadas pela equação I.9) dos "m" estados possíveis de serem alcançados a partir do estado "s_k" são sucessivamente dispostas no intervalo [0, 1] através da geração de um número aleatório.

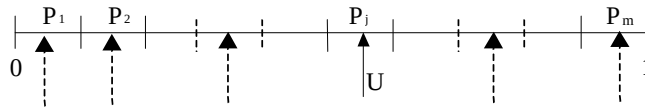


Figura I.4: Amostragem da Transição de Estados dos Componentes

Nesta figura observa-se que, se o número aleatório gerado apontar o segmento correspondente ao componente "j", significa que a transição do estado do sistema foi provocada pela transição do estado operativo deste componente.

☑ **Formulação das Funções- teste**

Tal como no método de Simulação Monte Carlo Não Sequencial, a função-teste " $F_k(t)$ " representa o indicador de reação do sistema frente aos requisitos da carga. Ela permite verificar se o sistema responde de maneira adequada ao encontrar-se em um determinado estado operativo, no instante de tempo " t ".

☐ **Funções- teste para os Cálculos dos Índices LOLP e LOLE**

Para a estimação do índice LOLP (Loss of Load Probability) a função-teste que deve ser utilizada para tal finalidade é:

$$F_k(t) = \begin{cases} 1 & \text{se "S}_k\text{" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "S}_k\text{" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (1.10)$$

No caso da estimação do índice LOLE (Loss of Load Expectation) a função-teste que deve ser utilizada é dada pela condição (1.11).

$$F_k(t) = \begin{cases} T & \text{se "S}_k\text{" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "S}_k\text{" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (1.11)$$

☐ **Funções- teste para os Cálculos dos Índices EPNS e EENS**

Já para o cálculo da estimativa do índice EPNS (Expected Power Not Supplied) a função-teste mais adequada é a seguinte:

$$F_k(t) = \begin{cases} C_k(t) & \text{se "S}_k\text{" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "S}_k\text{" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (1.12)$$

$C_k(t)$ - representa o montante de carga cortada no k -ésimo estado operativo do sistema, no instante de tempo " t ".

Se o objetivo consiste em estimar o índice EENS (Expected Energy Not Supplied) a função-teste mais adequada é dada pela condição (1.13).

$$F_k(t) = \begin{cases} T \cdot C_k(t) & \text{se "S}_k\text{" é um estado de falha} \\ 0 & \text{se "S}_k\text{" é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (1.13)$$

☑ **Cálculo dos Índices de Confiabilidade**

Uma vez gerados os estados operativos sequencialmente no tempo, o problema pode ser tratado de forma discreta, transformando a equação (1.1) na equação (1.14). Note que esta equação considera a acumulação tanto do tempo como das seqüências geradas a partir das simulações realizadas.

$$\hat{E}(G) = \frac{1}{T} \cdot \sum_{k=1}^{NS} G_k(t) \cdot t_k \quad (1.14)$$

t_k - duração do estado "k" do sistema;

T - período de simulação;

$G_k(t)$ - função-teste que verifica no instante de tempo "t" a adequação do estado "k".

□ Cálculos dos Índices LOLP e LOLE

Para estimar o índice de confiabilidade LOLP substitui-se em (1.14), a definição dada para $G_k(t)$ em (1.10), resultando na seguinte expressão:

$$\hat{E}(G) = \frac{1}{T} \cdot \sum_{k=1}^{NS} t_k \quad (1.15)$$

Usando novamente a equação (1.14) juntamente com a definição dada para $G_k(t)$ em (1.11), chega-se a seguinte expressão:

$$\hat{E}(G) = \sum_{k=1}^{NS} t_k \quad (1.16)$$

Note que esta estimativa também pode ser obtida através da multiplicação da estimativa da LOLP pelo período de simulação "T". Com esta constatação, infere-se que:

$$\hat{E}(\text{LOLE}) = T \cdot \hat{E}(\text{LOLP}) \quad (1.17)$$

□ Cálculos dos Índices EPNS e EENS

Por sua vez, para estimar o índice de confiabilidade EPNS substitui-se em (1.14), a definição dada para $G_k(t)$ em (1.12), resultando na seguinte equação:

$$\hat{E}(G) = \frac{1}{T} \cdot \sum_{k=1}^{NS} C_k(t) \cdot t_k \quad (1.18)$$

Usando novamente a equação (1.14) juntamente com a definição dada para $G_k(t)$ em (1.13), chega-se a seguinte equação:

$$\hat{E}(G) = \sum_{k=1}^{NS} C_k(t) \cdot t_k \quad (1.19)$$

Note que esta estimativa também pode ser obtida através da multiplicação do período de simulação "T" pela estimativa do índice EPNS. Com esta constatação, infere-se que:

$$\hat{E}(\text{EENS}) = T \cdot \hat{E}(\text{EPNS}) \quad (1.20)$$

☑ **Critério de Parada do Algoritmo Iterativo**

Nesta etapa se avalia a qualidade dos resultados obtidos e define-se se deve ou não continuar com o processo de simulações. Os critérios não diferem daqueles empregados na simulação não cronológica, onde a qualidade das soluções são medidas através de índices tais como a variância e o coeficiente de variação. A convergência é considerada satisfatória logo que o nível de incerteza da estimativa dos índices de confiabilidade for menores ou iguais que o exigido. O nível de incerteza pode ser obtido de acordo com a seguinte equação algébrica:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(F)/NS}}{\hat{E}(F)} \quad (1.21)$$

1.1.1.2 Método de Simulação Monte Carlo Pseudo- Seqüencial

Considerando que a maioria dos estados operativos do sistema correspondem a estados sãos e, portanto, não contribuem para os índices de confiabilidade avaliados, surge a possibilidade de aplicar algoritmo misto, o qual combina os aspectos positivos dos métodos de simulação analisados. Um exemplo de algoritmo misto (híbrido) é o método de Simulação Monte Carlo Pseudo-Seqüencial. Este método de amostragem de estados [M_94] e [MPL_94] tem como principal objetivo reduzir o esforço computacional gasto nas avaliações de confiabilidade composta (geração e transmissão), mantendo como características principais a flexibilidade e a precisão do método de Monte Carlo em sua versão seqüencial.

Neste método híbrido, a Simulação Não Seqüencial seleciona os estados de falha e a Simulação Seqüencial é aplicada somente às subsequências formadas pelos estados vizinhos ao estado de falha, originalmente sorteado. Em outras palavras, a simulação cronológica é aplicada apenas aos processos de falha e, conseqüentemente, não são mantidas algumas dependências temporais entre as variáveis durante toda a simulação.

Em termos conceituais, o método de Simulação Monte Carlo Pseudo-Seqüencial consiste na execução de oito etapas distintas, as quais são descritas com maior detalhe em [M_94], e apresentada, de forma resumida, a seguir.

☑ **Geração das Seqüências dos Estados Operativos**

Geração das seqüências dos estados operativos do sistema a ser avaliada realizada mediante o mesmo esquema de utilização da Simulação Seqüencial, na modalidade de amostragem por transição de estados. Com isto, cada um dos estados fica definido fundamentalmente pela condição de disponibilidade ou indisponibilidade dos componentes e pela demanda do sistema em cada instante de tempo.

☑ Sorteio das Seqüências de Estados

Neste ponto do algoritmo, realiza-se um sorteio para definir a seqüência (série sintética) anual a ser avaliada, dentre todas as subseqüências, supondo que elas se distribuem de maneira uniforme no intervalo $[0, 1]$. Definindo, então, uma variável aleatória auxiliar " j_u " com distribuição de probabilidade uniforme ($j_u \sim U(0,1)$), a seqüência " j " a ser analisada toma um dos seguintes valores:

$$j = \begin{cases} \text{Int}(j_u \cdot NN) & \text{se } \text{Int}(j_u \cdot NN) \geq 1 \\ NN & \text{se } \text{Int}(j_u \cdot NN) = 0 \end{cases} \quad (I.22)$$

Onde " Int " significa parte inteira e " NN " o número total de sorteios não seqüenciais.

☑ Sorteio dos Instantes de Tempo

O próximo passo consiste em efetuar um sorteio para definir os instantes de tempo dentro da j -ésima seqüência anual a ser avaliada, supondo que o tempo se distribui de maneira uniforme no período de análise $[0, T]$. Definindo, então, uma variável aleatória auxiliar " t_u " com distribuição de probabilidade uniforme (" $t_u \sim U(0,1)$ "), o instante de tempo " t " na seqüência a ser analisado é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$t = t_u \cdot T \quad (I.23)$$

☑ Avaliação do Desempenho do Sistema

Tal como nos casos dos métodos baseados em amostragens de estados e daqueles que seguem a filosofia da simulação cronológica, a função-teste também se constitui em um indicador do comportamento do sistema, frente a mudanças na sua condição de operação. Como o estado operativo a ser avaliado está relacionado ao instante de tempo " t " na seqüência " j ", isto é $s_j(t)$, se em tais condições o sistema não apresentar violações operativas, retorna-se a etapa de sorteio para definir uma nova seqüência de estados. Em caso contrário, procede-se conforme indicado.

☑ Análises das Subseqüências de Falhas

Uma vez identificado um estado de falha, o próximo passo consiste em determinar a subseqüência de estados de falhas a que pertence. Para isto se realiza uma análise temporal, combinado duas subetapas distintas, a saber:

☐ Simulação no Sentido Direto dos Tempos (Forward)

Nesta subetapa realiza-se uma simulação seqüencial no sentido direto dos tempos, começando do estado sorteado $s_j(t)$ até o momento em que ocorre uma transição para um estado de sucesso. Obtém-se como resultado desta simulação direta a duração - D_{Fj} ;

□ Simulação no Sentido Inverso dos Tempos (Backward)

Nesta subetapa realiza-se uma simulação seqüencial no sentido inverso dos tempos, partindo do estado selecionado $S_j(t)$; ou seja, analisam-se sucessivamente os estados anteriores da seqüência até a rede elétrica retorne para um estado de sucesso. Obtém-se como resultado desta simulação inversa a duração - D_{Bj} .

☑ **Cálculo das Durações das Subseqüências de Falhas**

A duração total da seqüência de falhas (interrupção) é obtida mediante a agregação das durações das interrupções determinadas nas simulações backward e forward. Logo, a duração total de interrupção - D_{Tj} é expressa pela equação (I.24).

$$D_{Tj} = D_{Fj} + D_{Bj} \quad (I.24)$$

☑ **Definição das Funções- teste**

Tal como na simulação não cronológica, a função-teste " $F(S_j(t))$ " associada à j -ésima seqüência de falha, a ser avaliada pelo método de Simulação Seqüencial, depende diretamente do índice de confiabilidade que se deseja estimar.

□ **Funções- teste para os Cálculos dos Índices LOLP e LOLE**

Para estimar o valor esperado do índice LOLP (Loss of Load Probability) a função-teste para o instante de tempo " t " da j -ésima seqüência que deve ser utilizada é a seguinte:

$$F(S_j(t)) = \begin{cases} 1 & \text{se } "S_j(t)" \text{ é um estado de falha} \\ 0 & \text{se } "S_j(t)" \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (I.25)$$

No caso de estimativa do índice LOLE (Loss of Load Expectation) a " $F(S_j(t))$ " no instante de tempo " t " da j -ésima seqüência, deve ser empregada a seguinte condição:

$$F(S_j(t)) = \begin{cases} D_{Tj} & \text{se } "S_j(t)" \text{ é um estado de falha} \\ 0 & \text{se } "S_j(t)" \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (I.26)$$

□ **Funções- teste para os Cálculos dos Índices EPNS e EENS**

Já para o cálculo da estimativa do índice EPNS (Expected Power Not Supplied) a função-teste mais adequada é a seguinte:

$$F(S_j(t)) = \begin{cases} C_j(t) & \text{se } "S_j(t)" \text{ é um estado de falha} \\ 0 & \text{se } "S_j(t)" \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (I.27)$$

$C_j(t)$ - montante de carga cortada no instante de tempo " t " da j -ésima seqüência.

Se o objetivo consiste em estimar o índice EENS (Expected Energy Not Supplied) a função-teste mais adequada é dada pela condição (I.28).

$$F(s_j(t)) = \begin{cases} T \cdot C_j(t) & \text{se } "s_j(t)" \text{ é um estado de falha} \\ 0 & \text{se } "s_j(t)" \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (I.28)$$

☑ Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Na Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial, pode-se utilizar uma expressão semelhante à equação (I.6) do capítulo I. Considerando que o parâmetro $N(s_j)$ representa o número de ocorrência do estado " $s_j(t)$ " com corte de carga na j -ésima sequência e " NN " o número total de sorteios não sequenciais, a equação geral para o cálculo dos índices de confiabilidade apresenta a seguinte forma:

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{NN} \cdot \sum_{s_j \in f} F(s_j(t)) \quad (I.29)$$

Onde " f " representa o conjunto contendo as diferentes subseqüências analisadas.

☐ Cálculo dos Índices LOLP e LOLE

Considerando a definição dada para $F(s_j)$ em (I.29), a equação que permite o cálculo do índice LOLP, via simulação Monte Carlo Pseudo-Sequencial é:

$$E[F_{LOLP}] = \frac{1}{NN} \cdot \sum_{s_j \in f} N(s_j) \quad (I.30)$$

No caso da estimação do índice de confiabilidade LOLE deve-se substituir em (I.29) a função-teste definida em (I.26), resultando na seguinte equação algébrica.

$$E[F_{LOLE}] = \frac{T}{NN} \cdot \sum_{s_j \in f} N(s_j) \quad (I.31)$$

Note que esta estimativa também pode ser obtida através da multiplicação da estimativa da LOLP pelo período de simulação " T ". Com esta constatação, infere-se que:

$$\hat{E}(LOLE) = T \cdot \hat{E}(LOLP) \quad (I.32)$$

☐ Cálculo dos Índices EPNS e EENS

Seguindo o mesmo raciocínio, no caso em que a função-teste corresponder a equação (I.27), chega-se a seguinte equação que permite o cálculo do índice EPNS (MW/ano).

$$E[F_{EPNS}] = \frac{1}{NN} \cdot \sum_{s_j \in f} C(s_j) \cdot N(s_j) \quad (I.33)$$

Já no caso da estimação do índice de confiabilidade EENS (MWh/ano) deve-se substituir em (I.29) a função-teste definida em (I.28), resultando na seguinte equação algébrica.

$$E[F_{EENS}] = \frac{T}{NN} \cdot \sum_{s_j \in f} C(s_j) \cdot N(s_j) \quad (I.34)$$

Como pode ser observado na equação (I.34), para estimar a EENS basta multiplicar o índice de confiabilidade EPNS pelo período de análise "T".

☒ Critério de Parada do Algoritmo Iterativo

O critério de parada do algoritmo iterativo utilizado neste método não difere em daqueles empregados na simulação não cronológica e cronológica, os quais estão baseados na variância " $V(F)$ " e no coeficiente de variação " β ".

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.

Anexo II

Método de Solução do Fluxo de Potência Ótimo

II.1 Solução do Fluxo de Potência Ótimo

Como foi visto na análise bibliográfica realizada no Capítulo 3, o método baseado em Programação Linear Sucessiva se apresenta como uma excelente alternativa ao método de Pontos Interiores, visto que ele permite obter “boas soluções locais” (soluções bem próximas da realidade operativa do sistema), além de ser bastante rápido e flexível. A seguir são apresentados maiores detalhes deste método de solução de fluxo de potência ótimo.

II.1.1 Método de Linearizações Sucessivas

O objetivo do método de Programação Linear Sucessivas consiste em resolver o Fluxo de Potência Ótimo apresentado em (II.1) por meio de uma seqüência de aproximações lineares da função objetivo e das restrições de igualdade e desigualdade não lineares, em torno de um ponto de operação inicial (x_0, y_0) . Ou seja, consiste em resolver o seguinte Problema de Programação Linear:

$$\text{Min } C(\bar{x}_0 + \Delta\bar{x}, \bar{y}_0 + \Delta\bar{y}) \quad (\text{II.1a})$$

Sujeito a:

$$g(\bar{x}_0 + \Delta\bar{x}, \bar{y}_0 + \Delta\bar{y}) = 0 \quad (\text{II.1b})$$

$$h(\bar{x}_0 + \Delta\bar{x}, \bar{y}_0 + \Delta\bar{y}) \leq 0 \quad (\text{II.1c})$$

$$\underline{\bar{y}} \leq \Delta\bar{y} \leq \bar{\bar{y}} \quad (\text{II.1d})$$

Onde:

$\Delta \vec{y}$ - variação incremental no vetor de variáveis independentes " $\vec{y}$ ";

$\Delta \vec{x}$ - variação incremental no vetor de variáveis dependentes " $\vec{x}$ ".

O algoritmo ilustrado no fluxograma simplificado apresentado na Figura II.1, inicialmente verifica se existem violações operativas após a etapa de solução da rede elétrica. Uma vez que esta etapa (executada a cada iteração) é usada como critério de convergência, o algoritmo de linearizações termina quando: não existirem violações de tensões nos barramentos, de fluxos de potências nos circuitos, dos limites de geração de potência reativa nos barramentos de geração e de potência ativa no barramento de referência (barra swing).

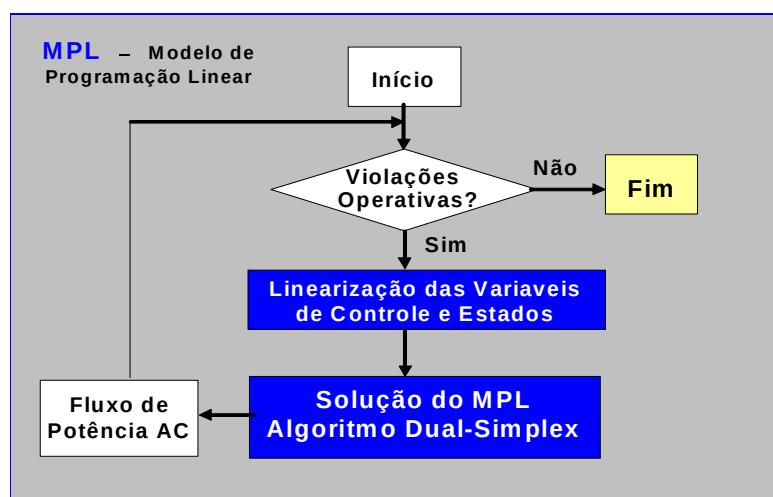


Figura II.1: Fluxograma do Algoritmo de Linearizações Sucessivas.

Nesta figura, duas etapas se destacam: a etapa de linearização das funções de restrições de igualdade e desigualdade do Fluxo de Potência Ótimo e a etapa de solução do modelo de programação linear, através de um algoritmo Dual-Simplex.

☑ Linearização das Variáveis

Conforme mencionado, a idéia básica para solucionar o Fluxo de Potência Ótimo apresentado em (II.1) consiste em aproximá-lo por sucessivos subproblemas lineares de otimização. Portanto, nesta etapa devem-se efetuar aproximações de primeira ordem em (II.1a) e nas restrições de igualdade e desigualdade (II.b e II.c).

Estas aproximações são obtidas expandindo estas equações em séries de Taylor de primeira ordem, em torno do ponto de operação (x_0, y_0) , e limitando a variação do valor de cada variável em cada subproblema linear resultante, através dos chamados limites móveis. Considerando que as funções "C", "g" e "h" são diferenciáveis em (x_0, y_0) , obtém-se as relações:

$$C(\bar{x}_0 + \Delta\bar{x}, \bar{y}_0 + \Delta\bar{y}) \approx C(\bar{x}_0, \bar{y}_0) + \frac{\partial C(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \cdot \Delta\bar{x} + \frac{\partial C(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \cdot \Delta\bar{y} = 0 \quad (II.3a)$$

$$g(\bar{x}_0 + \Delta\bar{x}, \bar{y}_0 + \Delta\bar{y}) \approx g(\bar{x}_0, \bar{y}_0) + \frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \cdot \Delta\bar{x} + \frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \cdot \Delta\bar{y} = 0 \quad (II.3b)$$

$$h(\bar{x}_0 + \Delta\bar{x}, \bar{y}_0 + \Delta\bar{y}) \approx h(\bar{x}_0, \bar{y}_0) + \frac{\partial h(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \cdot \Delta\bar{x} + \frac{\partial h(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \cdot \Delta\bar{y} = 0 \quad (II.3c)$$

Como (x_0, y_0) representa um ponto de operação da rede elétrica convergido pelo modelo de fluxo de potência, a restrição de igualdade, representada pela equação (II.3b), fica atendida neste ponto de operação. Diante desta constatação, conclui-se que:

$$g(\bar{x}_0, \bar{y}_0) = 0 \quad (II.4)$$

Combinando as equações (II.3b) e (II.4) e expressando a variação incremental das variáveis de controle " $\Delta\bar{y}$ ", resultante de uma variação incremental nas variáveis de estado " $\Delta\bar{x}$ ", deduz-se a seguinte relação de igualdade:

$$\Delta\bar{x} = - \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \right) \cdot \Delta\bar{y} \quad (II.5)$$

Substituindo a expressão (II.5) na equação (II.3c), chega-se a seguinte relação:

$$\left[\frac{\partial h(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} - \left(\frac{\partial h(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right) \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \right) \right] \cdot \Delta\bar{y} \leq -h(\bar{x}_0, \bar{y}_0) \quad (II.6)$$

Com esta transformação e considerando que $C(x_0, y_0)=0$, o problema de minimização (II.1) com restrições de igualdade e desigualdade a ser resolvido para cada subproblema linear, toma a seguinte forma matricial:

$$\text{Min } Z(\Delta\bar{y}) = C^T \cdot \Delta\bar{y} \quad (II.7a)$$

Sujeito a:

$$\bar{A} \cdot \Delta\bar{y} \leq \bar{b} \quad (II.7b)$$

$$\bar{y}_{\min} \leq \Delta\bar{y} \leq \bar{y}_{\max} \quad (II.7c)$$

Com:

$$\bar{C} = \frac{\partial c(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} - \left(\frac{\partial c(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right) \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \right) \quad (II.8)$$

$$\bar{A} = \frac{\partial h(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} - \left(\frac{\partial h(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right) \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{x}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial g(\bar{x}, \bar{y})}{\partial \bar{y}} \right) \quad (II.9)$$

$$\bar{b} = -h(\bar{x}_0, \bar{y}_0) \quad (II.10)$$

$$\bar{y}_{\min} = \bar{y} - \bar{y}_0 \quad (II.11)$$

$$\bar{y}_{\max} = \bar{y} - \bar{y}_0 \quad (II.12)$$

Onde:

n - número de variáveis;

m - número de restrições;

$\bar{C}$ - vetor de coeficientes de custos - $[c_1, c_2, \dots, c_n]^T$;

$\bar{A}$ - matriz de dimensão $m \times n$ ($m < n$), com elementos " a_{ij} ";

$\bar{b}$ - vetor de dimensão " m " dos limites das restrições - $[b_1, b_2, \dots, b_m]^T$;

$\bar{y}_{\min}$ - vetor de dimensão " n " dos limites inferiores das variáveis de controle;

$\bar{y}_{\max}$ - vetor de dimensão " n " dos limites superiores das variáveis de controle.

A título de ilustração do conceito de linearização sequencial, vamos considerar o problema de encontrar o máximo da função unidimensional $G(w)$ indicada pelo gráfico da Figura II.2.

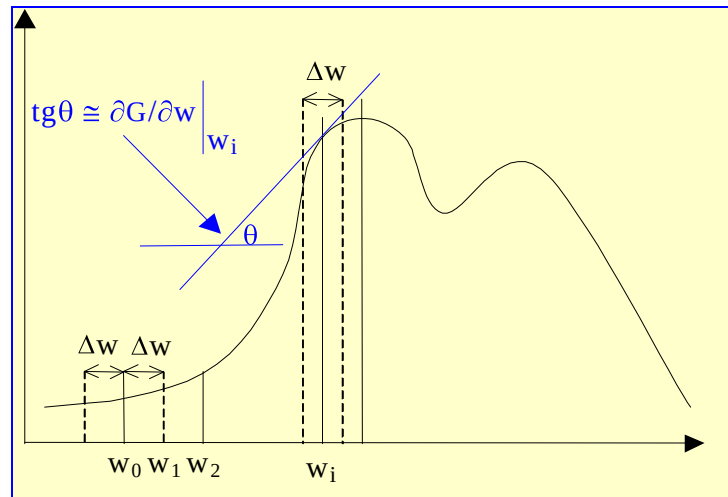


Figura II.2: Procedimento Sequencial para Encontrar o Máximo de $G(w)$

Considerando o ponto " w_0 " como ponto de partida da linearização e a aproximação da função $G(w)$ em torno deste ponto inicial e usando uma série de Taylor de primeira ordem, tem-se:

$$G(w) \cong G(w_0) + (w - w_0) \cdot \left. \frac{\partial G(w)}{\partial w} \right|_{w_0} \quad (II.13)$$

Como pode ser observada, esta equação representa uma reta cuja inclinação dada pela tangente e do ângulo " θ " ($\tan \theta$). Agora considere o problema de encontrar o máximo, não da função $G(w)$, mas de sua aproximação (reta indicada na figura). Logicamente, a aproximação da reta somente é válida próxima do ponto de operação " w_0 ", distanciando-se muito do valor real da função $G(w)$ na medida em que se afasta de " w_0 ".

Assim, neste problema de otimização, torna-se necessário definir os valores máximos e mínimos em que a aproximação " Δw " é válida, que correspondem aos chamados limites móveis do ponto " w_0 ".

Obviamente a solução deste problema de maximização estará num dos extremos dos limites móveis, por exemplo, " $w_1 = w_0 + \Delta w$ ". Na próxima iteração toma-se como novo ponto de partida a solução do problema anterior, ou seja, " w_1 ", e assim por diante. As iterações procedem com " w_i " sendo substituído por " w_{i+1} ", até que ocorre a convergência da solução, definido, por exemplo, pela variação da Função-Objetivo do problema.

Uma limitação fácil de identificar consiste na definição dos limites móveis. Se estes limites forem muito grandes, o erro da aproximação pode ser bastante elevado, podendo causar inclusive a perda do ponto ótimo. Por outro lado, se eles forem muito pequenos o esforço computacional para obter a solução ótima pode ser muito grande.

Entretanto, a Figura II.3 sugere uma forma de tentar minimizar esta limitação. Note que na região em que a função " $G(w)$ " apresenta um valor baixo de derivadas (região esquerda da figura), os limites móveis são grandes, pois a função se comporta quase como uma reta horizontal. Já na região em que a função apresenta grandes derivadas, os limites móveis são pequenos. Além disto, na medida em que se aproxima da solução ótima (derivada zero) devem-se reduzir os limites móveis, caso contrário pode-se "passar" pelo ponto ótimo, gerando oscilação na Função-Objetivo do problema.

☒ Algoritmo de Solução do Problema de Programação Linear

Segundo o algoritmo de linearizações sucessivas, o próximo passo consiste em resolver o Problema de Programação Linear representado pelas equações (II.7a) e inequações (II.7b) e (II.7c), inicialmente transformando as restrições de desigualdade em restrições de igualdade (forma padrão).

□ Transformação do Problema de Programação Linear para Forma Padrão

Para transformar o Problema de Programação Linear para forma padrão, torna-se necessário acrescentar "m" variáveis de folga às "n" variáveis naturais do Problema de Programação Linear. Incluindo todas as "m" variáveis de folga às restrições de desigualdade (II.7b) a matriz " $\bar{A}$ " fica acrescida de uma matriz identidade - $\bar{I}$, resultando em uma matriz " $[\bar{A} | \bar{I}]$ " com dimensão "n+m" e cujas linhas são linearmente independentes.

O Problema de Programação Linear resultante desta operação toma a seguinte forma canônica matricial:

$$\text{Min } Z(\Delta\bar{y}) = \bar{C}^T \cdot \Delta\bar{y} \quad (\text{II.14a})$$

Sujeito a:

$$[\bar{A} | \bar{I}] \cdot \Delta\bar{y} = \bar{b} \quad (\text{II.14b})$$

$$\bar{y}_{\min} \leq \Delta\bar{y} \leq \bar{y}_{\max} \quad (\text{II.14c})$$

Note que, no sistema de equações lineares (II.14b), para que uma solução seja determinada torna-se necessário arbitrar o valor de "n-m" variáveis. Como "m < n" o sistema de equações torna-se indeterminado, apresentando, portanto, infinitas soluções viáveis.

Particionando a matriz " $[\bar{A} | \bar{I}]$ " e os vetores de variáveis " $\Delta\bar{y}$ " e " $\bar{C}$ ", de modo a caracterizar as variáveis que serão arbitradas e aquelas que serão calculadas, e adotando estas partições para os demais elementos do Problema de Programação Linear, têm-se as seguintes definições:

$$[\bar{A} | \bar{I}] = [\bar{A}_B \quad \bar{A}_N] \quad \Delta\bar{y} = \begin{bmatrix} \Delta\bar{y}_B \\ \Delta\bar{y}_N \end{bmatrix} \quad \bar{C} = \begin{bmatrix} \bar{C}_B \\ \bar{C}_N \end{bmatrix} \quad (\text{II.15})$$

Onde:

$$\bar{C}_B, \bar{y}_B, \Delta\bar{y}_B \in \mathbb{R}^m;$$

$$\bar{C}_N, \bar{y}_N, \Delta\bar{y}_N \in \mathbb{R}^{n-m};$$

$\bar{A}_B$ - matriz não singular de dimensão "mxm";

$\bar{A}_N$ - matriz de dimensão "mx(n-m)";

Com estas definições, o Problema de Programação Linear (II.14) pode ser reescrito da seguinte formato padrão:

$$\text{Min } Z(\Delta\bar{y}) = [\bar{C}_B \quad \bar{C}_N] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\bar{y}_B \\ \Delta\bar{y}_N \end{bmatrix} \quad (\text{II.16a})$$

Sujeito a:

$$[\bar{A}_B \quad \bar{A}_N] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\bar{y}_B \\ \Delta\bar{y}_N \end{bmatrix} = \bar{b} \quad (\text{II.16b})$$

$$\Delta \bar{y}_B^{\min} \leq \Delta \bar{y}_B \leq \Delta \bar{y}_B^{\max} \quad (\text{II.16c})$$

$$\Delta \bar{y}_N^{\min} \leq \Delta \bar{y}_N \leq \Delta \bar{y}_N^{\max} \quad (\text{II.16d})$$

Diz-se que uma solução é básica se cada uma das "j" componentes do vetor " $\Delta \bar{y}_N$ " estiver no respectivo limite inferior ou superior, isto é, se $\Delta \bar{y}_{Nj} = \Delta \bar{y}_{Nj}^{\min}$ ou $\Delta \bar{y}_{Nj} = \Delta \bar{y}_{Nj}^{\max}$. Já uma solução é denominada de básica viável se é uma solução básica que satisfaz a condição $\Delta \bar{y}_{Bj}^{\min} \leq \Delta \bar{y}_{Bj} \leq \Delta \bar{y}_{Bj}^{\max}$.

Note que o número máximo de soluções básicas " $\Delta \bar{y}_B$ " do sistema linear (II.6b), com "m" restrições e "n" variáveis, corresponde ao número máximo de bases distintas que podem ser determinadas. Este número máximo, pela teoria das combinações, é dado por:

$$\binom{n}{m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} \quad (\text{II.17})$$

□ Obtenção de Uma Solução Básica Inicial

Arbitrando os valores dos "n-m" componentes do vetor de variáveis " $\Delta \bar{y}_N$ ", o valor das componentes do vetor de variáveis " $\Delta \bar{y}_B$ " pode ser obtido a partir da equação (II.16b), resultando na seguinte equação matricial:

$$\Delta \bar{y}_B = \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{b} - \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{A}_N \cdot \Delta \bar{y}_N \quad (\text{II.18})$$

Sabe-se, entretanto, que a solução básica inicial - $\Delta \bar{y}_B^0$, a qual é assumida ser também viável, correspondente a submatriz base " $\bar{A}_B$ ", é dada pelo vetor $\Delta \bar{y} = [\Delta \bar{y}_B^T \ 0^T]^T$. Logo, pode-se inferir que:

$$\Delta \bar{y}_B^0 = \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{b} \quad (\text{II.19})$$

□ Cálculo da Função-Objetivo

Para uma solução viável qualquer, o valor da Função-Objetivo pode ser calculado através da equação (II.16a), na qual substituindo o vetor " $\Delta \bar{y}_B$ " pela equação (II.18), obtém-se a seguinte expressão para a Função-Objetivo:

$$Z(\Delta \bar{y}) = \bar{C}_B^T \cdot \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{b} + [\bar{C}_N^T - \bar{C}_B^T \cdot \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{A}_N] \cdot \Delta \bar{y}_N \quad (\text{II.20a})$$

Ou

$$Z(\Delta \bar{y}) = Z^0 + [\bar{C}_N^T - \bar{C}_B^T \cdot \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{A}_N] \cdot \Delta \bar{y}_N \quad (\text{II.20b})$$

Onde,

$$Z^0 = \bar{C}_B^T \cdot \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{b} = \bar{C}_B^T \cdot \Delta \bar{y}_B^0 \quad (\text{II.21})$$

Sejam "K" e "J" os conjuntos de índices correspondentes às colunas das submatrizes básica " $\bar{A}_B$ " e não básica " $\bar{A}_N$ ", respectivamente. Considere ainda que " Δy_{Nj} " representa o vetor de coordenadas da coluna " a_{Nj} " não básica, relativa à submatriz básica " $\bar{A}_B$ ". Com estas considerações estabelecemos a seguinte relação:

$$z_j = C_B^T \cdot A_B^{-1} \cdot a_{Nj} = C_B^T \cdot \Delta y_{Nj} \quad (I.1.22)$$

Substituindo a expressão (II.16b) nesta equação, chega-se a expressão que permite o cálculo da Função-Objetivo do problema:

$$Z(\Delta \bar{y}) = \bar{z}^0 - \bar{C}_B^T \cdot \sum_{j \in J} A_B^{-1} \cdot a_{Nj} \cdot \Delta \bar{y}_{Nj} + \sum_{j \in J} c_j \cdot \Delta \bar{y}_{Nj} \quad (I.1.23a)$$

Ou em uma forma ainda mais compacta:

$$Z(\Delta \bar{y}) = \bar{z}^0 - \sum_{j \in J} [z_j - c_j] \cdot \Delta \bar{y}_{Nj} \quad (II.23b)$$

Onde,

$$z_j = A_B^{-1} \cdot a_{Nj} \cdot \Delta \bar{y}_{Nj} \quad (II.23c)$$

□ Princípio de Solução e Interpretação da Função- Objetivo

O princípio de solução do problema de programação linear consiste em achar entre uma das $\binom{n}{m}$ soluções viáveis, com todas as componentes não negativas, para a qual a função-objetivo alcance o valor mínimo.

As restrições do problema de programação linear determinam a região do "conjunto de soluções viáveis". Dentre as soluções viáveis, aquela que minimiza " $Z(\Delta \bar{y})$ " torna-se a "solução ótima" do problema.

Segundo a álgebra linear [BCFW_80], num espaço de dimensão "n" pode-se ter, no máximo, um conjunto de "n" vetores linearmente independentes e esta coleção são denominados de "base". Então, em um espaço " $\mathfrak{R}^n$ ", qualquer ponto (vetor) pode ser expresso por uma combinação linear de uma dada "base" (uma combinação linear em " $\mathfrak{R}^2$ " define uma reta, em " $\mathfrak{R}^3$ " um plano e em um espaço de dimensão superior um hiperplano).

Calculando as derivadas da função " $Z(\Delta \bar{y})$ ", em relação às variáveis de controle, chega-se a seguinte expressão:

$$\frac{\partial Z(\Delta \bar{y})}{\partial \Delta \bar{y}_{Nj}} = C_j = \text{cte.} \quad (II.24)$$

Esta expressão mostra que os gradientes (ou derivadas) da Função-Objetivo são constantes (não necessariamente nulos). Isto implica que os extremos de um problema de programação linear qualquer não podem ser encontrados no interior do domínio viável (não há gradientes nulos no interior), portanto devem estar localizados nas fronteiras do domínio definido pelas equações de restrições " $g_j(\Delta\bar{y}) = 0$ ".

A Figura II.3 ilustra graficamente, o princípio de solução do problema de programação linear em um espaço tridimensional das variáveis $(\Delta y_1, \Delta y_2, \Delta y_3)$, onde é representado o domínio viável, limitado por um poliedro convexo, os pontos extremos (inclusive o ponto ótimo) e as curvas de nível de " $Z(\Delta\bar{y})$ ".

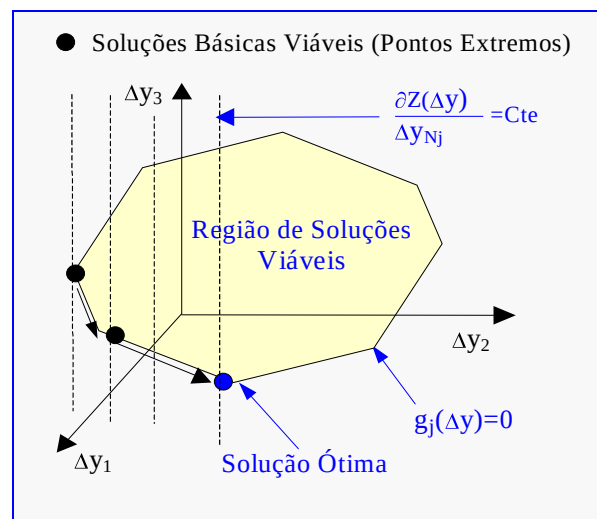


Figura II.3: Princípio de Solução de um Problema de Programação Linear no Espaço Tridimensional

Considerando que o produto " $\bar{C}_B^T \cdot \bar{A}_B^{-1}$ " representa o vetor de Multiplicadores Simplex - Π , pode-se reescrever esta expressão na forma indicada na equação (II.25), onde o termo " $Z_j - C_j$ " representa os "Custos Reduzidos" ou "Custos Relativos" das variáveis não básicas.

$$Z = \bar{\pi} \cdot \bar{b} - \sum_{j \in J} (Z_j - C_j) \cdot \Delta \bar{y}_j \quad (\text{II.25})$$

Os custos reduzidos podem ser interpretados como a variação de " $Z(\Delta\bar{y})$ " por unidade de variação em " Δy_j ". Logo, se todos eles forem positivos, a solução básica será ótima.

□ Critério de Melhoria da Solução Básica

A equação (II.25) sugere que é possível estabelecer um critério para o processo de melhoria da solução básica. Quando " $Z_j - C_j > 0$ " existe a possibilidade de, com a entrada da variável de índice "j" na base, reduzir o valor de "Z" no valor de " $(Z_j - C_j) \cdot \Delta y_j$ ", desde que a variável " Δy_j " possa assumir um valor positivo. Denominando "k" o índice desta variável não básica tem-se:

$$Z = \bar{\pi} \cdot \bar{b} - (z_k - c_k) \cdot \Delta y_k \quad (II.26)$$

Examinando esta equação conclui-se que, de uma forma geral, para o processo de otimização será interessante que a variável " Δy_k " seja incrementada ao máximo. Com o crescimento desta variável, o valor de " Z " diminui na nova solução básica, diretamente proporcional ao valor do custo reduzido associado. Sabendo que:

$$\Delta \bar{y}_B = \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{b} - \bar{A}_B^{-1} \cdot a_k \cdot \Delta \bar{y}_k = \bar{b}_B - w_k \cdot \Delta \bar{y}_k \quad (II.27)$$

$$\text{Onde, } \Delta \bar{y}_k = \bar{A}_B^{-1} \cdot a_k \text{ e } \bar{b}_B = \bar{A}_B^{-1} \cdot \bar{b}$$

E ainda denotando as componentes dos dois vetores " $\Delta \bar{y}_B$ " e " $\bar{b}_B$ ", por $(\Delta y_{B1}, \Delta y_{B2}, \dots, \Delta y_{Bm})$ e $(b_{B1}, b_{B2}, \dots, b_{Bm})$, respectivamente, chega-se a seguinte expressão matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta y_{B1} \\ \Delta y_{B2} \\ \vdots \\ \Delta y_{Bm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} w_{1k} \\ w_{2k} \\ \vdots \\ w_{mk} \end{bmatrix} \cdot \Delta \bar{y}_k \quad (II.28)$$

Destá expressão infere-se que, se existir algum elemento de " $w_{ik} \leq 0$ ", então o " Δy_{Bi} " associado pode crescer indefinidamente com o crescimento de " Δy_k ". Já se existir algum elemento de " $w_{ik} > 0$ ", então " Δy_{Bi} " decresce com o incremento de " Δy_k ".

Para satisfazer as condições de não negatividade de uma solução básica viável, a nova variável " Δy_k " só pode crescer até que a primeira componente de " Δy_{Bi} " seja reduzida à zero, o que corresponde ao mínimo entre os " b_i / w_{ik} " para os valores positivos de " w_{ik} " ou:

$$\frac{b_s}{w_{sk}} = \frac{w_s}{w_{sk}} = \min_{1 \leq i \leq m} \left\{ \frac{b_i}{w_{ik}} : w_{ik} > 0 \right\} \Rightarrow w_s \quad (II.29)$$

Pelo critério sugerido em (II.28), a variável " Δy_k " entra na base melhorando o valor de " Z ", e a variável " w_s ", linearmente dependente de " Δy_k ", deixa a base ao ter o seu valor numérico esgotado completamente pelo crescimento de " Δy_k ".

□ Algoritmo Conceitual do Dual- Simplex

O algoritmo Dual-Simplex é análogo ao algoritmo Simplex, cuja idéia consiste em iniciar com uma solução básica viável inicial e gerar novas soluções básicas viáveis com o valor de " Z " menor ou igual ao anterior, até atingir a solução ótima do Problema de Programação Linear.

Porém em vez de gerar soluções básicas viáveis até atingir a solução ótima, produz soluções básicas duais até a viabilidade primal. Ou seja, parte da solução básica que atende as condições de otimalidade, porém inviável, e vão eliminando as inviabilidades existentes, sem perder a otimalidade, até alcançar a solução ótima para o Problema de Programação Linear.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.