

Universidade Federal de Pernambuco - UFPE
Centro de Tecnologia e Geociências - CTG
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGE



Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão
Baseada em Trade-Off e Indicador de Mérito Econômico

Dissertação Submetida ao PPGE da UFPE como Um dos Requisitos à
Obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Por

João Ricardo Paes de Barros

Orientadores: Ascendino Flávio Dias da Silva
Albert Cordeiro Geber de Melo

Recife, 18 de Dezembro de 2000

Barros, João Ricardo Paes de

Uma metodologia de planejamento da expansão da transmissão baseada em trade-off e indicador de mérito econômico / João Ricardo Paes de Barros. – Recife : O Autor, 2000.

xxxviii, 297 folhas : il., tab., gráf., mapas.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Engenharia Elétrica, 2000.

Inclui bibliografia e anexos.

1. Engenharia elétrica – Sistemas de potência. 2. Planejamento da expansão de sistemas de transmissão. 3. Confiabilidade e otimização de sistemas de transmissão. I. Título.

**621.3.011.7
UFPE**

621.85

CDD (21.ed.)

CDU (2.ed.)

BC2002-209

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Nosso cérebro é o melhor brinquedo já criado: nele se encontram todos os segredos, inclusive o da felicidade.

Charles Chaplin

À Fátima por mais esta grande conquista e por saber entender tantas vezes o tempo dedicado a este trabalho.

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

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

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Agradecimentos

Depois de tantos meses parece incrível estar escrevendo a última página deste trabalho dissertação. Desde já quero agradecer a todas as pessoas que me incentivaram e contribuíram de alguma forma para que eu concluísse esta obra.

Uma pequena amostra de que uma boa idéia, aliada à vontade de realizá-la, pode modificar uma situação é esta dissertação. A presente dissertação sintetiza uma soma de esforços, de compreensão e de amizade.

Àqueles que mais diretamente contribuíram para esta realização, registro aqui a minha gratidão:

- À Deus, acima de tudo, por ter me permitido terminar este trabalho com saúde e bastante motivação.
- Aos meus orientadores e amigos Prof. Dr. Ascendino e Prof. Dr. Albert pela dedicação, importante apoio e excelente orientação ao longo deste trabalho.
- Ao professor Francisco Ramos do mestrado de economia, que permitiu cursar as disciplinas de Microeconomia e Teoria dos Jogos, que em muito contribuiu para realização desta dissertação.
- À coordenação e secretaria do mestrado de engenharia elétrica, pelo apoio e solução dos trâmites burocráticos necessários para o encaminhamento deste trabalho de dissertação.
- À minha esposa Maria de Fátima por sua paciência e apoio em todos os momentos vividos durante esta árdua, maravilhosa e inesquecível experiência.

- Aos meus filhos, Gabriela, Bárbara, Dimitri e Camila, pelas suas alegres companhias e pelo entendimento da minha ausência, necessária à realização deste trabalho.
- Ao meu pai pelo incentivo ao aprofundamento no mundo do conhecimento e a participar no mestrado em engenharia elétrica.
- À engenheira Vilma Andrade pelo apoio, incentivo e valiosas contribuições na realização do estudo de caso.
- Finalmente, ao engenheiro Chefe do DES, Sérgio Murilo, e a CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco pela compreensão nos momentos de meu afastamento, necessários para a realização deste trabalho.

Muito Obrigado!

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Resumo

A indústria de energia elétrica, a partir dos anos 80, e mais intensamente na década de 90, vem passando por um processo de reestruturação em diversos países. De forma geral, estas reformas diferem em ritmo e intensidade de acordo com as características de cada país. Porém o objetivo básico é alcançar uma maior eficiência na indústria de energia elétrica através da introdução da concorrência nos segmentos de produção e comercialização de energia.

Para isto, faz-se necessário garantir o acesso livre e não discriminatório à rede de transmissão, a qual é considerada como monopólio natural, tendo, portanto, os seus custos regulados. Como consequência final de todo o processo, espera-se atingir a tão desejada modicidade tarifária.

Devido às altas taxas de crescimento de mercado, a expansão dos sistemas de geração e transmissão constitui-se em um fator de extrema importância a ser considerado no novo cenário. Neste sentido, foi criado no nosso país o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico – **CCPE**, com a responsabilidade de elaborar o planejamento indicativo da geração e determinativo da transmissão.

No caso específico da transmissão, ressalta-se o fato de que, neste novo contexto, o processo de planejamento passa a ter um objetivo adicional: viabilizar a concorrência nos segmentos de produção e comercialização de energia, dentro de um ambiente descentralizado de decisão em investimentos. Evidencia-se, assim, o aumento no grau de importância e na complexidade da atividade de planejamento da transmissão imposta pela nova indústria de energia elétrica.

Esta dissertação tem por objetivo, além da conceituação do problema de planejamento da transmissão no novo ambiente institucional do setor elétrico, a proposição de uma abordagem metodológica para a sua solução, com enfoque dedicado à inclusão dos custos da interrupções de fornecimento de energia elétrica nos processos de tomadas de decisões relativas às adições de reforços de transmissão e de seleção das configurações evolutivas ótimas.

A metodologia proposta abrange os diversos horizontes de tomada de decisão e os graus de detalhamento na representação do sistema, sendo constituída pelos seguintes passos básicos: (a) elaboração da configuração de expansão de referência; (b) elaboração de configurações alternativas através da postergação da data de entrada de circuitos; (c) hierarquização das configurações a partir da definição de um índice de mérito econômico; (d) identificação do conjunto de decisão através da eliminação das configurações dominadas; (e) seleção do conjunto ótimo de alternativas através da análise benefício-custo (trade-off), onde o benefício é representado pela redução no valor esperado de energia não suprida equivalente de cada alternativa.

A metodologia proposta é ilustrada e validada através de uma aplicação detalhada à expansão de uma configuração de uma rede real: o sistema de transmissão da Área Leste da CHESF. Os resultados obtidos indicam a adequabilidade da metodologia para este sistema e que apresenta grande potencial para ser utilizada em outros sistemas de transmissão de grande porte.

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Abstract

Since the last ten years the electrical industry have been experiencing an intensive restructuring process worldwide. This process varies from country to country in accordance with their characteristics. However a common objective has been identified: the increase in terms of efficiency through the introduction of competition in the energy production and trading thus leading to moderate tariffs to the consumers. A basic step towards this goal is the guarantee the open access of the transmission system to third parties, i.e., the transmission system is considered as a natural monopoly and its costs are regulated.

Due to the high load growth rates, the expansion of the generation and transmission systems becomes a key factor in this new environment. For this reason, a new entity was conceived, the Expansion Planning Coordinating Council of the Electric Power Sector – CC-PE, which is in charge of the indicative generating planning and determinative transmission planning.

In the case of the transmission system, it is important to highlight that the planning activity has an additional objective: to allow the competition in the generation and trading segments inside of a de-centralized investment decision making process. Therefore the degree of importance and complexity of the transmission planning has been increased in the new electrical industry.

Besides describing the concepts related to the transmission planning problem in the new framework, this thesis also describes an approach to its solution.

The proposed methodology takes into account the distinct decision making horizons and degrees of system representation as well as the involved uncertainties. It comprises the following major steps: (a) establishment of the reference expansion configuration; (b)

development of alternative expansion configurations through delays in the circuit implementations; (c) ranking of expansion configurations from the definition of economic indices of merit; (d) identification of the decision set by eliminating the dominated expansion configurations; (e) selection of the optimal set of configurations through trade-off (benefit/cost) analysis, where the benefit is associated to the decrease of the equivalent expected energy not supplied of the configuration.

The proposed approach is illustrated through a detailed case study with a configuration of a realistic network, the Eastern area of CHESF system. The results has shown that the methodology is very adequate to this system and has a great potential to be applied to other systems.

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Sumário

| | |
|---|------|
| Listas de Figuras e Tabelas | xvii |
| Listas de abreviaturas e Símbolos | xxix |

Capítulo 1

| | |
|---|----|
| 1.0 Introdução..... | 1 |
| 1.1 Estrutura Emergente no Setor Elétrico..... | 1 |
| 1.2 Novos Desafios do Planejamento da Expansão..... | 5 |
| 1.3 Abordagem Metodológica Proposta..... | 6 |
| 1.5 Estrutura da Dissertação | 13 |

Capítulo 2

| | |
|---|----|
| 2.0 Planejamento da Expansão da Transmissão (Conceituação e Revisão) | 16 |
| 2.1 Introdução | 16 |
| 2.2 Conceituação do Problema de Planejamento..... | 17 |
| 2.2.1 Horizontes de Planejamento da Transmissão | 17 |
| 2.2.2 Árvore de Planejamento da Transmissão..... | 20 |
| 2.3 Revisão Bibliográfica (Estado da Arte) | 23 |
| 2.3.1 Abordagem Determinística Via o Caminho ① da APT (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza) | 24 |

| | |
|--|----|
| 2.3.2 Abordagem Determinística Via o Caminho ③ da APT (Multiestágios de Tempo e Sem Incerteza) | 25 |
| 2.3.3 Abordagem Determinística Via o Caminho ④ da APT (Multiestágios de Tempo e Com Incerteza) | 29 |
| 2.3.4 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑤ da APT (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza) | 29 |
| 2.3.5 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑦ da APT (Multiestágios de Tempo e Sem Incerteza) | 30 |
| 2.4 Principais Constatações da Revisão | 31 |
| 2.4.1 Aspectos Metodológicos | 31 |
| 2.4.2 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições | 33 |
| 2.4.3 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede | 35 |
| 2.4.4 Aspectos Relativos aos Algoritmos de Solução | 35 |
| 2.5 Abordagem Tradicional X Automática | 36 |
| 2.5.1 Abordagem Determinística Tradicional [CCPE] | 36 |
| 2.5.2 Abordagem Determinística Semi-automática | 44 |
| 2.6 Principais Constatações da Comparação | 74 |
| 2.6.1 Aspectos Metodológicos | 74 |
| 2.6.2 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede | 75 |
| 2.6.3 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições | 76 |
| 2.6.4 Aspectos Relativos à Função Custo | 77 |
| 2.6.5 Aspectos Relativos à Solução de Menor Custo | 78 |

Capítulo 3

| | |
|--|-----|
| 3.0 Abordagens Metodológicas Probabilísticas (Conceituação e Revisão Metodológica) | 82 |
| 3.1 Introdução | 82 |
| 3.2 Árvore de Possibilidades de Abordagens | 83 |
| 3.3 Contexto das Avaliações de Confiabilidade | 84 |
| 3.4 Descrição das Abordagens Probabilísticas | 102 |
| 3.4.1 Abordagem Baseada em Índices de Confiabilidade | 103 |
| 3.4.2 Abordagem Baseada no Valor da Confiabilidade | 108 |
| 3.5 Principais Constatações | 124 |
| 3.5.1 Aspectos Metodológicos | 124 |
| 3.5.2 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede | 125 |

| | |
|--|-----|
| 3.5.3 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições..... | 126 |
| 3.5.4 Aspectos Relativos à Função Custo..... | 127 |
| 3.5.5 Aspectos Relativos à Solução de Menor Custo..... | 128 |

Capítulo 4

| | |
|---|-----|
| 4.0 Abordagem Metodológica Baseada em Trade-Off e em Indicador de Mérito Econômico..... | 130 |
| 4.1 Introdução..... | 130 |
| 4.2 Motivação para Elaboração de Nova Abordagem..... | 132 |
| 4.3 Abordagem Metodológica Proposta..... | 133 |
| 4.3.1 Algoritmo Geral da Metodologia Proposta..... | 134 |
| 4.4 Dimensionamentos dos Sistemas..... | 136 |
| 4.4.1 Dimensionamento do Sistema de Referência S_t^{RS} | 136 |
| 4.4.1.1 Reserva de Capacidade do Sistema de Referência S_t^{RS} | 137 |
| 4.4.2 Dimensionamento dos Sistemas S_t^I | 139 |
| 4.4.2.1 Reservas de Capacidades dos Sistemas S_t^I | 141 |
| 4.4.3 Dimensionamento do Sistema RT_t^{RI} | 142 |
| 4.4.3.1 Reserva de Capacidade do Sistema de Referência RT_t^{RI} | 143 |
| 4.4.4 Índices de Confiabilidade Equivalentes - ICeq..... | 144 |
| 4.4.4.1 Comportamento das EENS Diante de Postergações..... | 144 |
| 4.4.4.2 Conceituação da EENS Equivalente - EENSeq..... | 145 |
| 4.4.4.3 Custo Médio Unitário de Interrupção - Cuf..... | 146 |
| 4.4.4.4 Obtenção dos Valores das EENSeq..... | 147 |
| 4.4.5 Obtenção dos Outros Índices Equivalentes..... | 148 |
| 4.4.5.1 Expectativa de Potência Não Suprida Equivalente - EPNS _{eq} ^a | 148 |
| 4.4.5.2 Expectativa de Corte de Carga Condicional - XLOL _{eq} ^a | 149 |
| 4.4.5.3 Probabilidade de Perda de Carga Equivalente - LOLP _{eq} ^a | 149 |
| 4.4.5.4 Frequência de Perda de Carga Equivalente - LOLF _{eq} ^a | 150 |
| 4.4.5.5 Duração de Perda de Carga Equivalente - LOD _{eq} ^a | 151 |
| 4.4.6 Modelo de Perdas Ativas Equivalentes..... | 151 |
| 4.4.6.1 Comportamento das Perdas Diante de Postergações..... | 152 |
| 4.4.6.2 Conceituação de Perda Ativa Equivalente - PPAeq..... | 153 |
| 4.4.7 Custo Médio Unitário das Perdas Ativas - Cup..... | 154 |

| | |
|---|-----|
| 4.4.7.1 Custo Unitário da Perda Ativa de Demanda..... | 154 |
| 4.4.7.2 Custo Unitário da Perda Ativa de Energia | 154 |
| 4.4.7.3 Custo Anual da Potência de Perda Ativa | 155 |
| 4.4.8 Obtenção das Perdas Ativas Equivalentes - PPAeq..... | 155 |
| 4.4.9 Obtenção dos Valores de FPeq..... | 156 |
| 4.4.9.1 Fator de Perdas Equivalente | 156 |
| 4.4.10 Custos Incorridos Pelos Consumidores – CIC | 157 |
| 4.4.10.1 Método de Custeio das Interrupções | 157 |
| 4.4.10.2 Comportamento dos Custos das EENS..... | 158 |
| 4.4.11 Custos Incorridos pelo Sistema - CIS..... | 160 |
| 4.4.11.1 Método de Custeio das Perdas Ativas | 160 |
| 4.4.11.2 Comportamento dos Custos das Perdas Ativas | 161 |
| 4.4.11.3 Método de Custeio dos Investimentos | 162 |
| 4.4.11.4 Comportamento dos Custos de Investimentos..... | 164 |
| 4.4.12 Custos Totais das AET - CTOT..... | 165 |
| 4.4.12.1 Método de Custeio das AET..... | 165 |
| 4.4.12.2 Comportamento dos Custos Mediante q e t | 166 |
| 4.4.13 Modelo de Seleção da AET de Mínimo Custo | 167 |
| 4.4.13.1 Análise de Desempenho e Síntese das Redes | 168 |
| 4.4.13.2 Critério de Parada de Postergação de Reforços - CPPR | 169 |
| 4.4.13.3 Ilustração Gráfica do Conceito do CPPR..... | 170 |
| 4.4.13.4 Modelo de Hierarquização das AET..... | 173 |
| 4.4.13.5 Critério de Hierarquização das AET | 175 |
| 4.4.13.6 Ilustração Gráfica do Critério de Hierarquização | 175 |
| 4.4.13.7 Interpretação do Critério de Hierarquização | 176 |
| 4.4.13.8 Conceito de Dominância e Critério de Pré-seleção..... | 179 |
| 4.4.13.9 Ilustração Gráfica de AET Dominadas..... | 179 |
| 4.4.13.10 Conjunto de Decisão (AET Pareto-Ótimas) | 180 |
| 4.4.14 Regra de Seleção da AET Ótima | 181 |
| 4.5 Principais Constatações | 183 |
| 4.5.1 Aspectos Metodológicos | 183 |
| 4.5.2 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede | 186 |
| 4.5.3 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições..... | 187 |
| 4.5.4 Aspectos Relativos à Função Custo..... | 187 |
| 4.5.5 Aspectos Relativos à Solução de Menor Custo..... | 188 |

Capítulo 5

| | |
|---|-----|
| 5.0 Aplicação da Metodologia de Otimização ao Planejamento da Área Leste da CHESF | 189 |
| 5.1 Introdução..... | 189 |
| 5.2 Contexto da Aplicação da Metodologia..... | 190 |
| 5.3 Perfil da CHESF | 191 |
| 5.3.1 Sistema de Transmissão da CHESF | 192 |
| 5.3.2 Área Leste da CHESF..... | 192 |
| 5.4 Definições dos Sistemas de Referências..... | 194 |
| 5.4.1 Obtenção do Sistema de Referência Superior - S_t^{RS} | 194 |
| 5.4.1.1 Adições de Reforços Recomendados Para o Sistema S_t^{RS} | 195 |
| 5.4.2 Obtenção do Sistema de Referência Inferior S_t^{RI} | 196 |
| 5.4.2.1 Adições de Reforços Recomendados Para o Sistema S_t^{RI} | 197 |
| 5.4.3 Análise Comparativa dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 197 |
| 5.4.3.1 Análise de Investimento dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 198 |
| 5.4.3.2 Análise de Confiabilidade dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 198 |
| 5.4.3.3 Comportamentos das EENS dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 199 |
| 5.4.3.4 Análise de Perdas Ativas dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 200 |
| 5.4.3.5 Comportamentos das PPA dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 201 |
| 5.4.4 Principais Constatações dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 201 |
| 5.5 Definição dos Sistemas Intermediários S_t^I | 202 |
| 5.5.1 Análise de Confiabilidade do Primeiro Ano..... | 202 |
| 5.5.1.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_1^{RI} | 203 |
| 5.5.1.2 Evolução do Sistema S_1^1 | 204 |
| 5.5.1.3 Evolução do Sistema S_1^2 | 204 |
| 5.5.1.4 Evolução do Sistema S_1^3 | 205 |
| 5.5.1.5 Evolução do Sistema $S_1^{1,2}$ | 205 |
| 5.5.1.6 Evolução do Sistema $S_1^{1,3}$ | 205 |
| 5.5.1.7 Evolução do Sistema $S_1^{2,3}$ | 206 |
| 5.5.1.8 Evolução do Sistema $S_1^{1,2,3}$ | 206 |

| | |
|--|-----|
| 5.5.2 Principais Constatações do Primeiro Ano | 206 |
| 5.5.3 Análise de Confiabilidade do Segundo Ano | 207 |
| 5.5.3.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_2^{RI} | 208 |
| 5.5.3.2 Evolução do Sistema S_2^1 | 209 |
| 5.5.3.3 Evolução do Sistema S_2^2 | 209 |
| 5.5.3.4 Evolução do Sistema S_2^3 | 209 |
| 5.5.3.5 Evolução do Sistema $S_2^{1,2}$ | 209 |
| 5.5.3.6 Evolução do Sistema $S_2^{1,3}$ | 209 |
| 5.5.3.7 Evolução do Sistema $S_2^{2,3}$ | 210 |
| 5.5.3.8 Evolução do Sistema $S_2^{1,2,3}$ | 210 |
| 5.5.4 Principais Constatações do Segundo Ano | 210 |
| 5.4.5 Análise de Confiabilidade do Terceiro Ano | 210 |
| 5.5.5.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_3^{RI} | 211 |
| 5.5.5.2 Evolução do Sistema S_3^1 | 212 |
| 5.5.5.3 Evolução do Sistema S_3^2 | 212 |
| 5.5.5.4 Evolução do Sistema $S_3^{1,2}$ | 212 |
| 5.5.6 Principais Constatações do Terceiro Ano | 212 |
| 5.5.7 Análise de Confiabilidade do Quarto Ano | 212 |
| 5.5.7.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_4^{RI} | 213 |
| 5.5.7.2 Evolução do Sistema S_4^2 | 214 |
| 5.5.8 Principais Constatações do Quarto Ano | 215 |
| 5.5.9 Análise de Confiabilidade do Quinto Ano | 215 |
| 5.5.9.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_5^{RI} | 216 |
| 5.5.10 Principais Constatações do Quinto Ano | 216 |
| 5.5.11 Análise de Confiabilidade do Sexto Ano | 217 |
| 5.5.11.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_6^{RI} | 217 |
| 5.5.12 Principais Constatações do Sexto Ano | 218 |
| 5.5.13 Análise de Confiabilidade do Sétimo ao Nono Ano | 218 |
| 5.5.13.1 Evolução dos Sistemas de Referência Inferior S_7^{RI} | 219 |
| 5.5.13.2 Evolução dos Sistemas de Referência Inferior S_8^{RI} | 220 |
| 5.5.13.3 Evolução dos Sistemas de Referência Inferior S_9^{RI} | 220 |
| 5.5.14 Principais Constatações do Sétimo ao Nono Ano | 220 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 5.5.15 | Análise de Confiabilidade do Décimo Ano | 221 |
| 5.5.15.1 | Evolução do Sistema de Referência Inferior $EENS_{10}^{RI}$ | 222 |
| 5.5.15.2 | Evolução do Sistema s_{10}^{11} | 222 |
| 5.5.16 | Principais Constatações do Décimo Ano..... | 223 |
| 5.6 | Custos dos Sistemas Intermediários S_{eq}^I | 223 |
| 5.6.1 | Possibilidades de Combinações dos Reforços | 223 |
| 5.6.2 | Obtenção dos Custos dos Sistemas S_{eq}^I | 226 |
| 5.6.3 | Valores de Ceis Diante de Um Ano de Postergação | 228 |
| 5.6.3.1 | Ceis Para o 1º Ano Diante de Um Ano de Postergação | 228 |
| 5.6.3.2 | Ceis Para o 3º Ano Diante de Um Ano de Postergação | 229 |
| 5.6.3.3 | Ceis Para o 4º Ano Diante de Um Ano de Postergação | 230 |
| 5.6.3.4 | Ceis Para o 10º Ano Diante de Um Ano de Postergação | 230 |
| 5.6.4 | CPPR Diante de Um Ano de Postergação | 232 |
| 5.6.5 | Valores de Ceis Para Dois Anos de Postergação | 235 |
| 5.6.5.1 | Ceis Para Dois Anos de Postergação | 235 |
| 5.7 | Análise de Hierarquização das AET..... | 238 |
| 5.8 | Seleção e Análise das AET Pareto-Ótimas | 240 |
| 5.8.1 | Seleção das AET Pareto-Ótimas | 241 |
| 5.8.2 | Análise de Custos das AET Pareto-Ótimas | 242 |
| 5.8.3 | Análise Comparativa de IME_{eq}^I das AET Pareto-Ótimas..... | 242 |
| 5.8.4 | Análise Comparativa de $EENS_{eq}^I$ das AET Pareto-Ótimas | 244 |
| 5.8.5 | Análise Comparativa dos Ceis das AET Pareto-Ótimas..... | 245 |
| 5.9 | Seleção e Análise da AET Ótima..... | 246 |
| 5.9.1 | Seleção da AET Ótima | 247 |
| 5.9.2 | Análise dos Custos da AET Ótima | 247 |
| 5.9.3 | Análise das Datas dos Reforços da AET Ótima | 248 |
| 5.9.4 | Análise de Variação dos Custos da AET Ótima..... | 249 |
| 5.9.5 | Análise de Confiabilidade da AET Ótima | 250 |
| 5.9.5.1 | Análise de Confiabilidade Global da AET Ótima..... | 250 |
| 5.9.5.2 | Análise de Confiabilidade Local da AET Ótima | 252 |
| 5.9.6 | Análise do Ceis da AET Ótima | 253 |
| 5.10 | Análise de Sensibilidade da AET Ótima | 253 |

Capítulo 6

| | |
|---|-----|
| 6.0 Conclusões Gerais, Vantagens das Análises de Benefícios/Custos e Sugestões de Trabalhos Futuros | 255 |
| 6.1 Conclusões Gerais..... | 255 |
| 6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros | 262 |

Anexo I

| | |
|--|-----|
| I.0 Cálculo do Índice de Sensibilidade | 266 |
| I.1. Introdução | 266 |
| I.2 Índice de Sensibilidade | 267 |

Anexo II

| | |
|---|-----|
| II.0 Dados Utilizados e Premissas Adotadas..... | 273 |
| II.1. Dados para Análise de Adequação da Rede..... | 273 |
| II.1.1 Representação da Rede de Transmissão | 273 |
| II.1.2 Projeção do Mercado de Energia Elétrica | 274 |
| II.1.3 Limites de Carregamentos de Linhas e Transformadores | 274 |
| II.1.4 Limites Para as Tensões dos Barramentos | 274 |
| II.2. Dados Para as Análises de Confiabilidade | 275 |
| II.2.1 Parâmetros Estocásticos das Linhas de Transmissão | 275 |
| II.2.2 Parâmetros Estocásticos dos Transformadores e Reator | 275 |
| II.2.3 Parâmetros Estocásticos de Equipamento de Subestação..... | 276 |
| II.2.4 Parâmetros Estocásticos dos Arranjos das Subestações..... | 277 |
| II.3. Dados para Modelar a Curva de Carga | 277 |
| II.4 Dados para Avaliação dos Custos das AET | 281 |
| II.4.1 Taxa de Atualização e Ano de Referência..... | 282 |
| II.5 Dados para Valoração das PPA e EENS das AET..... | 282 |
| II.5.1 Dados para Valoração das Perdas Ativas das AET | 282 |
| II.5.2 Dados para Valoração das EENS das AET..... | 282 |

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Listas de Figuras e Tabelas

Lista de Figuras

Capítulo 1

- Figura 1.1: Ambiente Estratégico - Inter-relacionamento do CCPE com os Agentes..... 3
- Figura 1.2: Ambiente Indicativo - Inter-relacionamento do CCPE com os Agentes 4
- Figura 1.3: Ambiente Determinativo - Inter-relacionamento do CCPE com os Agentes 4

Capítulo 2

- Figura 2.1: Ilustração do Inter-relacionamento entre os Horizontes de Estudos do PET 19
- Figura 2.2: Ambientes, Visões e Principais Características do PET na Nova Estrutura. 20
- Figura 2.3: Árvore de Possibilidades de Abordar o Problema do PET..... 21
- Figura 2.4: Abordagens Metodológicas Propostas por Décadas 23
- Figura 2.5: Evolução das Metodologias Pesquisadas nas Últimas Três Décadas..... 31
- Figura 2.6: Distribuição Percentual das Abordagens Metodológicas Pesquisadas 32
- Figura 2.7: Modelo de Seleção da AET de Menor Custo Mediante a ABCA..... 37
- Figura 2.8: Compromisso entre Nível de Detalhamento e Número de AETs na ABCA 39
- Figura 2.9: Análises para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante a ABCA..... 40

| | |
|---|----|
| Figura 2.10: Mecanismo de Diversificação e Intensificação Via a ABCA..... | 42 |
| Figura 2.11: Modelo de Seleção da AET de Menor Custo Via o Modelo ANASIN | 45 |
| Figura 2.12: Análises para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante o ANASIN..... | 46 |
| Figura 2.13: Curva $T\{\kappa\} \times \theta\{\kappa\}$ dos Modelos Linear e Não Linear | 48 |
| Figura 2.14: Ilustração Gráfica do Comportamento da Função Δz^*j | 51 |
| Figura 2.15: Configuração Inicial SRI..... | 52 |
| Figura 2.16: Configurações SRI→R1 ou SRI→R2 | 52 |
| Figura 2.17: H1 - Fluxo no Ramo R1 Maior que em R2 ($tg\alpha_1 > tg\alpha_2$)..... | 53 |
| Figura 2.18: H2 - Fluxo no Ramo R2 Maior que em R1 ($tg\alpha_2 > tg\alpha_1$) | 54 |
| Figura 2.19: Configuração Inicial SRI..... | 55 |
| Figura 2.20: Configurações SRI→R1+R2 ou SRI→R3 | 55 |
| Figura 2.21: H1 - Fluxo em R3 Maior que em R1 e R2 ($tg\alpha_3 > tg\alpha_1 > tg\alpha_2$) | 56 |
| Figura 2.22: H1 - Fluxo em R3 Maior que em R1 e R2 ($tg\alpha_3 > tg\alpha_2 > tg\alpha_1$) | 57 |
| Figura 2.23: H2 - Fluxo em R1 e R2 Maior que em R3 ($tg\alpha_1 > tg\alpha_2 > tg\alpha_3$)..... | 58 |
| Figura 2.24: H2 - Fluxo em R1 e R2 Maior que em R3 ($tg\alpha_2 > tg\alpha_1 > tg\alpha_3$) | 60 |
| Figura 2.25: Configuração Inicial SRI..... | 61 |
| Figura 2.26: Configurações SRI→R1+2 ou SRI→R3 | 61 |
| Figura 2.27: Fluxo em R1 e R2 Maior que em R3 ($tg\alpha_1 > tg\alpha_2 > tg\alpha_3$)..... | 61 |
| Figura 2.28: Ilustração Gráfica do Critério de Benefício/Custo..... | 64 |
| Figura 2.29: H1 - Fluxo Maior em C1 que em C2 ($tg\beta_1 > tg\beta_2$) | 65 |
| Figura 2.30: H2 - Fluxo Maior em C2 que em C1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$) | 66 |
| Figura 2.31: H1 - Fluxo Maior em C2 que em C1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$) | 67 |
| Figura 2.32: H1 - Fluxo Maior em C2 que em C1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$) | 68 |
| Figura 2.33: H2 - Fluxo Maior em C1 que em C2 ($tg\beta_1 > tg\beta_2$) | 69 |
| Figura 2.34: H2 - Fluxo Maior em C1 que em C2 ($tg\beta_1 > tg\beta_2$) | 70 |
| Figura 2.35: Fluxo Maior em C1 que em C2 ($tg\beta_1 > tg\beta_2$) | 71 |

Capítulo 3

| | |
|---|----|
| Figura 3. 1: Árvore de Possibilidades de Abordar o PET Probabilístico..... | 83 |
| Figura 3. 2: Zonas Funcionais | 85 |
| Figura 3. 3: Categorias de Níveis Hierárquicos | 85 |
| Figura 3. 4: Modelo de Markov a Dois Estados | 88 |
| Figura 3. 5: Modelo de Markov a Três Estados | 89 |
| Figura 3. 6: Diagrama de Transição para Saída Dependente de Dois Circuitos..... | 90 |
| Figura 3. 7: Curva de Carga Típica com Três Patamares..... | 91 |

| | |
|---|-----|
| Figura 3. 8: Diagrama de Transição para o Ciclo de Carga | 91 |
| Figura 3. 9: Modelo Geral de Seleção da AET de Menor Custo Mediante a ABIC | 104 |
| Figura 3. 10: Tarefas para Obtenção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABIC | 105 |
| Figura 3. 11: Compromisso entre Nível de Detalhamento e Número de AET na ABIC | 106 |
| Figura 3. 12: Modelo Geral de Seleção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABVC .. | 109 |
| Figura 3. 13: Variação dos EIR das AET Hipotéticas | 110 |
| Figura 3. 14: Custo Unitário na Ontario Hydro | 112 |
| Figura 3. 15: Custo Unitário no Brasil | 112 |
| Figura 3. 16: Energia Interrompida por Classe Consumidora | 113 |
| Figura 3. 17: Tarefas para Obtenção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABVC | 114 |
| Figura 3. 18: Compromisso entre Nível de Detalhamento e Número de AET na ABVC..... | 115 |
| Figura 3. 19: Custos x Índice EIR Figura 3. 20: Custos x Índice EENS | 117 |
| Figura 3. 21: Ilustração Gráfica da Eficiência Econômica de Pareto-Ótima | 118 |
| Figura 3. 22: Evolução dos Custos e Benefícios em Função da EENS | 120 |

Capítulo 4

| | |
|--|-----|
| Figura 4.1: Entidades Emergentes na Indústria de Eletricidade Brasileira | 131 |
| Figura 4.2: Tarefas, Critérios e Produtos da Abordagem Metodológica Proposta | 133 |
| Figura 4.3: Algoritmo Geral Simplificado da Abordagem Metodológica Proposta..... | 135 |
| Figura 4.4: - Ilustração Gráfica de RT_t^{RS} e CT_t^{RS} pelo Critério "N-1" | 137 |
| Figura 4.5: Tarefas Necessárias para Obtenção dos Sistemas S_t^I e Inferior S_t^{RI} | 140 |
| Figura 4.6:- Ilustração Gráfica de RT_t^I e CT_t^I Diante de Postergações | 141 |
| Figura 4.7:- Ilustração Gráfica de RT_t^{RI} e CT_t^{RI} pelo Critério "N-0" | 143 |
| Figura 4.8:- Variação da EENS das Configurações Diante de Postergações..... | 145 |
| Figura 4.9:- $EENS_{eq}^a$ e Variações Anuais das $EENS_t^a$ das AET | 146 |
| Figura 4.10: Diagrama de Fluxos Financeiros de $CENS_t^a = Cuf \times EENS_t^a$ | 147 |
| Figura 4.11: Variação da PPA das AET Diante de Postergações..... | 152 |
| Figura 4.12: Equivalente PPA_{eq}^a e Variações das PPA_t^a das AET | 153 |
| Figura 4.13: Diagrama de Fluxos de $CPPA_t^a = Cup \times PPA_t^a$ | 155 |
| Figura 4.14: Variação de $CENS_{eq}^a$ em Função dos Parâmetros τ e h | 158 |
| Figura 4.15: Variações de $CENS_{eq}^a$ em Função das $EENS_{eq}^a$ | 159 |
| Figura 4.16: Variações de $CPPA_{eq}^a$ em Função dos Parâmetros τ e h | 161 |
| Figura 4.17: Variações de $CPPA_{eq}^a$ em Função das PPA_{eq}^a | 162 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4.18: Representação Gráfica da Série Uniforme dos INV_{eq}^a | 163 |
| Figura 4.19: Variações de $CINV_{eq}^a$ em Função os parâmetros τ e h | 164 |
| Figura 4.20: Variações de $CINV_{eq}^a$ em Função dos INV_t^a | 165 |
| Figura 4.21: Modelo Geral de Seleção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABTI | 167 |
| Figura 4.22: Análises para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante a ABTI..... | 168 |
| Figura 4.23: Ilustração Gráfica do Critério de Parada de Postergações – CPPR | 171 |
| Figura 4.24: Ilustração Gráfica das AET Extremas | 172 |
| Figura 4.25: Ilustração Gráfica do Critério de Hierarquização de AET | 175 |
| Figura 4.26: Ilustração Gráfica de AET Dominadas | 179 |
| Figura 4.27: Mecanismo de Diversificação/Intensificação Mediante a ABTI..... | 180 |
| Figura 4.28: Ilustração Gráfica da FEE e das AET Pareto-ótimas..... | 181 |

Capítulo 5

| | |
|---|-----|
| Figura 5.1: Rede de Transmissão Inicial de Mínimo Custo da Área Leste da CHESF | 193 |
| Figura 5.2: Rede de Transmissão de Mínimo Custo Planejada Com o Critério "N-1"..... | 196 |
| Figura 5.3: Comparação dos Custos de Investimentos dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} | 198 |
| Figura 5.4: Evoluções das EENS dos Sistemas de Referências S_t^{RS} e S_t^{RI} | 198 |
| Figura 5.5: Oscilações das EENS dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} em Torno da Média | 199 |
| Figura 5.6: Evolução das PPA dos Sistemas de Referências S_t^{RS} e S_t^{RI} | 200 |
| Figura 5.7: Oscilações das PPA dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} em Torno da Média | 201 |
| Figura 5.8: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 208 S_{eq}^I Pré-selecionados | 228 |
| Figura 5.9: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 104 S_{eq}^I Pré-selecionados | 234 |
| Figura 5.10: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 24 S_{eq}^I Pré-selecionados | 234 |
| Figura 5.11: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 12 S_{eq}^I Pré-selecionados | 237 |
| Figura 5.12: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 9 S_{eq}^I Pré-selecionados | 238 |
| Figura 5.13: Índices de Mérito Econômico - IME_{eq}^I dos 7 S_{eq}^I Pré-selecionados | 241 |
| Figura 5.14: Comparação dos Custos das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas..... | 243 |
| Figura 5.15: Comparação dos IME_{eq}^I das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas..... | 244 |
| Figura 5.16: Comparação das $EENS_{eq}^I$ das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas | 245 |
| Figura 5.17: Comparação dos $CEIS_{eq}^I$ das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas..... | 246 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5.18: FEE, os IME_{eq}^1 das Sete AET Pareto-Ótimas e a AET Ótima | 247 |
| Figura 5.19: Comparação das Parcelas de Custos da AET ótima (Sistema S_{eq}^4)..... | 249 |
| Figura 5.20: Comparação com a $EENS_{eq}^4$ da AET ótima (sistema S_{eq}^4) | 251 |
| Figura 5.21: Comparações Relativas das $LOLD_{eq}^4$ e $LOLF_{eq}^4$ da AET ótima | 252 |
| Figura 5.22: Comparação Relativa da $LOLP_{eq}^4$ da AET ótima (sistema S_{eq}^4) | 252 |
| Figura 5.23: Sensibilidade da AET ótima (sistema S_{eq}^4) ao Aumento do Cuf..... | 255 |

Capítulo 6

| | |
|--|-----|
| Figura 6. 1: Tarefas, Critérios e Produtos da Abordagem de Custos Marginais..... | 263 |
| Figura 6. 2: Tarefas, Critérios e Produtos da Abordagem Sob Incertezas Exógenas..... | 265 |

Anexo I

Anexo II

Lista de Tabelas

Capítulo 1

| | |
|---|-----|
| Tabela 6.1: Atributos da Abordagem Metodológica Determinística e de Benefício/Custo . | 261 |
|---|-----|

Capítulo 2

Capítulo 3

| | |
|--|----|
| Tabela 3.1: Modelos Computacionais de Simulação e Avaliação de Confiabilidade..... | 97 |
|--|----|

Capítulo 4

| | |
|--|-----|
| Tabela 4. 1: Efeitos em $CINV_p^I$, $CENS_p^I$, CT_p^I , e RT_p^I Devida à Variação em p..... | 142 |
| Tabela 4.2: Ilustração das Parcelas de Custos Equivalentes das AET..... | 166 |
| Tabela 4.3: Efeitos nos Custos Devida às Variações dos parâmetros q e t..... | 166 |
| Tabela 4.4: Variações dos Custos $\Delta^- CINV_{eq}^{a-e}$, $\Delta^+ CPPA_{eq}^{a-e}$, $\Delta^+ CENS_{eq}^{a-e}$, e $\Delta^+ CMWh_{eq}^{a-e}$ | 174 |
| Tabela 4. 5: Ordenação das AET e Variações dos Custos Incrementais Equivalentes | 178 |

Capítulo 5

| | |
|---|-----|
| Tabela 5.1: $EENS_1^I$ (MWh/ano) do Primeiro Ano do Horizonte Decenal de Análise | 203 |
| Tabela 5.2: $EENS_2^I$ (MWh/ano) do Segundo Ano do Horizonte | 208 |
| Tabela 5.3: $EENS_3^I$ (MWh/ano) do Terceiro Ano do Horizonte Decenal | 211 |
| Tabela 5.4: $EENS_4^I$ (MWh/ano) do Quarto Ano do Horizonte Decenal | 213 |
| Tabela 5.5: $EENS_5^I$ (MWh/ano) do Quinto Ano do Horizonte Decenal | 216 |
| Tabela 5.6: $EENS_6^I$ (MWh/ano) do Sexto Ano do Horizonte Decenal | 217 |
| Tabela 5.7: $EENS_7^I$, $EENS_8^I$ e $EENS_9^I$ (MWh/ano) do Sétimo ao Nono Ano do Horizonte | 219 |
| Tabela 5.8: $EENS_{10}^I$ (MWh/ano) do Décimo Ano do Horizonte Decenal..... | 221 |
| Tabela 5.9: Possibilidades de Combinações: Subárea ② com 2 Reforços | 224 |
| Tabela 5.10: Possibilidades de Combinações: Subárea ② com 1 Reforço..... | 224 |
| Tabela 5.11: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 1º Ano | 228 |
| Tabela 5.12: Ceis Diante da Postergação de Duas Adições dos Reforços do 1º Ano | 228 |
| Tabela 5.13: Ceis Diante da Postergação de Três Adições dos Reforços do 1º Ano | 229 |
| Tabela 5. 14: Ceis Diante da Postergação de Quatro Adições dos Reforços do 1º Ano..... | 229 |
| Tabela 5.15: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 3º Ano | 229 |
| Tabela 5.16: Ceis Diante de Postergação de Duas Adições dos Reforços do 3º Ano | 230 |
| Tabela 5.17: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 4º Ano | 230 |
| Tabela 5.18: Ceis Diante da Postergação de Duas Adições dos Reforços do 4º Ano | 230 |
| Tabela 5.19: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 10º Ano..... | 230 |
| Tabela 5.20:- Variações dos Custos (US\$1000) dos 24 S_{eq}^I Pré-selecionados | 234 |
| Tabela 5.21: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição Por Dois Anos | 235 |
| Tabela 5.22: Ceis Diante da Postergação de Duas Adições Por Dois Anos | 235 |
| Tabela 5.23: Ceis Diante da Postergação de Três Adições Por Dois Anos | 235 |
| Tabela 5.24: Datas de Adições dos Reforços dos 12 S_{eq}^I Pré-selecionados..... | 237 |
| Tabela 5.25: Ordenação das AET e Variações dos Custos Incrementais Equivalentes | 239 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 5.26: Datas de Adições dos Reforços das Sete AET Pareto-Ótimas | 241 |
| Tabela 5.27: Variações dos Custos (US\$1000) dos Sete S_{eq}^I Pareto-Ótimos | 241 |
| Tabela 5.28: Datas de Adições de Reforços dos Sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} , S_{eq}^{RS} e S_{eq}^{PO} | 249 |
| Tabela 5.29: Variações dos Custos dos Sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} (1000 US\$) | 249 |
| Tabela 5.30: Índices de Confiabilidade Globais nos Dois Primeiros Anos | 252 |
| Tabela 5.31: Subestações Afetadas nos Sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} | 252 |
| Tabela 5.32: Índices de Confiabilidade do Consumidor 230 kV Salgema | 253 |

Capítulo 6

Anexo I

Anexo II

| | |
|--|-----|
| Tabela II.1 - Dados Estocásticos das Linhas de Transmissão | 275 |
| Tabela II.2 - Taxas de Falhas de Transformador, Autotransformadores e Reator | 276 |
| Tabela II.3 - Dados Estocásticos de Equipamentos - Tensão de 500 kV | 276 |
| Tabela II.4 - Dados Estocásticos de Equipamentos - Tensões de 230 e 138 kV | 276 |
| Tabela II.5 - Número de Patamares Analisados para a Curva de Carga | 278 |
| Tabela II.6 - Impacto nos Índices de Confiabilidade da Rede de Transmissão | 279 |
| Tabela II.7 - Modelo de Curva de Carga de Três Patamares | 281 |
| Tabela II.8 - Custos de Vãos e Conexões | 281 |
| Tabela II. 9 – Custos Unitários de Reator e de Autotransformador | 281 |
| Tabela II. 10 Custos Unitários de Linhas de Transmissão | 281 |

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Listas de Abreviaturas e Símbolos

Listas de Abreviaturas

- ABCA – Abordagem baseada em comparação de alternativas.
- ABIC – Abordagem baseada em índice de confiabilidade.
- ABTI – Abordagem baseada em trade-off e indicador de mérito econômico.
- ABVC – Abordagem baseada no valor da confiabilidade.
- ACE – Árvore de configurações evolutivas.
- AET – Alternativa de expansão da transmissão.
- AET* – Alternativa de expansão da transmissão Pareto-ótima.
- APT – Árvore de Planejamento da transmissão.
- APTE – Árvore de planejamento da transmissão expandida.
- ANASIN – Análise de Síntese de Redes de Transmissão (Modelo Computacional).
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.
- BLT – Benefício líquido total.
- BT – Benefício total.
- CD – Conjunto de decisão.
- CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais.
- CENS – Custo da expectativa de energia não suprida.
- CEPEL – Centro de pesquisa de energia elétrica.
- CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico.
- CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.

CIC – Custo incorrido pelo consumidor.

CIP – Custo de investimento mais perdas ativas.

CIS – Custo incorrido pelo sistema.

CST – Confiabilidade de Sistemas de Transmissão.

CONF – Análise de confiabilidade sob a ótica de adequação.

CPPR – Critério de parada de postergação de reforços.

CTEM – Comitê Técnico para Elaboração do Mercado.

CTST – Comitê Técnico para Estudos dos Sistemas Elétricos.

CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista.

DINA – Análise dinâmica.

DNAEE – Departamento Nacional de Energia Elétrica.

DOMI – Análise de dominância.

DP – Duração dos problemas na rede de transmissão.

ECON – Análise econômica comparativa de alternativas.

EENS – Expectativa de energia não suprida.

EIR – Índice de confiabilidade de energia.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPNS – Expectativa de potência não suprida.

ETD – Energia total demandada pela carga do sistema.

FEE – Fronteira de eficiência econômica.

FP – Frequência de problemas na rede de transmissão.

FPCE – Fluxo de potência em condição de emergência.

FPCN – Fluxo de potência em condição normal.

FURNAS – Centrais Elétricas S.A.

GCOI – Grupo Coordenador da Operação do Sistema Interligado.

GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico.

GTCP – Grupo de Trabalho para Estabelecimento de Critérios de Planejamento.

GTCC – Grupo de Trabalho de Curva de Carga.

HIER – Análise de hierarquização de AET heterogêneas.

HPCP – Horizonte de planejamento de curto prazo.

HPLP – Horizonte de planejamento de longo prazo.

HPMP – Horizonte de planejamento de médio prazo.

IS – Índice de severidade do sistema.

LC – Lista de candidatos.

LOLD – Duração de perda de carga.

LOLE – Expectativa de perda de carga.

LOLF – Frequência de perda de carga.

LOLP – Probabilidade de perda de carga.
MAE – Mercado atacadista de energia.
MME – Ministério de minas e energia.
MODCAR – Modelo Computacional para Elaboração de Curvas de Carga.
NAR – Núcleos de articulações regionais.
NC – Nível de confiabilidade.
NH – Níveis hierárquicos.
NH0 – Nível hierárquico zero.
NH1 – Nível hierárquico um.
NH2 – Nível hierárquico dois.
NH3 – Nível hierárquico três.
NL – Número de ramos.
NR – Nível de risco.
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PDT – Planejamento determinativo da transmissão.
PIE – Produtor independente de energia elétrica.
PET – Planejamento da expansão da transmissão.
PIT – Planejamento indicativo da transmissão.
PP - Probabilidade de problemas na rede de transmissão.
SIESE – Síntese de informações empresariais do setor de energia elétrica.
SINTRA – Síntese interativa de redes de transmissão.
SME – Secretaria de minas e energia do MME.
TRAN – Análise de transitórios eletromagnéticos.
VECO - Análise do valor econômico da confiabilidade.
XL0L – Expectativa condicionada de perda de carga.
VABLT – Valor atual do benefício líquido total.
VECO – Análise do valor econômico da confiabilidade.

Lista de Símbolos

Capítulo 1

Capítulo 2

B – matriz de susceptâncias.

CME – Custo marginal de expansão da energia.

CMP – Custo marginal de expansão da ponta.

D – vetor de demandas nos barramentos.

G – vetor de injeções de potências ativas em cada barramentos.

Fc – Fator de carga do sistema.

Fp – Fator de potência do sistema.

H – Horizonte de planejamento.

NB – número de barramentos da rede de transmissão.

R – Ramo da rede de transmissão.

S - matriz de incidência de circuitos.

t – Ano do horizonte de planejamento.

v – Vida Útil dos Equipamentos.

$CAI_t^{RI \rightarrow j}$ - Custo anual do reforço adicionado para eliminar a sobrecarga do ramo "kl".

CAI_t^a - Custo anual de investimento associado a cada AET formulada "a".

CAP_t^a - Custo anual de potência de perdas ativas associado a cada AET formulada "a".

$CINV_t^a$ - Custo anual de investimento associado a cada AET formulada "a".

$CINV_{ABCA}^a$ - Custo de investimento de cada AET formulada "a" obtido mediante a ABCA.

$CPPA_{ABCA}^a$ - Custo de perda ativa de cada AET formulada "a" obtido mediante a ABCA.

$CTOT_{ABCA}^a$ - Custo total de cada AET formulada "a" obtido mediante a ABCA.

CT_t^a - Capacidade de transmissão anual associado a cada AET formulada "a".

D_k^{perdas} - k-ésimo elemento do vetor de perdas.

D_k e G_k - Componentes dos vetores D e G, respectivamente.

\bar{T}_{kl} - Fluxo máximo permitido no ramo "kl" conectado aos barramentos "k" e "l".

T_{kl} - Fluxo através do ramo "kl" candidato à adição de reforço.

\bar{G} - Vetor de capacidade de geração máxima permitido em cada barramento.

g_{kl} - Condutância do ramo "kl".

g_t^a - Vetor de restrições de igualdades do modelo não linear de cada AET formulada "a".

$g_t^{,a}$ - Vetor de restrições de igualdades do modelo não linear de cada AET formulada "a".

h_t^a - Vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores/ superiores das variáveis y_t^a .

$h_t^{,a}$ - Vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores/superiores das variáveis $y_t^{,a}$.

$ID_t^{RI \rightarrow kl}$ - Índice de desempenho do ramo "kl".

INV_t^a - Capital anual investido nas adições associado a cada AET formulada "a".

NC_t^a - Nível de confiabilidade anual associada a cada AET formulada "a".

P_{kl} – Potência de perda ativa no ramo “kl”.

PPA_t^a – Potência de perdas ativas associadas a cada AET formulada “a”.

$\Delta^- MW_t^{RI \rightarrow kl}$ - Redução da sobrecarga do ramo “kl”.

Rd_{ABCA} – Regra de Decisão adotada na ABCA.

Rd_{ANASIN} – Regra de Decisão adotada no Modelo ANASIN.

RT_t^a – Reserva de capacidade de transmissão associada a cada AET formulada “a”.

x_t^a – vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear de cada AET formulada “a”.

\underline{x}_t^a e \bar{x}_t^a - Limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle x_t^a .

x_t^a – Vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear de cada AET formulada “a”.

\underline{x}_t^a e \bar{x}_t^a - Limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle x_t^a .

y_t^a – Vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear de cada AET formulada “a”.

y_t^a – Vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear de cada AET formulada “a”.

z e w – Funções objetivos.

τ - Taxa de desconto.

γ_{kl} - Susceptância do ramo “kl” conectado aos barramentos “k” e “l”.

$K(k)$ - Conjunto de todos os ramos conectados ao barramento “k”.

θ - Vetor de ângulos das tensões dos barramentos.

θ_k - k-ésimo componente do vetor de ângulos θ .

\mathbf{b} - Vetor de susceptância da rede.

$\Delta \mathbf{b}$ - Vetor de variação na susceptância da rede devido à adição no ramo “kl” da rede.

$\Delta \mathbf{b}_{kl}$ - Variação na susceptância do ramo “kl” da rede.

r - Vetor de cortes de cargas nos barramentos.

$\bar{\psi}$ - Vetor de desvio angular máximo dos ramos “k” e “l”, dado por: $\bar{\psi}_{kl} = \bar{T}_{kl}/\gamma_{kl}$.

Capítulo 3

CE – Conjunto de EENS produzidas pela combinação dos estados de falhas que compõem a i-ésima interrupção.

Cl – Classe de consumidores.

Cuf – Custo unitário de falha (ou de interrupção).

E – Espaço de estados.

E’ – Subconjunto do espaço de estado “E”.

N - Conjunto de todas as possíveis taxas de saída do estado “i”.

P – Variável que representa o preço da energia elétrica.

V – Outras variáveis independentes que podem afetar a demanda de energia elétrica.

Y – Variável que representa a magnitude da atividade econômica.

BLT_t^a – Benefício líquido total associado a cada AET formulada "a".

BT_t^a – Benefício total associado a cada AET formulada "a".

CAI_t^a – Custo anual de investimento associado a cada AET formulada "a".

CAP_t^a – Custo anual de PPA associado a cada AET formulada "a".

$Cck(T_i)$ – Custo unitário da k -ésima classe de consumidores.

$CENS_t^a$ – Custo anual da EENS associado a cada AET formulada "a".

$CINV_{ABIC}^a$ – Custo de investimento de cada AET formulada "a" obtido mediante a ABIC.

CIP_t^a – Custo anual de investimento mais perdas ativas de cada AET formulada "a".

$CPPA_{ABIC}^a$ – Custo de perda ativa de cada AET formulada "a" obtido mediante a ABIC.

$CTOT_{ABIC}^a$ – Custo total de cada AET formulada "a" obtido mediante a ABIC.

D_t – Duração de permanência do sistema no estado "i".

D_{max} – Demanda máxima do sistema.

D_t – Função demanda de energia atendida em cada ano.

D_t^* – Nível ótimo da demanda de energia atendida em cada ano.

$EENS_t^a$ – Expectativa de energia não suprida associado a cada AET formulada "a".

$EENS_{min}$ – Nível mínimo aceitável para a EENS (definido *a priori*).

$EENS^*$ – Nível ótimo da energia não suprida.

E_i – Conjunto de EENS produzidas pela combinação dos estados de falhas que compõem a i -ésima interrupção.

EIR – Nível ótimo do índice de confiabilidade de energia..

$E(.)$ – Operador valor esperado.

$f(.)$ – Operador função.

$F(s)$ – Função teste do estado "s".

F_i – Frequência de saída do estado "i" do sistema;

f_i – Porção de F_i que não ultrapassa a fronteira entre o conjunto de estados com perda de carga e sem perda de carga.

F_{inf} e F_{sup} – Limites inferior e superior estimados para $F(s)$, respectivamente, com $s \notin E'$.

fp_k – Participação da k -ésima classe consumidora na demanda total.

g_t^a – Vetor de restrições de igualdades do modelo não linear de cada AET formulada "a".

h_t^a – Vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores/superiores das variáveis y_t^a .

NC_t^a – Nível de confiabilidade anual associado a cada AET formulada "a".

NC_{Min} – Nível de confiabilidade mínimo aceitável.

NR_t^a – Nível de risco anual associado a cada AET formulada "a".

NR_{Max} – Nível de risco máximo aceitável.

$P(s)$ – Probabilidade do vetor de estado "s".

$P(s_i)$ – Probabilidade de ocorrência do i -ésimo estado "s".

$P(E')$ – Probabilidade acumulada dos estados $s \in E'$.

p_i – Probabilidade do i -ésimo estado operativo do sistema

Rd_{ABIC} – Regra de decisão adotada na ABIC.

s – Vetor de estados do sistema.

T_i – Duração da i -ésima interrupção.

x_t^a – Vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear de cada AET formulada "a".

\underline{x}_t^a e \overline{x}_t^a – Limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle x_t^a .

y_t^a – vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear de cada AET formulada "a".

w_k – Participação da k -ésima classe consumidora.

λ – Taxa de falha de um equipamento modelado a dois estados.

$\lambda_{12}, \lambda_{13}, \lambda_{23}$ – Taxas de falhas de um equipamento modelado a três estados.

μ – Taxa de reparo de um equipamento modelado a dois estados.

$\mu_{12}, \mu_{13}, \mu_{23}$ – Taxas de reparos de um equipamento modelado a três estados.

$\lambda_1, \lambda_2, \mu_1,$ e μ_2 – Taxas de falha e reparo das saídas independentes de cada circuito.

λ_{12c} – Taxa de falha de modo comum com reparo simultâneo.

$\lambda_{12c'}$ – Taxa de falha de modo comum com reparo não simultâneo.

μ_{12c} – Taxa de reparo para saída de modo comum.

λ_{ij} – Taxa de transição entre quaisquer níveis de carga (estados "i" e "j").

λ_k – Taxa de saída do componente correspondente ao i -ésimo estado operativo;

Δ – Conjunto de todos os estados operativos do sistema com corte de carga.

ΔC_i – Corte de carga no i -ésimo estado operativo da rede de transmissão.

ΔD_t – Variação incremental na demanda de energia.

$\Delta EENS_t^a$ – Variação incremental anual do nível da EENS.

β – Conjunto de todos os estados da rede de transmissão com violações.

∂ – Operador de derivada parcial.

Capítulo 4

Ceis – Custo equivalente de interrupção do sistema.

Cuf – Custo unitário de interrupção de fornecimento de energia elétrica.

Cup – Custo médio unitário de perda ativa na transmissão.

D_t – Função demanda de energia elétrica associada ao ano "t".

P – Período de postergação.

q – Quantidade de adições de reforços de transmissão.

Rd_{ABTI} – Regra de decisão adotada na ABTI.

t – Ano do período de estudo.

τ – Taxa de desconto.

v – Vida útil do equipamento.

CIP_t^I e CIP_t^{RI} – Custos de investimentos mais perdas ativas.

$CENS_t^I$ e $CENS_t^{RI}$ – Custos anuais incorridos pelos consumidores dos sistemas S_t^I e S_t^{RI} .

$CENS_t^a$ – Custo da expectativa da energia não suprida anual de cada AET formulada “a”.

$CENS_{eq}^a$ – Custo equivalente da EENS de cada AET formulada “a”.

CAP_t^a – Custo anual de PPA associado a cada AET formulada “a”.

$CPPA_{eq}^a$ – Custo de PPA equivalente associado a cada AET formulada “a”.

$CINV_t^{RI}$ – Custos de investimentos anuais realizados nos sistemas S_t^{RI} .

$CINV_t^{RS}$ – Custos de investimentos anuais realizados nos sistemas S_t^{RS} .

$CINV_t^I$ – Custos de investimentos anuais realizados nos sistemas S_t^I .

$CINV_{eq}^a$ – Custo de investimento equivalente associado a cada AET formulada “a”.

$CINV_t^a$ – Custo anual de investimento associado a cada AET formulada “a”.

$CTOT_{eq}^a$ – Custo total equivalente associado a cada AET formulada “a”.

$CTOT_{eq}^{I*}$ – Custo total equivalente associado a cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

$CPPA_{eq}^{I*}$ – Custo de PPA equivalente associado a cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

$CENS_{eq}^{I*}$ – Custo da EENS equivalente associado a cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

CT_t^{RS} – Capacidade anual de transmissão do sistema superior S_t^{RS} .

CT_t^I – Capacidade anual de transmissão do sistema intermediário S_t^I .

$EENS_{eq}^a$ – Energia não suprida equivalente associada a cada AET formulada “a”.

$EENS_t^a$ – Energia não suprida anual associada a cada AET formulada “a”.

$EPNS_{eq}^a$ – Expectativa de potência não suprida equivalente de cada AET formulada “a”.

$EPNS_t^a$ – Expectativa de potência não suprida anual associada a cada AET formulada “a”.

$EENS_{eq}^{I*}$ – Expectativa de EENS equivalente associada a cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

$EENS_{eq}^{I(ot)}$ – Expectativa de EENS equivalente associada a cada AET Ótima.

$EENS_{eq(min)}^{I*}$ – Mínima EENS equivalente dentre as AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

$FRC(\tau, v)$ – Fator de recuperação do capital.

IC_t^I e IC_t^{RI} – Índices de confiabilidade anuais dos sistemas S_t^I e S_t^{RI} .

IME_{eq}^{I*} – Índice de mérito econômico equivalente associado a cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

IME_{eq}^a – Índice de mérito econômico equivalente associado a cada AET formulada “a”.

$IME_{eq}^{I(ot)}$ – Índice de mérito econômico equivalente associado a AET Ótima.

$IME_{eq(max)}^{I*}$ – Máximo IME equivalente dentre as AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.

- $LOLE_t^a$ - Expectativa de perda de carga anual de cada AET formulada "a".
- $LOLE_{eq}^a$ - Expectativa de perda de carga equivalente de cada AET formulada "a".
- $LOLP_{eq}^a$ - Probabilidade de perda de carga equivalente associada a cada AET formulada "a".
- $LOLP_t^a$ - Probabilidade de perda de carga anual associada a cada AET formulada "a".
- $LOLF_{eq}^a$ - Freqüência de perda de carga equivalente associada a cada AET formulada "a".
- $LOLF_t^a$ - Freqüência de perda de carga anual associada a cada AET formulada "a".
- $LOLD_{eq}^a$ - Duração de perda de carga equivalente associada a cada AET formulada "a".
- $LOLD_t^a$ - Duração de perda de carga anual associada a cada AET formulada "a".
- PPA_{eq}^a - Potência de perda ativa equivalente associada a cada AET formulada "a".
- PPA_t^a - Potência de perda ativa anual associada a cada AET formulada "a".
- RT_t^{RS} - Reserva de capacidade de transmissão anual do sistema superior S_t^{RS} .
- RT_t^{RI} - Reserva de capacidade de transmissão anual do sistema inferior S_t^{RI} .
- RT_t^I - Reserva de capacidade de transmissão anual do sistema intermediário S_t^I .
- S_t^{RS} - Sistemas de referência superior.
- S_t^{RI} - Sistemas de referência inferior.
- S_t^I - Sistemas intermediários.
- $XLOL_{eq}^a$ - Expectativa condicionada de perda de carga equivalente de cada AET "a".
- $XLOL_t^a$ - Expectativa condicionada de perda de carga anual de cada AET "a".
- x_t^{I*} - Vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência não linear de cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.
- y_t^{I*} - Vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência não linear de cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.
- g_t^{I*} - Vetor de restrições de igualdades do modelo de fluxo de potência não linear de cada AET Pareto-ótima $I^* \varepsilon a$.
- h_t^{I*} - Vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores/superiores das variáveis y_t^{I*} .
- \underline{x}_t^{I*} e \overline{x}_t^{I*} - Limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle x_t^{I*} .
- $\Delta^-CINV_{eq}^a$ - Redução do custo de investimento equivalente de cada AET formulada "a".
- $\Delta^+CPPA_{eq}^a$ - Acréscimo do custo de PPA equivalente associada a uma AET formulada "a".
- $\Delta^+CENS_{eq}^a$ - Acréscimo do custo de EENS equivalente associada a uma AET formulada "a".
- $\Delta^+CMWh_{eq}^a$ - Acréscimo do custo de EENS equivalente mais PPA de cada AET formulada "a".

Capítulo 5

Anexo I

- B - Matriz reduzida de susceptâncias;
 D - Vetor de demanda dos barramentos;
 G - Vetor de injeções de potência ativa dos barramentos;
 R - Vetor do corte de carga dos barramentos;
 S - Matriz de incidência dos ramos;
 x_i - Capacidade do i-ésimo componente do sistema.
 θ - Vetor de ângulos de tensão das barras;
 \bar{T}_{ij} - Fluxo máximo permitido do ramo i-j;
 γ_{ij} - Susceptância do ramo i-j
 $\bar{\psi}$ - Vetor de desvio angular máximo dos ramos, dado por $\bar{\psi}_{ij} = \bar{T}_{ij} / \gamma_{ij}$;
 \bar{g} - Vetor de capacidade de geração máximo das barras;
 $\pi_d, \pi_g, \pi_r, e \pi_\psi$ - Multiplicadores de Lagrange;
 θ_k^* e θ_l^* - Ângulos das tensões nos barramentos "k" e "l" na solução ótima do MCD;
 x_B - variáveis básicas;
 z^* - Valor ótimo da função objetivo;
 A_B - Base ótima;
 c_B - Vetor de custos básicos;
 x_B^* - Solução básica ótima.

Anexo II

Capítulo 1

Introdução

1.1 Estrutura Emergente no Setor Elétrico

A indústria de energia elétrica, a partir dos anos 70, e mais intensamente na década de 80, vem passando por um processo de reestruturação em diversos países do mundo. Em alguns países, como o Chile e a Inglaterra (ambos na década de 80), a Finlândia (em 1992), a Noruega (em 1992), Argentina (em 1992), estas reformas já foram implementadas e em outros, como no Brasil, o processo de reforma foi iniciado em 1995 e está sendo conduzido pelo **Ministério de Minas e Energia - MME**.

De modo geral, estas reformas diferem em ritmo e intensidade de acordo com a realidade de cada país, em função de aspectos como recursos naturais, tradição institucional e estilos de política e têm por objetivo alcançar uma maior eficiência de longo prazo no setor.

As ações mais expressivas adotadas para alcançar este propósito têm sido através da introdução da competição no segmento de **Geração** de energia elétrica, como forma de reduzir os custos de produção de energia elétrica.

Já a expansão do segmento de **Transmissão** de energia elétrica, no qual é permitido o livre acesso ao sistema de transmissão, e devido a sua característica de monopólio natural, será conduzida em um ambiente fortemente regulado pelo **Governo Federal**, para permitir que o consumidor final se aproprie de parte dos ganhos de produtividade advindos da reforma industrial.

Na nova indústria de eletricidade brasileira, entre as entidades emergentes inclui-se o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico – **CCPE**, criado pela Portaria N^o 156 do MME de 10/05/1999 com as seguintes responsabilidades relacionadas com a rede básica de transmissão:

- Desenvolvimento do Planejamento Determinativo da Transmissão – **PDT**, no horizonte de planejamento de médio prazo – **HPMP**, e do Planejamento Indicativo da Transmissão – **PIT**, no horizonte de planejamento de longo prazo – **HPLP**. A natureza deste planejamento é normativa, significando que a expansão do parque gerador tem caráter indicativo;
- Definição dos encargos de uso da rede de transmissão, como elementos indutores da localização das novas fontes de geração de energia elétrica.

1.1.1 Estrutura Organizacional da Nova Indústria

As Figuras 1.1, 1.2 e 1.3 apresentadas a seguir ilustram, de forma esquemática e simplificada, o inter-relacionamento do CCPE com as outras entidades da nova indústria de energia elétrica, indicando os ambientes: estratégico, indicativo e determinativo, e onde se inserem as atividades do PDT e do PIT. As novas entidades e atribuições são:

- **ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica

È o agente regulador federal do setor elétrico brasileiro, com a atribuição de supervisionar a implementação de um mercado competitivo na nova indústria de eletricidade, e foi criada em 1996 para substituir o antigo Departamento Nacional de Energia Elétrica - **DNAEE**.

A diferença fundamental entre estes dois órgãos reside no fato de que a ANEEL tem recursos e pessoal próprio, enquanto o DNAEE dependia da cessão de técnicos das empresas do setor elétrico.

Tal como a CCPE, a ANEEL também está subordinada ao MME, através da Secretaria de Minas e Energia - **SME**, enquanto seu conselho de administração é composto dos representantes das empresas de geração, transmissão e distribuição.

A ANEEL é responsável por adjudicar contratos de implementação de adições de reforços de transmissão, os quais recaem em uma das seguintes classificações:

- ✓ Concessão – Quando o projeto de transmissão pertence ao programa normativo, e pode ser oferecido à concorrência pública geral;

- ✓ Autorização – Quando o projeto de transmissão faz parte do PIT ou é outorgado a uma concessionária com uma área de licenciamento, sem concorrência pública;
- ✓ Permissão – Quando o projeto de transmissão não pertence, necessariamente, ao programa normativo, mas a permissão de implantação é dada, apenas em casos excepcionais.

➤ **MAE – Mercado Atacadista de Energia**

Foi criado pela Lei N^o. 9648 de 27/05/1998 e regulamentado pelo Decreto N^o. 2655 de 02/07/1998. É um órgão independente e tem a responsabilidade da operação em grande escala do mercado de energia elétrica.

Atualmente, os seus membros estão desenvolvendo as regras de mercado de energia, sendo que os contratos de mercado terão suas operações comerciais iniciadas em 2002. Até esta data, os contratos de mercado energia existentes entre as empresas continuam em vigor.

➤ **ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico**

Foi estabelecido em 1998 e assumiu as responsabilidades operativas de toda a rede básica brasileira com nível de tensão igual e superior a 230 kV em março de 1999 com a entrada em operação da interligação Norte-Sul, na tensão nominal de 500 kV.

Tem, também, como atribuição sugerir ao CCPE melhorias para a rede básica, baseadas na sua experiência operativa de curto prazo das redes de transmissão do país.

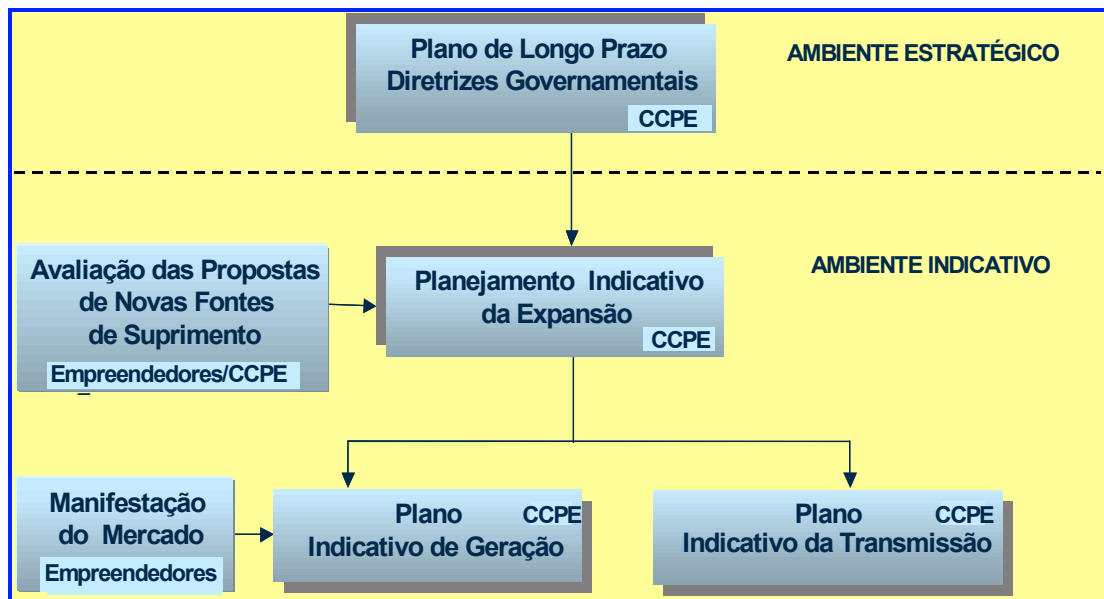


Figura 1.1: Ambiente Estratégico - Inter-relacionamento do CCPE com os Agentes

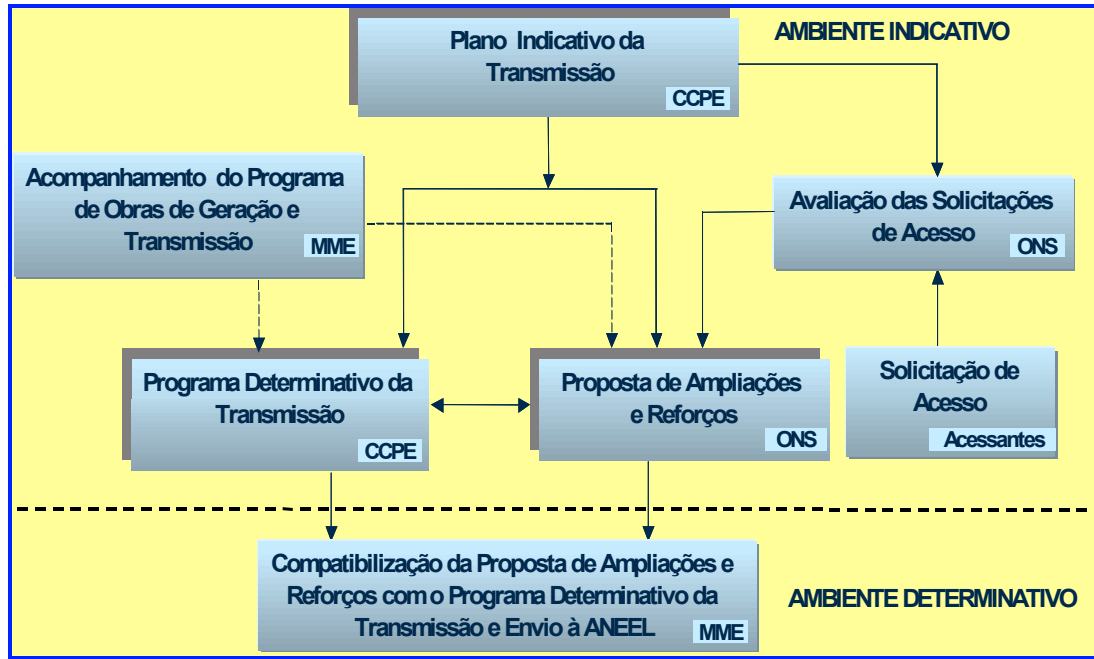


Figura 1.2: Ambiente Indicativo - Inter-relacionamento do CCPE com os Agentes

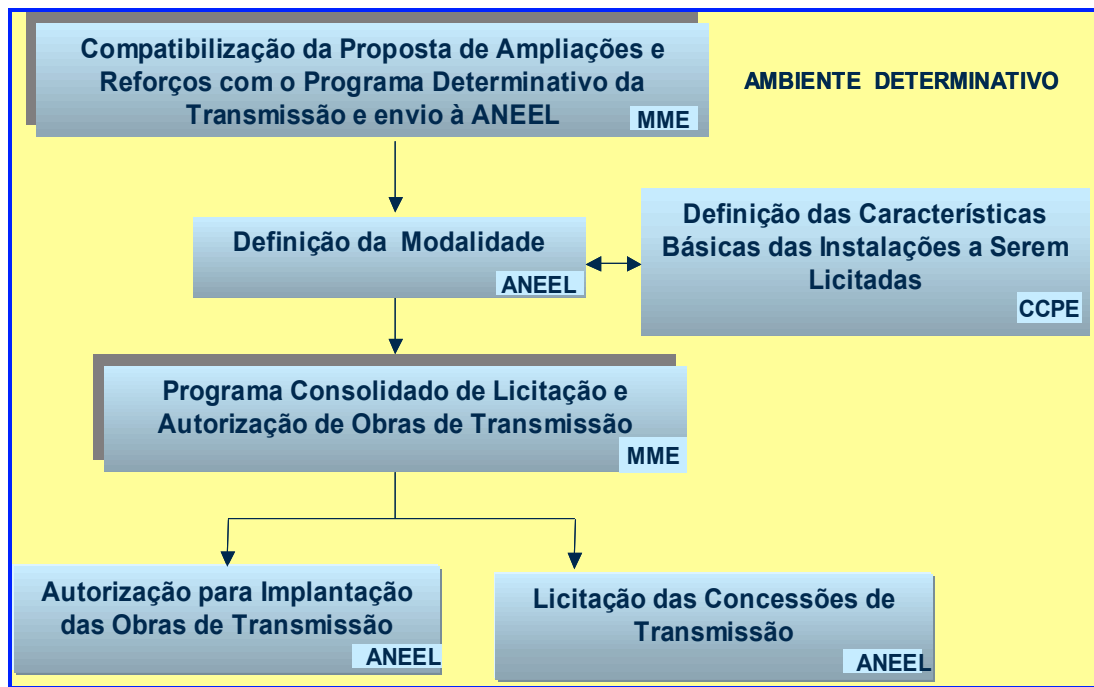


Figura 1.3: Ambiente Determinativo - Inter-relacionamento do CCPE com os Agentes

1.2 Novos Desafios do Planejamento da Expansão

Neste novo ambiente setorial fica evidente que a rentabilidade do negócio de energia elétrica, passa decisivamente pela necessidade de alocação otimizada dos investimentos de transmissão. Logo, o conceito de planejamento a custo mínimo difere substancialmente da antiga estrutura tradicional e normativa do setor elétrico brasileiro, quando comparada à atual estrutura competitiva.

1.2.1 Necessidade de Otimização da Expansão

O Planejamento da Expansão da Transmissão - **PET** pode ser estático, produzindo respostas às questões **Quais** e **Onde**, ou dinâmico (a multiestágios de tempo), que deve responder adicionalmente a questão **Quando** realizar as adições de reforços de transmissão, em função do plano definido para a expansão do parque gerador e do crescimento previsto para o mercado de energia.

A obtenção destas respostas é uma tarefa de extrema complexidade, visto que posergar reforços implica na redução dos custos de investimentos e de perdas ativas, porém haverá uma redução da confiabilidade, seguida de um aumento dos custos das interrupções de fornecimento de energia (valor da confiabilidade).

Portanto, o grau de acertos na identificação da solução de mínimo custo decorrentes destas respostas terá impacto tanto no dimensionamento da reserva de capacidade de transmissão quanto no estabelecimento do preço final da tarifa de energia elétrica a ser estabelecido para os consumidores.

Devido à sua elevada complexidade, o problema do PET tem sido tratado pelas empresas do setor de forma isolada, através dos seguintes de estudos: fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade, confiabilidade e por último de uma análise econômica.

A execução destas análises de regime permanente, dinâmico e transitório, aliada ao conhecimento e experiência do especialista em planejamento, permite determinar uma seqüência satisfatória de adições de reforços para a rede de transmissão, porém não necessariamente corresponde a solução ótima do problema.

A busca da solução ótima para o problema do PET a multiestágios de tempo tem sido amplamente estudada pelos pesquisadores. Entretanto, apesar dos substanciais avanços alcançados em anos recentes, os modelos de otimização propostos ainda pecam pela baixa relação de compromisso entre a desejada precisão na simulação de desempenho da rede e o uso de simplificações para viabilizar a utilização das técnicas de otimização disponíveis.

1.2.2 Desafios Emergentes da Nova Indústria

A imprecisão dos resultados advindos das metodologias que se baseiam exclusivamente em programação matemática e o elevado montante de investimentos de capital necessário para expansão da transmissão tem motivado o desenvolvimento de metodologias compatíveis com as exigências da nova indústria de energia elétrica, com a finalidade de se obter a seqüência ótima de adições de reforços.

Independentemente da utilização ou não de técnicas de otimização sofisticadas, é importante, e necessário, envidar esforços no sentido de desenvolver uma estrutura matemática que permita apontar para a seqüência ótima global de adições dos reforços.

A aplicação de uma função objetiva mais precisa e abrangente, que considere as diversas naturezas de custos e benefícios econômicos envolvidos, juntamente com um conjunto de restrições adequadas e eficientes, pode ser perfeitamente viabilizada a partir de métodos, modelos e critérios de decisões adequadas e mais eficientes, do ponto de vista dos requisitos exigidos pela da nova indústria de energia elétrica.

1.3 Abordagem Metodológica Proposta

Neste trabalho de dissertação é apresentado o desenvolvimento de estrutura matemática, composta de um conjunto de métodos, critérios e regras de decisão, que permite definir a seqüência ótima de adições de reforços de transmissão. Esta definição tem como principal dificuldade o fato de ser combinatorial e de grande escala, visto que o número de possibilidades de configurações evolutivas a serem analisadas cresce exponencialmente com o porte da rede de transmissão.

A principal motivação que levou ao desenvolvimento desta estrutura matemática surgiu da necessidade de atender aos requisitos exigidos pela desregulamentação da indústria de energia elétrica brasileira e da abertura à entrada do capital privado. Em um ambiente competitivo, a expansão da transmissão deve ter como guia o PDT de custo mínimo. Este planejamento deve:

- Garantir padrões de qualidade ao fornecimento de energia;
- Nortear corretamente as adições de reforços de transmissão mais econômicas e eficientes para a rede de transmissão;
- Identificar os possíveis pontos vulneráveis e estabelecer regras para as tarifas do setor elétrico.

Neste contexto, a estrutura matemática utilizada pela abordagem metodológica desenvolvida torna-se de grande aplicação.

Estes requisitos exigem critérios de dimensionamentos mais flexíveis e que levem em consideração modelos probabilísticos de falhas dos componentes e custos das interrupções de fornecimento de energia na regra de decisão utilizada para escolha da Alternativa de Expansão da Transmissão - **AET** de custo mínimo global.

A garantia da exploração combinatorial da seqüência de adições e da seleção das configurações evolutivas de custo mínimo global é obtida através da utilização de uma sistemática de combinações de postergações dos reforços candidatos a serem adicionados à rede de transmissão, na área de interesse.

A partir da estrutura matemática desenvolvida torna-se possível obter para a seqüência ótima de adições de reforços, a correspondente tarifa média de expansão (custo marginal de longo prazo, ou de expansão) desagregada em parcelas que irão remunerar os custos envolvidos (tarifa por custo de investimentos e tarifa por custo de interrupção), cobrindo, portanto, os custos decorrentes da expansão da transmissão.

Com a aplicação da abordagem metodológica desenvolvida neste trabalho de dissertação, por utilizar um enfoque de natureza econômica-probabilística, a qualidade da solução obtida é significativamente superior às soluções apontadas pelas abordagens baseadas:

- Em enfoques puramente determinísticos ou probabilísticos, as quais permitem obter apenas soluções de boa qualidade, porém de ótimos locais;
- Em heurísticas matemáticas, tal como a **Busca Tabu**, que por carecer da definição de uma estrutura matemática demonstrativa não permite a garantia da convergência para a solução de ótimo global para o problema do PET a multiestágios de tempo (permite apenas obter soluções ótimas locais satisfatórias);
- Em método automático de análise de síntese de rede, tal como o **ANASIN** - Análise de Síntese de Redes, que apenas permite obter AET indicativas para posterior análise mais criteriosa e consistente, em virtude das seguintes simplificações utilizadas:
 - ✓ Cálculo das distribuições de fluxos de potências na rede de transmissão realizado através de um modelo linearizado;
 - ✓ Cálculo das potências de perdas ativas na rede de transmissão realizado de forma simplificada;
 - ✓ Critério de adições de reforços baseado no critério de confiabilidade de "N-0" componentes da rede de transmissão;

- ✓ Critério de adições de reforços baseado em cálculo simplificado de sensibilidades (critério de mínimo esforço), o qual, em certas situações, conflita com o critério de benefício/custo.
- ➔ No valor da confiabilidade, que permite definir a seqüência de adições de reforços, resultando em uma solução de ótimo local, porém com qualidade bastante superior às obtidas pelas abordagens anteriores.

1.3.1 Modelo de Formulação das Alternativas

O modelo proposto, em consonância com a necessidade de estabelecer a seqüência ótima das adições de reforços de transmissão, faz uso de uma estratégia de combinações de postergações de adições de reforços da rede de transmissão, com o objetivo de formular possíveis AET tecnicamente viáveis para a rede de transmissão em estudo.

Para alcançar tal objetivo, são utilizadas, como referências superiores, as configurações evolutivas dimensionadas para atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes e, como balizamentos inferiores, as configurações dimensionadas pelo critério de confiabilidade de "N-0" componentes.

Através desta sistemática de postergações de adições de reforços é explorada a natureza combinatorial exigida pela solução ótima para o problema do PET a multiestágios de tempo. Como resultado desta sistemática de postergações emergem as seguintes grandezas anuais, associadas às configurações evolutivas:

- ➔ **Quando e Quais** adições de reforços candidatos são implantadas na rede;
- ➔ Índices de confiabilidade, traduzidos em termos de freqüência, duração e probabilidade de perda de carga, bem como as expectativas de potências e energias não supridas;
- ➔ Potências de perda ativas;
- ➔ Custos de investimentos, de perdas ativas e das expectativas de interrupções.

1.3.2 Critério de Redução da Árvore de Configurações

Naturalmente, com esta estratégia de formulação de AET tecnicamente viáveis, espera-se que seja gerada uma Árvore de Configurações Evolutivas - **ACE** muito ramificada. Para evitar a explosão combinatorial resultante da sistemática de combinações de postergações de reforços é introduzido um mecanismo de redução dos ramos da ACE denominado de Critério de Parada de Postergação de Reforços - **CPPR**.

O CPPR, que tem como principal objetivo eliminar as postergações de adições de reforços que resultam em elevados custos de interrupções, faz uso do conceito do Custo Equivalente de Interrupção do Sistema – **Ceis**, o qual tem a mesma dimensão do Custo Unitário de Interrupção - **Cuf** (US\$/MWh).

Com a concepção do indicador econômico Ceis, torna-se possível inferir que a condição de parada de postergação de adições de reforços ocorre quando a relação de custos unitários $\text{Ceis} \leq \text{Cuf}$ é atendida. Isto significa que é possível avaliar até que ponto é economicamente vantajoso adiar as adições de um ou mais reforços de transmissão.

Em última análise, a aplicação desta relação consiste de um critério de pré-seleção de AET, onde o número de anos que uma ou mais adições de reforços de transmissão podem ser adiados é obtido através de uma análise comparativa entre a redução dos custos de investimentos, resultante dos adiamentos dos reforços, e os custos incrementais das EENS decorrentes das postergações dos reforços.

Neste contexto, percebe-se que o parâmetro Ceis tem a capacidade de identificar e eliminar, durante o processo de formulação de alternativas de configurações evolutivas, as adições de reforços economicamente inferiores, as quais apresentam elevados níveis de reserva de capacidade e, conseqüentemente, baixos níveis de confiabilidade.

Chama-se a atenção de que, além da estrutura matemática de redução de ramificação da ACE, uma outra característica que foi explorada durante a sistemática de formulação de AET, consiste em evitar combinações de adições dos reforços previstos para atendimento ao crescimento do mercado de outra área da rede de transmissão.

1.3.3 Modelo do Índice de Confiabilidade e de Perdas

Os valores das Expectativas de Energias Não supridas - **EENS** das Potências de Perdas Ativas - **PPA** são normalmente variáveis ao longo dos anos do horizonte de estudo do número de patamares da curva de carga adotada nas análises de confiabilidade e de fluxo de potências, o que torna difícil o traçado da curva de Trade-off Custo x EENS.

1.3.3.1 Modelo de Índice de Confiabilidade Equivalente

Diante das constatações citadas acima, o desenvolvimento deste modelo teve como principal objetivo espelhar as variações anuais das EENS, em termos de um valor econômico equivalente e constante, denominado no desenvolvimento da metodologia de **EENS_{eq}**.

Definiu-se, então, o parâmetro $EENS_{eq}$ como sendo a energia não suprida cujo valor atual do seu custo iguala ao valor atual dos custos das EENS anuais inerentes à configuração evolutiva em análise.

Seguindo a mesma linha de raciocínio, foram estabelecidos os modelos dos outros índices de confiabilidade equivalentes, traduzidos em termos de Frequência de Perda de Carga ($LOLF_{eq}$), Duração de Perda de Carga ($LOLD_{eq}$) e Probabilidade de Perda de Carga ($LOLP_{eq}$), bem como as Expectativas de Potências Não Supridas ($EPNS_{eq}$) e Expectativas Condiionadas de Perda de Carga ($XLOLF_{eq}$).

1.3.3.2 Modelo de Perdas Ativas Equivalentes

O desenvolvimento deste modelo teve como principal objetivo espelhar as variações anuais das PPA, obtidas em função perfil da curva de carga adotada nas análises de confiabilidade, e traduzida em termos de um valor econômico equivalente e constante, denominado neste trabalho de dissertação de Potências de Perdas Ativas Equivalentes - PPA_{eq} .

Chama-se a atenção de que, o estabelecimento dos valores equivalentes associados às alternativas de configurações evolutivas formuladas faz uso do Custo Marginal de Expansão da Energia - CMEE, do Custo Marginal de Expansão da Demanda - CMED e do Fator de Perdas - FP.

Com esta concepção, o valor do $CPPA_{eq}$ mantém a filosofia inicial de cálculo, que consiste em refletir o custo médio de geração da região necessário para repor as perdas ativas ocorridas na rede de transmissão em análise.

1.3.4 Modelo de Custos Equivalentes

Uma vez que os valores equivalentes representativos das $EENS_{eq}$ e das PPA_{eq} espelham as variações anuais destes parâmetros, ao longo de todo o período de estudo, os custos associados são atualizados segundo uma mesma taxa de desconto e somados com os valores atuais dos custos de investimentos, de modo a produzir o valor atual dos custos equivalentes de cada alternativa de configurações evolutivas.

Com a introdução dos conceitos de custos equivalentes, o desenvolvimento deste modelo teve como principal objetivo permitir, para cada alternativa de seqüência de adições de reforços, a determinação do Valor Econômico da Alternativa - **VEA**.

Para cada VEA, permite inferir os valores dos Custos Incorridos pelo Sistema – CIS_{eq} , que correspondem ao somatório dos Custos de investimentos Equivalentes - $CINV_{eq}$ mais os Custos das Potências de Perdas Ativas Equivalentes - $CPPA_{eq}$, bem como os valores dos Custos Incorridos pelos Consumidores – CIC_{eq} , que estão relacionados aos Custos Equivalentes das Interrupções - $CENS_{eq}$.

A composição das parcelas de custos CIS_{eq} e CIC_{eq} forma o Custo Total Equivalente - $CTOT_{eq}$ representativo de cada AET, que juntamente com a $EENS_{eq}$, é realizada uma análise de Trade-off do tipo $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$, associados às configurações evolutivas que passaram pelo crivo do CPPR.

De posse dos valores de $CTOT_{eq}$ pode-se quantificar os impactos decorrentes das antecipações e das postergações das adições dos reforços, e também, análises adicionais de Trade-off dos tipos: $CTOT_{eq} \times LOLP_{eq}$, $CTOT_{eq} \times LOLF_{eq}$, $CTOT_{eq} \times LOLD_{eq}$, $CTOT_{eq} \times PPA_{eq}$.

1.3.5 Modelo de Indicador de Mérito Econômico

O desenvolvimento deste modelo teve como objetivo principal de hierarquizar as configurações evolutivas que passaram pelo crivo do CPPR, segundo a aplicação de um indicador denominado de Indicador de Mérito Econômico - IME_{eq} .

Este indicador é expresso por uma relação econômica incremental entre benefício e custo, onde o benefício econômico incremental representa o alívio financeiro resultante das postergações dos reforços. Já o custo incremental corresponde à degradação das condições operativas, em condições de contingências simples, decorrentes dos adiamentos das adições dos reforços.

Com o desenvolvimento deste conceito é possível capturar os comportamentos antagônicos das parcelas de custos ($CENS_{eq}$ e $CPPA_{eq}$ crescentes e $CINV_{eq}$ decrescentes) das AET com características bastante heterogêneas, bem como avaliar as conseqüências, positivas e negativas, de cada uma das postergações de adições de reforços.

Além de ordenar AET heterogênea o IME, do modo como foi concebido, identifica as AET que se localizam na curva de Trade-off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ e próximas a esta. Em última análise, a aplicação deste indicador consiste de um critério de pré-seleção de AET, onde as alternativas de configurações evolutivas próximas a curva de Trade-off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ (AET dominadas) são fortes candidatas a serem eliminadas.

Vale ressaltar-se que, o modelo matemático concebido para o IME prioriza, de forma eficiente e correta, as seqüências de adições de reforços de baixos custos de investimentos mais perdas ativas e cujo efeito sobre os consumidores são importantes.

1.3.6 Modelo de Identificação das AET Pareto-Ótimas

Este modelo foi desenvolvido com a finalidade de identificar as AET Pareto-ótimas, as quais se localizam na curva de Trade-off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ e, conseqüentemente, passaram pelo crivo do CPPR e pelo critério de dominância. Estas configurações pertencem ao que foi denominado, neste trabalho de dissertação, de Fronteira de Eficiência Econômica - **FEE**.

Em síntese, ele consiste de um mecanismo eficiente de pré-seleção das alternativas de configurações evolutivas economicamente superiores. Ele consiste de um método formal de construção de um conjunto reduzido de decisão - **CD**, de avaliação dos níveis de exposição aos riscos oferecidos pelas AET pré-selecionadas e de minimização dos mesmos.

A principal motivação que levou a utilização do método de Trade-off/Risco foi devido à necessidade de estabelecer uma estrutura matemática que permitisse contemplar de forma organizada várias alternativas de configurações evolutivas, com características bastante heterogêneas, no que diz respeito aos custos e ao nível de risco a ser assumido.

Isto, em essência, significa que a pré-seleção de alternativas de seqüências de adições de reforços de transmissão deve ser otimizada, levando em consideração critérios adicionais, além do critério de menor valor atual dos custos, uma vez que objetivos conflitantes surgem naturalmente no problema do PET, sendo necessárias análises de compromissos, ou seja, análises baseadas no método de Trade-off/Risco.

1.3.7 Modelo e Critério de Seleção da AET Ótima

Este modelo foi desenvolvido com o objetivo de identificar, entre as AET Pareto-ótimas, a seqüência de adições de reforços de transmissão que minimiza, simultaneamente, o valor do $CTOT_{eq}$ e a $EENS_{eq}$ e maximiza o valor do IME_{eq} .

Com esta concepção, a confiabilidade da rede de transmissão passa a ser uma variável que é otimizada, em vez de imposta por um padrão arbitrário, onde a análise de benefício-custo é considerada na avaliação do impacto da relação de compromisso existente entre o crescimento dos custos de suprimento e a correspondente redução dos custos incorridos pelos consumidores.

Como pode ser observado, este modelo estabelece uma nova escala para tratamento das variáveis de decisão, onde os aspectos relativos à confiabilidade das configurações evolutivas, às perdas ativas, aos custos unitários de interrupção e de perdas ativas, são tratados com abrangência sistêmica.

Também é importante frisar que, a partir da seqüência ótima de adições de reforços, pode-se determinar os outros índices de confiabilidade equivalentes correspondentes, usando os modelos de índices de confiabilidade equivalentes desenvolvidos.

1.5 Estrutura da Dissertação

Procurou-se organizar o presente trabalho de dissertação de modo a permitir o entendimento conceitual do problema do PET a multiestágios de tempo.

Assim, no **Capítulo 2** é apresentada, inicialmente, uma revisão bibliográfica das diversas metodologias investigadas para resolver o problema do PET a multiestágios de tempo, destacando-se as abordagens utilizadas, os avanços nas últimas três décadas e as principais constatações extraídas da análise.

Em seguida são apresentadas, de forma bastante detalhada, duas abordagens metodológicas de solução do PET a multiestágios de tempo, executadas através de conceitos puramente determinísticos.

A primeira consiste na forma tradicional de planejar a rede de transmissão, contando com a participação e a experiência do especialista para definir as configurações evolutivas que resultam no menor custo total. Já segunda propõe um modelo computacional de síntese de rede, em substituição a experiência do especialista, para definir a seqüência de adições de reforços ao longo do período de estudo.

Finalmente é feita uma análise crítica comparativa das duas abordagens, dando ênfase aos comportamentos dos modelos utilizados para representação da rede de transmissão, aos critérios de adições de reforços e as regras de decisão adotadas para seleção da AET de menor custo total.

No **Capítulo 3** são tratados os conceitos estocásticos de representação das falhas e das cargas aplicados ao problema do PET a multiestágios de tempo, explicando-se de forma detalhada, cada procedimento que constitui o processo de busca da solução de menor custo total mediante a execução de duas abordagens probabilísticas distintas, denominadas de:

- Abordagem Baseada em Índices de Confiabilidade - **ABIC**;
- Abordagem Baseada no Valor Econômico da Confiabilidade – **ABVC**.

A primeira abordagem faz uso de um limite mínimo aceitável para o nível de confiabilidade da rede de transmissão para definição da seqüência de adições dos reforços de transmissão ao longo do período de estudo.

Já segunda leva em consideração os custos decorrentes das interrupções de fornecimento de energia (valor da confiabilidade) na regra de decisão adotada para minimização do custo total. Com esta concepção, o problema passou a ser a determinação de qual a melhor AET (a de menor custo total) diante de tendências antagônicas, ou seja, minimizar os custos de investimentos mais perdas ativas e maximizar o nível de confiabilidade de atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica.

Em razão da filosofia utilizada pela ABVC o parâmetro de relevância passou a ser o estabelecimento do valor do custo de interrupção de fornecimento. Neste sentido, é feito um resumo dos métodos para o cálculo dos custos de interrupções.

O **Capítulo 4** apresenta uma estrutura matemática composta de procedimentos e de um conjunto de modelos, de métodos, de critérios e de regras de decisão que visam permitir ao planejador estabelecer um meio de comunicação eficiente entre a rede de transmissão e o mercado de energia elétrica.

Esta estrutura, de largo espectro conceitual, foi denominada neste trabalho de dissertação de Abordagem Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico - **ABTI**, e se constitui na linha metodológica proposta para a definição da seqüência ótima de adições de reforços, diante das exigências impostas pela nova indústria de energia elétrica.

Neste sentido são apresentados, inclusive com ilustração gráfica, os fundamentos teóricos dos seguintes modelos e critérios utilizados pela ABTI:

- Modelos de Índices de confiabilidade e potências de perdas ativas equivalentes;
- Modelos dos custos incorridos pelo sistema de transmissão e dos custos incorridos pelos consumidores;
- Modelo e Critério de Parada de Postergação – CPPR, para reduzir ramos da Árvore de Configurações Evolutivas – ACE gerada pelo processo combinatorial;
- Modelo do Indicador de Mérito Econômico - IME e o critério de hierarquização das configurações evolutivas dos sistemas intermediários, denominados de S_t^I ;
- Modelo de pesquisa do Conjunto de Decisão - CD, formado pelas AET pertencentes à Fronteira de Eficiência Econômica - FEE;
- Modelo e Critério de seleção da AET de custo ótimo global.

Chama-se a atenção de que, outros conceitos importantes, relacionados à determinação dos índices de confiabilidade, ao método de avaliação de confiabilidade via enumeração de estados e ao modelo computacional **NH2**, o qual é utilizado para obtenção dos índices de confiabilidade da rede de transmissão, também são descritos em detalhe neste capítulo.

O **Capítulo 5** relata as aplicações dos modelos, dos critérios e das regras de decisões que compõem a ABTI para otimização da seqüência de adições de reforços de transmissão previstos para a área Leste da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - **CHESF**, envolvendo todas as etapas preconizadas no capítulo 4, discutindo e descrevendo como foram:

- Obtidos os sistemas de referência superior, representado pelo símbolo S_t^{RS} e de referência inferior, representado pelo símbolo S_t^{RI} ;
- Formuladas e hierarquizadas todas as configurações evolutivas dos sistemas intermediários;
- Obtida a curva de Trade-off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ e a FEE;
- Obtida a AET ótima do ponto de vista do Trade-off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$.

Apresenta ainda o perfil da CHESF, as principais características da área Leste, os dados utilizados e as considerações adotadas para representação e simulação da rede de transmissão com respeito a:

- Limites de carregamentos de linhas de transmissão e equipamentos;
- Modelo de curva de carga;
- Indisponibilidades dos componentes da rede de transmissão;
- Projeção do crescimento do mercado de energia elétrica;
- Custos dos equipamentos e das linhas de transmissão.

Finalmente, no **Capítulo 6** apresentam-se as principais constatações deste trabalho de dissertação e sugestões de desenvolvimentos de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a partir dos inúmeros conceitos contidos na ABTI.

Dentre eles, destaca-se a sugestão do desenvolvimento de um **Ambiente de Planejamento da Transmissão** baseado na utilização conjunta do método do Minimax Regret, do método de Multiplicadores de Lagrange de circuitos e barramentos, do Valor da Confiabilidade e do indicador de mérito econômico.

Capítulo 2

Planejamento da Expansão da Transmissão (Conceituação e Revisão)

2.1 Introdução

De modo geral, o planejamento da expansão de um sistema de potência 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. O objetivo consiste em obter um plano de expansão de geração e um de transmissão que prescrevam **Quais, Quando e Onde** adicionar novas instalações aos sistemas de geração e transmissão. Estes planos de expansão devem ser os mais econômicos possíveis, a fim de permitir o atendimento à demanda de energia elétrica, dentro de condições aceitáveis em termos de confiabilidade de atendimento às diversas classes de consumidores.

A importância do planejamento se torna ainda mais evidente quando se trabalha, por exemplo, com transmissão de energia elétrica, onde os valores envolvidos são da ordem de milhões de dólares, podendo-se conseguir economias ou prejuízos vultuosos, dependendo exclusivamente de como foi executado e implementado o planejamento.

A tarefa de planejamento se inicia com os estudos de projeção da demanda de energia que identificará como o sistema, pelo lado do mercado, irá se expandir. Em seguida, é necessária a determinação do plano de expansão do parque gerador para atender às novas necessidades de demanda de energia elétrica do sistema.

O Planejamento da Expansão da Transmissão – **PET** visa determinar uma rede que permita transportar a energia produzida até os centros de carga, atendendo a requisitos técnicos, de qualidade e de segurança, de modo a minimizar os custos envolvidos na expansão. É elaborado a partir do plano de expansão do sistema de geração, das estimativas para crescimento da demanda de energia e das possibilidades de adições de novos reforços (linhas de transmissão, unidades transformadoras, etc.) ao longo do período de estudo.

No caso específico do PET a qualidade do planejamento está fortemente relacionado, principalmente, com o processo de definição das Alternativas de Expansão da Transmissão – **AET**, juntamente com os critérios de desempenhos e as regras de decisões para definição das seqüências de adições, dentro de um horizonte previamente estabelecido. Tal quadro determina a necessidade de metodologias e critérios para a solução do problema do PET.

Observe que a divisão das tarefas de planejamento necessárias à elaboração do PET, ou seja, à projeção de mercado de energia, à expansão da geração e à expansão da transmissão não são, absolutamente, tarefas independentes entre si. Ao contrário, elas têm um elevado grau de correlação entre si, requerendo que todos os estudos sejam continuamente reavaliados com o objetivo de capturar tanto as influências do resultado de uma tarefa, como também efeitos externos ao processo de planejamento.

2.2 Conceituação do Problema de Planejamento

Neste item são apresentados os aspectos conceituais relevantes que fundamentam o problema do PET, iniciando com uma descrição sucinta dos aspectos relacionados aos horizontes de planejamento, bem como sua formulação e uma revisão bibliográfica das abordagens metodológicas utilizadas, indicando as principais constatações do estado da arte atual do referido problema.

2.2.1 Horizontes de Planejamento da Transmissão

Tem sido usual nas empresas de energia, dividir o horizonte do PET em longo, médio e curto prazo, onde o **Longo**, **Médio** e **Curto** se medem não em períodos de tempo absolutos, mas sim relativos à possibilidade de alteração das condições previstas.

A separação em horizontes de análise distintos permite que o problema do PET seja tratado, energeticamente e eletricamente, com diferentes graus de detalhes, compatibilizando, em cada horizonte, o grau de precisão das informações disponíveis com o volume de informações a serem processadas, a saber:

- 1) No Horizonte de Planejamento de Longo Prazo – **HPLP** procura-se analisar, com folga suficiente, os efeitos no sistema, da entrada das novas adições de transmissão, assim permitindo avaliar a efetividade das soluções adotadas, identificar a adequação de soluções tradicionais e a necessidade ou oportunidade de se inserir, como variável de planejamento, uma nova tecnologia, em relação às usualmente adotadas pela empresa.

Ou ainda um novo **modus operandi**, que se coadunem com as condições do mercado de energia elétrica, com a disponibilidade de recursos naturais e empresariais, visualizadas neste horizonte, e com a política energética estabelecida pelos planos de governo.

Este planejamento fornece um padrão de referência para o planejamento de médio prazo, além de ser indispensável para determinados setores em que as implantações dos projetos excedem muitas vezes o período de vigência, como nos casos de investimentos em projetos hidrelétricos;

- 2) No Horizonte de Planejamento de Médio Prazo – **HPMP** se define com precisão a data necessária de implantação de um novo reforço de transmissão, possibilitando uma decisão firme sobre a data de início de construção dos empreendimentos.

Neste horizonte de planejamento, a partir das configurações estabelecidas nas análises de longo prazo, passa-se a um nível maior de detalhamento do sistema de transmissão associado a cada obra de geração;

- 3) Já o Horizonte de Planejamento de Curto Prazo – **HPCP** se refere ao período de tempo em que há real possibilidade de implantar uma nova obra em tempo de eliminar algum ponto de congestionamento no sistema. Nesta situação, as medidas a adotar se limitam a recomendações ou mesmo restrições operativas.

Neste horizonte, realiza-se um confronto entre as condições previstas no PET com as tendências atuais de crescimento do mercado e com as reais possibilidades de colocarem os reforços em operação nos prazos previstos. A incompatibilidade verificada entre as condições previstas e as tendências atuais leva necessariamente, a uma revisão do PET de médio prazo e, eventualmente, a uma revisão no HPLP.

Infere-se desta análise qualitativa que os diferentes horizontes de planejamento se diferenciam entre si em função de dois aspectos fundamentais:

- ➡ Âmbito de ação ou nível de agregação das variáveis;
- ➡ Grau de detalhe na previsão dos elementos que influenciam as variáveis.

Estes dois aspectos variam inversamente um ao outro, no sentido de que, quanto mais amplo o âmbito de ação, tanto menor o grau de detalhe e vice-versa.

Quando falamos em âmbito de ação, queremos nos referir não apenas ao critério de agregação, mas também ao critério geográfico, que nos permite classificar os horizontes e fases de planejamento de acordo com a Figura 2.1, onde é ilustrado, de forma esquemática, o inter-relacionamento entre os estudos com HPLP, com HPMP e com HPCP.

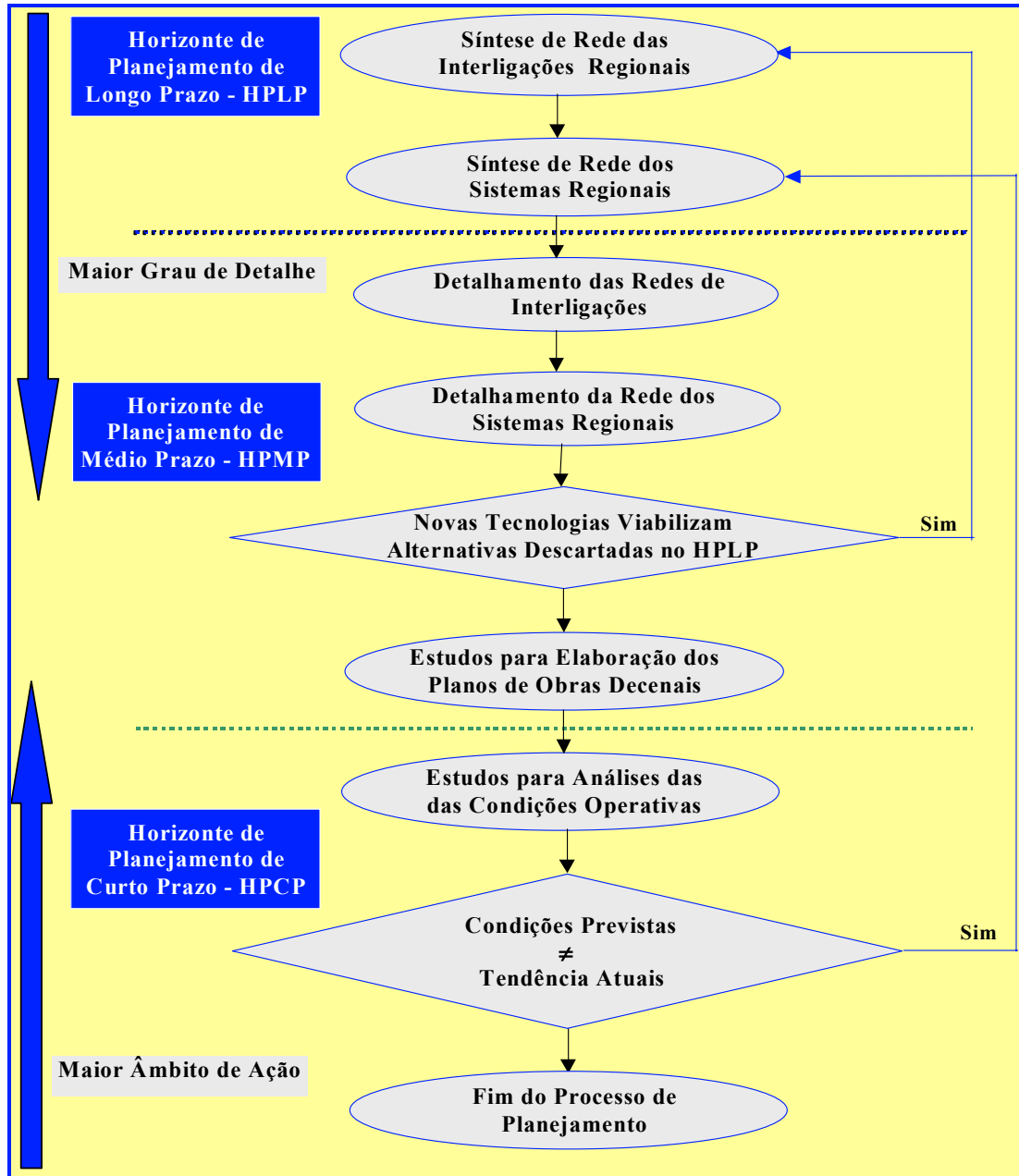


Figura 2.1: Ilustração do Inter-relacionamento entre os Horizontes de Estudos do PET

Por outro lado, a Figura 2.2 apresentada a seguir enfatiza, em termos de detalhamento das análises das características das incertezas exógenas e dos riscos, os seguintes aspectos relevantes dos horizontes de estudos de planejamentos: ambiente de desenvolvimento, visões regionais e sistêmicas.

| Configurações a Serem Planejadas | Ambientes, Visões e Principais Características do PET. |
|----------------------------------|---|
| | <p>HPLP → CCPE e NAR</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ambiente Indicativo; ➤ Visão Regional e Sistêmica; ➤ Planeja Investimentos das Interligações e Regionais; ➤ Incertezas Exógenas Elevadas; ➤ Análise de Risco Menos Detalhada. |
| | <p>HPMP → CCPE e NAR</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ambiente Determinativo; ➤ Visão Regional e Sistêmica; ➤ Planeja Investimentos Regionais e Detalha as Interligações Regionais; ➤ Incertezas Exógenas Menores; ➤ Análise de Risco Mais Detalhada. |
| | <p>HPCP → NAR e ONS</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ambiente Determinativo; ➤ Visão Apenas Regional; ➤ Reforços Definidos; ➤ Não Planeja Investimentos (apenas aloca reforços regionais e de interligações); ➤ Incertezas de Outras Naturezas. |

Figura 2.2: Ambientes, Visões e Principais Características do PET na Nova Estrutura.

2.2.2 Árvore de Planejamento da Transmissão

Em função de como seja formulado e resolvido, o problema do PET pode ser classificado como determinístico, probabilístico e sob incertezas exógenas. Além desta classificação, dependendo do número de estágios de tempo contemplados no processo, o PET pode ser ainda classificado como sendo a um estágio ou a multiestágios de tempo.

As combinações destas características resultam em enfoques metodológicos bastante distintos de formular e solucionar o problema do PET, os quais são melhores visualizados através dos ramos da Árvore de Planejamento da Transmissão - **APT** ilustrada na Figura 2.3 a seguir, onde cada ramo corresponde a uma abordagem metodológica.

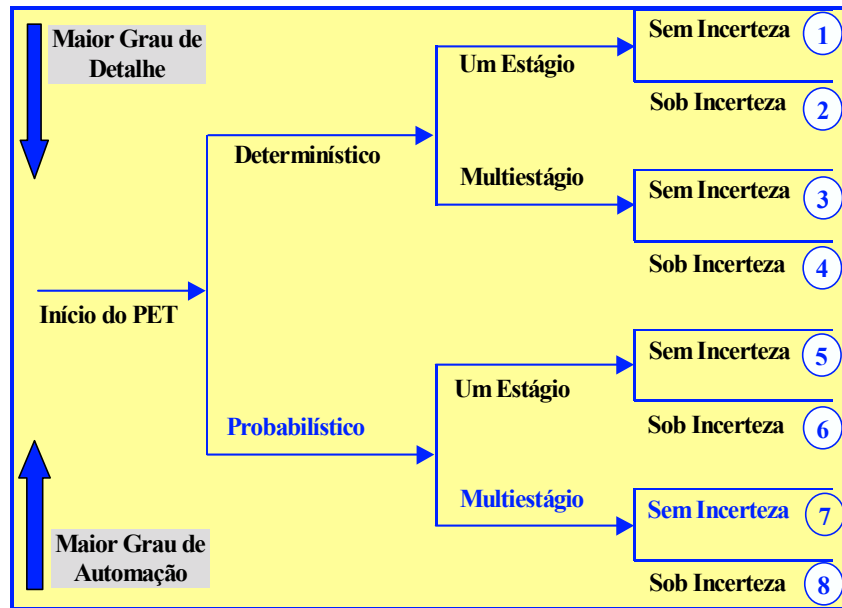


Figura 2.3: Árvore de Possibilidades de Abordar o Problema do PET

Desta figura infere-se que as diferentes abordagens metodológicas se diferenciam entre si em função de dois aspectos fundamentais:

- Grau de automação do processo de solução do PET;
- Grau de detalhe das variáveis que influenciam na solução do PET.

Estes dois aspectos variam inversamente um ao outro, no sentido de que, quanto maior o grau de automação do processo, tanto menor será o grau de detalhe exigido e conseqüentemente, soluções menos realistas.

O problema do PET é dito ser determinístico quando não se considera a probabilidade de ocorrência dos estados de disponibilidade dos equipamentos. Portanto, está implícito nesta filosofia determinística que o dimensionamento da rede de transmissão é sempre realizado para ocorrência da pior condição de disponibilidade dos componentes.

Já quando falamos em PET probabilístico nos referimos à consideração do caráter aleatório da falha de cada componente de uma determinada AET na formulação e solução do PET, através das probabilidades das disponibilidades dos equipamentos. Estes valores representam o histórico estatístico de saídas dos equipamentos e são traduzidos em termos de índices apropriados, como taxas de falha e tempos médios de reparo.

Na abordagem a um estágio de tempo (PET estático) procura-se determinar, a partir de uma rede do ano inicial, um conjunto de adições de novos reforços que torne possível o transporte dos fluxos de potência correspondentes aos níveis de geração e de demanda do ano horizonte de estudo, satisfazendo limites operativos dos componentes e de custos.

Já o problema do PET a multiestágios de tempo (PET dinâmico) consiste em encontrar, a partir de uma rede do ano inicial, um conjunto de novas adições que torne possível o transporte dos fluxos de potência correspondentes aos níveis de gerações e de demandas de energia de todos os anos de um horizonte especificado, satisfazendo critérios de desempenhos e de custos. Portanto, o PET dinâmico, o qual tem o PET estático como subproblema, incorpora a evolução temporal da demanda de energia elétrica e da alocação dos reforços de transmissão ao longo do horizonte de planejamento.

Por outro lado, o problema do PET é dito ser sem incerteza exógena se existe um único cenário futuro - $f=1$. Neste caso, a regra de decisão - **Rd** utilizada para escolher a AET de menor custo total atualizado - $CTOT_1^{AET}$, dentre as seqüências de adições formuladas, consiste em resolver o seguinte problema:

$$Rd = \underset{AET}{\text{Min}} CTOT_1^{AET} \quad (2.1)$$

No contexto do PET determinístico o valor de $CTOT_1^{AET}$ é obtido através do somatório dos valores atuais dos custos de investimento - $CINV_1^{AET}$ e de potência de perdas ativas - $CPPA_1^{AET}$ associada a cada AET, ou seja:

$$CTOT_1^{AET} = CINV_1^{AET} + CPPA_1^{AET} \quad (2.2)$$

Por sua vez, no contexto do PET probabilístico o valor do $CTOT_1^{AET}$ associado a cada AET é obtido através do somatório dos valores atuais dos custos de investimento - $CINV_1^{AET}$, de potência de perdas ativas - $CPPA_1^{AET}$ e de expectativas de energias não supridas - $CENS_1^{AET}$:

$$CTOT_1^{AET} = CINV_1^{AET} + CPPA_1^{AET} + CENS_1^{AET} \quad (2.3)$$

Já o problema do PET é dito ser sob incerteza exógena se existe mais de um cenário futuro - $f>1$ possível de ocorrer, porém com probabilidades desconhecidas. Diante destes tipos de incertezas, existem diversas regras de decisão para a escolha da AET mais atrativa, entre as quais a de minimização do máximo arrependimento. Este método, denominado de **Minimax Regret**, foi desenvolvido por L. J. Savage [R_76] e usa o conceito de perda de oportunidade (arrependimento) para se chegar a uma decisão.

A idéia básica consiste em ao invés de levar em conta apenas os custos, considerar a diferença entre o custo adotado pelo planejador e o melhor custo possível.

Para aplicar esta regra calculam-se inicialmente os arrependimentos, definidos por $A_f^{AET} = CTOT_f^{AET} - \text{Min}(CTOT_f^{AET})$, $f > 1$, e em seguida escolhe-se, dentre as seqüências de adições formuladas, a que atenda a seguinte regra de decisão:

$$Rd = \text{Min}_{\Delta ET} (\text{Max}_f A_f^{AET}) \quad (2.4)$$

2.3 Revisão Bibliográfica (Estado da Arte)

O problema do PET tem sido objeto de muitos estudos e pesquisas há algum tempo, em diversos países. Contudo, foi a partir do início da década de 70 que foram publicados os primeiros trabalhos, com o objetivo de obter a AET de menor custo total. Para alcançar esse objetivo foram investigadas várias técnicas, as quais incluem:

- ➔ Técnicas Baseadas em Comparações de Alternativas (método tradicional);
- ➔ Programação Matemática (Linear, Não Linear, Inteira e Dinâmica);
- ➔ Técnica de Sensibilidade, de Gradiente e de Decomposição de Benders;
- ➔ Técnicas Baseadas em Inteligência Artificial (Recozimento Simulado);
- ➔ Algoritmo Genético e do tipo Branch and Bound;
- ➔ Heurísticas Matemáticas (Busca Tabu, etc.);
- ➔ Modelo de Transporte e de Fluxo de Potência Linearizado;
- ➔ Técnica de Trade-off, etc.

A título de ilustração, a Figura 2.4 apresenta as distribuições percentuais das abordagens metodológicas desenvolvidas e propostas para a solução do problema do PET nas últimas três décadas.

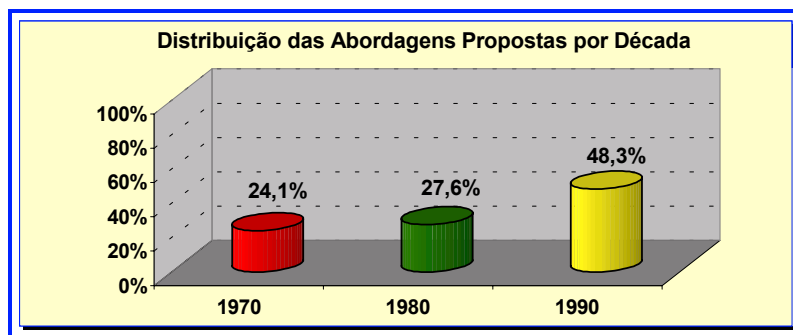


Figura 2.4: Abordagens Metodológicas Propostas por Décadas

Em seguida é apresentada uma revisão bibliográfica das diversas metodologias propostas para resolver o problema do PET, 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 a solução do PET.

Como as empresas do setor elétrico brasileiro estão interessadas na evolução do sistema de transmissão, ao longo de um determinado período de tempo, e não em uma solução pontual, as abordagens metodológicas com estratégias de expansões a um estágio de tempo determinísticas e probabilísticas, não serão discutidos neste trabalho de dissertação, sendo apenas apresentado o estado da arte bibliográfico. Estes enfoques correspondem aos caminhos ①, ②, ⑤ e ⑥ da APT.

Vale salientar que a metodologia desenvolvida neste trabalho de dissertação, para solução do problema do PET a multiestágios de tempo, está em consonância com os conceitos estabelecidos para o **Caminho ⑦** da APT. Com esta concepção, o nível de confiabilidade deixa de ser apenas um parâmetro definido **a priori** para converter-se em uma variável dependente muito importante no processo de seleção da AET ótima, e da qual se deduz o valor ótimo quando a condição de igualdade de custos e benefícios marginais é satisfeita.

2.3.1 Abordagem Determinística Via o Caminho ① da APT (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:

- 1) 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;
- 2) 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 & Bound, que considerava a variável construir_linha = 1 e não_construir = 0.

Entretanto, assim como a programação dinâmica, a utilização de programação inteira fica inviabilizada para sistemas reais maiores, pois a quantidade de alterna-

tivas a serem analisadas é igual a 2^n , onde "n" é o número de adições candidatos a serem implantados na rede de transmissão;

- 3) 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;

- 4) 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;
- 5) 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;
- 6) 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 o esforço computacional, bem como permitir a utilização desta metodologia em redes de grande porte, procurando-se assim evitar a explosão combinatória.

2.3.2 Abordagem Determinística Via o Caminho ③ da APT (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. Com esta filosofia de expansão identificamos o seguinte estado da arte:

- 1) O problema do PET a multiestágios de tempo começou a ser abordado através da programação linear [KPC_70], onde neste trabalho considera-se a minimização dos investimentos na expansão e do custo de operação, através de restrições de segurança. O PET a multiestágios é resolvido via programação dinâmica;
- 2) Como na medida 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;
- 3) 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 AETs tecnicamente viáveis;
- 4) Quando se trata do planejamento a multiestágios 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 linearizado. 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;
- 5) O problema do PET a multiestágios 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;

- 6) 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;
- 7) 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;
- 8) 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 caso, o subproblema de investimento é resolvido via programação linear, enquanto que o subproblema de operação é resolvido através de simulação de Monte Carlo;
- 9) 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;
- 10) 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;

- 11)** 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;
- 12)** 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;
- 13)** 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;
- 14)** 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];
- 15)** Neste contexto, a construção de ambientes computacionais de planejamento integrando várias ferramentas utilizadas pelo planejador, e que ao mesmo tempo fornecesse uma boa interface gráfica, passou a ser o objetivo perseguido por vários pesquisadores, como descrito em [O_96] e [LPB_96];
- 16)** 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;
- 17)** 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.

2.3.3 Abordagem Determinística Via o Caminho ④ da APT (Multiestágios de Tempo e Com Incerteza)

Trata-se de uma abordagem determinística, porém realizada a multiestágios 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:

- 1) Outra variável importante a ser considerada na formulação e solução do problema do PET é a consideração das incertezas exógenas tais como o crescimento da demanda de energia. Com esta concepção, iniciou-se uma preocupação com a utilização de modelos baseados em técnicas de cenários como proposto no trabalho de [GCCP_93] e via lógica fuzzy como em [SMP_95].

2.3.4 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑤ da APT (Um Estágio de Tempo e Sem Incerteza)

Corresponde a chamada abordagem probabilística, onde as características aleatórias dos componentes da rede 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:

- 1) 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;

- 2) 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.

2.3.5 Abordagem Probabilística Via o Caminho ⑦ da APT (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:

- 1) A inclusão dos custos decorrentes das interrupções de fornecimento de energia elétrica, 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 trabalho, 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;

- 2) Ainda na linha do PET probabilístico, a multiestágios de tempo, observa-se um avanço na proposta de [BAM_95], 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 seqüência ótima de adições de reforços de transmissão;

- 3) 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), propondo 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, é proposto um processo para seleção das melhores AETs.

2.4 Principais Constatações da Revisão

É apresentada a seguir uma síntese das principais constatações extraídas da análise de revisão bibliográfica, dando ênfase às abordagens metodológicas utilizadas para formulação das AETs, aos algoritmos de solução, aos critérios para adições de reforços, a regra de decisão para seleção da AET de menor custo.

2.4.1 Aspectos Metodológicos

A Figura 2.5 apresenta a evolução das metodologias desenvolvidas e propostas para a solução do problema do PET nas décadas de 70 a 90, em função do tipo de abordagem (caminhos da APT).

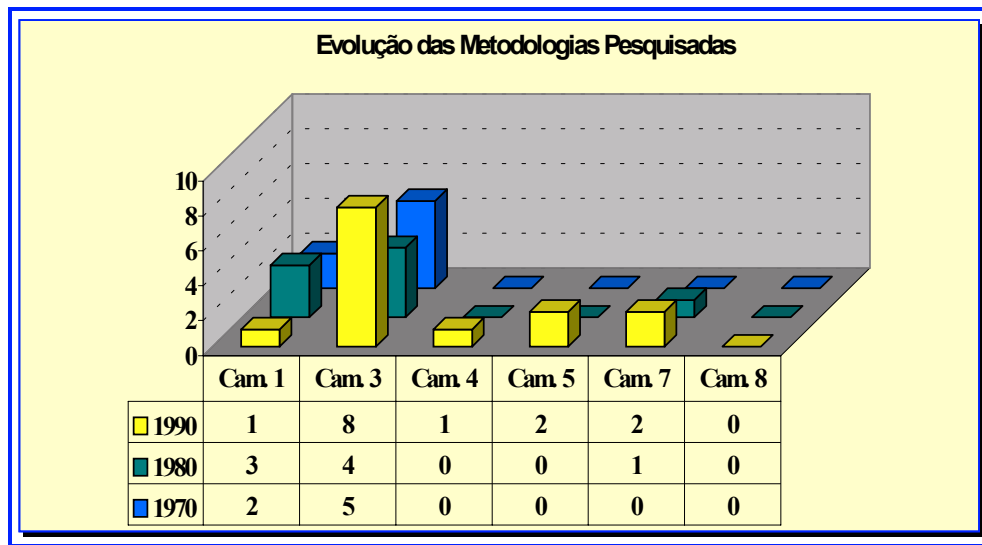


Figura 2.5: Evolução das Metodologias Pesquisadas nas Últimas Três Décadas

Na década de 1970 foram propostas diferentes metodologias que utilizam programação linear ou dinâmica, mas sem conseguir avanços significativos na solução do problema do PET. Como pode ser observado, houve um crescimento expressivo em termos metodológicos, notadamente na década de 90.

Não obstante, em meados dessa década as pesquisas baseadas nas abordagens determinísticas foram reduzidas gradualmente, dando surgimento de uma preocupação crescente com o desenvolvimento de modelos baseados em enfoques probabilísticos, através da incorporação das análises de confiabilidade e do valor da confiabilidade na regra de decisão de adições de transmissão.

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 (em 1992), a Noruega (em 1992) e a Argentina (em 1992) estas reformas já foram implementadas. Em outros, como no Brasil, o processo de reforma foi iniciado em 1995 e ainda está em fase de implementação.

Já a Figura 2.6 apresenta a distribuição percentual das metodologias desenvolvidas e propostas para a solução do problema do PET, nas últimas três décadas, em função dos diferentes tipos de abordagens (caminhos da APT).

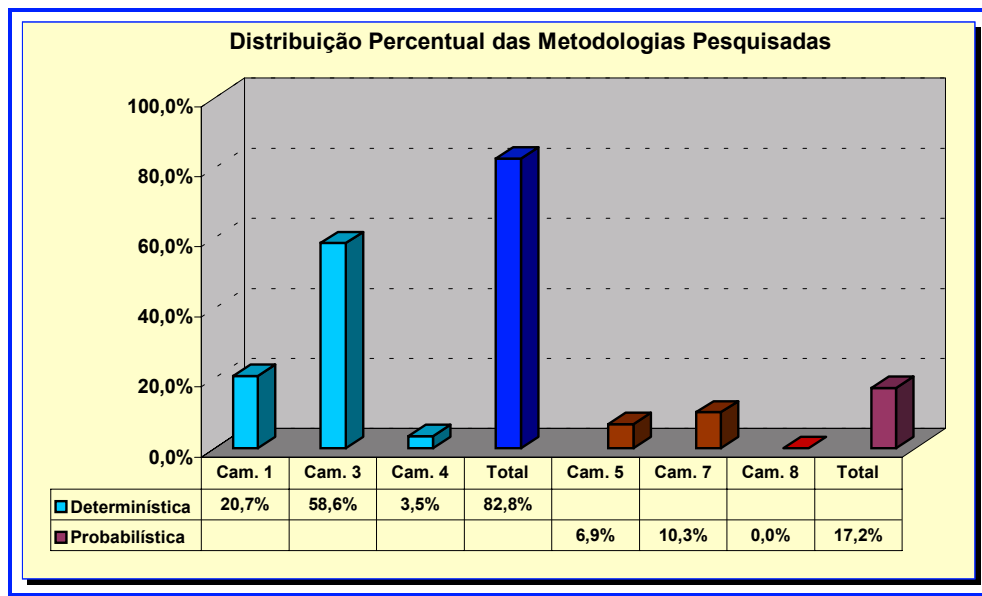


Figura 2.6: Distribuição Percentual das Abordagens Metodológicas Pesquisadas

Segundo os dados dessa figura, cerca de 83% das pesquisas realizadas abordam o problema do PET de forma determinística. Isto significa que a grande maioria das metodologias desenvolvidas não considera a natureza aleatória das cargas, dos recursos energéticos e das falhas dos componentes do sistema, sendo, portanto, incapazes de incorporar a natureza estocástica dos dados aos modelos de representação dos sistemas. Significa também que experiências passadas e as expectativas futuras são representadas por simples fatos ou números, sem inferir nenhum grau de importância ou probabilidade aos mesmos.

Deste total, cerca de 59% utilizam estratégias de expansão a multiestágios de tempo e 21% a um estágio de tempo. Nesta última estratégia de expansão, devido à limitação temporal, só são respondidas as seguintes perguntas básicas do problema do PET: **Quais** adições de transmissão são necessárias para atender ao crescimento do mercado de energia elétrica, e **Onde** elas serão implantadas na rede de transmissão ao longo do horizonte.

Por sua vez, cerca de 17% das pesquisas realizadas abordam o problema do PET de forma probabilística. Deste total, cerca de 7% utilizam estratégias de expansão a um estágio de tempo e 10% a multiestágios de tempo. Nesta última estratégia de expansão, devido à abrangência temporal, são respondidas todas as três perguntas básicas do problema do PET, ou seja, **Quais** adições de transmissão são necessárias para atender ao crescimento do mercado de energia elétrica, **Onde** e **Quando** as adições serão implantadas na rede ao longo do horizonte de planejamento.

Finalmente constata-se que apenas 3,5% explicitam a consideração das incertezas exógenas nas variáveis chaves do PET, tais como demanda de energia elétrica e montante de recursos para investimentos. Fica, então, evidente que esta abordagem encontra-se ainda em estágio incipiente, principalmente no Brasil, e os ensaios já realizados baseiam-se em técnicas de cenários, conjugadas com a busca das AETs flexíveis, no sentido de que elas possam aderir com maior facilidade às variações conjunturais.

2.4.2 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições

Podemos iniciar esta discussão dizendo que existe uma unanimidade de que o critério de confiabilidade de "N-1" componentes da rede de transmissão rotula como idênticas as AETs com desempenhos distintos sob o ponto de vista de confiabilidade. Esta imperfeição dos critérios determinísticos decorre do simples fato de que o critério de desempenho da rede de transmissão é aferido por uma relação de causa e não de efeito, o qual seria mais adequado.

Para os consumidores não interessa se a sua frequência ou duração de interrupção é causada por uma contingência simples, dupla e assim por diante. Para eles, o que interessa é ter o número ou o tempo de interrupções reduzido ao máximo e que a tarifa resultante seja adequada aos padrões de qualidade do seu suprimento.

Vale salientar que, o denominado critério de confiabilidade de "N-1" componentes foi criado visando limitar os níveis de risco das configurações evolutivas a valores aceitáveis. Entretanto, o nível de risco implícito no critério depende fortemente da estrutura topológica da rede, o que leva a heterogeneidade do nível de risco associado à aplicação do critério de confiabilidade de "N-1" componentes, às diferentes áreas do sistema.

Apesar de poder fazer uma análise qualitativa de desempenho técnico das alternativas, identificando qual é a mais robusta, não permite avaliar quantitativamente o nível de confiabilidade. Surge então o problema de se comparar alternativas heterogêneas, sob o ponto de vista de qualidade de serviço, ou seja, com níveis de confiabilidade diferenciados.

É importante ressaltar que na prática, há mais de 10 anos, a continuada restrição de recursos para investimentos obrigou as empresas a reprogramarem seus reforços de transmissão, resultando em inúmeras postergações, o que causou o não atendimento do critério determinístico de contingência simples. Este extremo corresponde ao critério de confiabilidade "N-0", no qual a rede de transmissão é dimensionada para atender ao crescimento da demanda de energia somente em condições normais de operação.

Vale salientar que, todas as abordagens metodológicas baseadas nas técnicas de programações matemáticas propostas utilizam regras de decisões extremas para definição das adições, como os critérios de dimensionamentos "N-0" e "N-1" componentes da rede.

No Brasil apenas o algoritmo de [MJPCPP_82], desenvolvido especificamente com o objetivo de realizar síntese estática de forma automática, contempla uma segunda etapa na qual os reforços são adicionados de modo que a rede de transmissão possa suportar contingências simples (critério de dimensionamento "N-1").

Concluindo, podemos afirmar que estes critérios pré-fixados, embora apresentem simplicidade de aplicação e facilidade de interpretação, podem, em muitas situações, levar a certas situações indesejáveis, como, por exemplo:

Critério "N-1"

- ➔ Investimentos onerosos, socialmente e empresarialmente ineficientes, causados pela implantação desnecessária de redundância e sobredimensionamento 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 da modicidade das tarifas;
- ➔ Excesso de redundância e sobredimensionamento na rede de transmissão. Este aspecto também conduz a períodos de tempos onde se verifica excesso de reserva de capacidade e conseqüentemente, elevadas ociosidades temporárias na rede de transmissão.

Critério "N-0"

- ➔ Baixos níveis de investimentos na rede, expondo as diversas classes de consumidores a elevadas expectativas de cortes de carga;
- ➔ Deficiência de redundância e subdimensionamento na rede de transmissão. Este critério de dimensionamento conduz a períodos de tempos onde se verificam deficiências de reservas de capacidades de transmissão, prejudicando a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

2.4.3 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede

Como bastante discutido na literatura especializada o problema do PET a multies-tágios de tempo é bastante complexa e tem característica combinatória, onde o número de AETs que podem ser formuladas cresce exponencialmente com a dimensão da rede de transmissão e do horizonte de planejamento.

Desde o início das pesquisas foram desenvolvidas diversas metodologias tentando-se melhorar cada vez mais a qualidade da solução do problema do PET. Sabe-se, entretanto, que o nível de qualidade da solução obtida depende decisivamente da modelagem da rede, ou seja, depende da forma de representação da função objetivo e das restrições do problema de minimização dos custos de expansão da transmissão.

No entanto, todas as abordagens determinísticas pesquisadas fazem uso de suposi-ções simplificadoras no que diz respeito à representação das restrições do problema, isto é, faz uso de Modelo de Transporte e/ou Modelo de Fluxo de Potência Linearizado no cálculo da distribuição de fluxos na rede de transmissão.

No HPLP, como uma primeira análise, a utilização do fluxo de potência linearizado, sobretudo considerando contingências, é razoável. Entretanto, na medida em que o hori-zonte de planejamento se torna mais curto (HPMP e HPMP), a modelagem em corrente al-ternada da rede de transmissão se faz extremamente necessária.

2.4.4 Aspectos Relativos aos Algoritmos de Solução

Neste trabalho foram mencionados alguns algoritmos mais representativos para solução do problema do PET, os quais contemplam algoritmos semi-automáticos e automáticos baseados em técnicas de programação matemática e/ou em heurísticas ma-temáticas. Apesar dos substanciais avanços alcançados nos últimos anos de pesquisa, estes algoritmos 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 programação matemática e das heurísticas matemáticas existentes.

Por estes motivos, até o presente momento, nas empresas do setor elétrico brasileiro, os algoritmos computacionais utilizados para planejar as adições na rede de transmissão são interativos e fazem uso do fluxo de carga não linear (corrente alternada).

Os outros algoritmos de auxílio ao planejamento consistem de programas computa-cionais de avaliação de curto-circuito e de estabilidade, os quais fornecem avaliações mais criteriosas das AETs formuladas. Assim, a utilização prática no Brasil dos algoritmos auto-máticos e semi-automáticos existentes ainda é muito limitada.

Percebe-se também que, o desenvolvimento de computadores com elevadas capacidades de processamentos, os modelos semi-automáticos e automáticos são poderiam ser utilizados em um processo de **filtragem**, reduzindo o número de AETs formuladas que o planejador teria que lidar para posterior seleção da AET de menor custo total. Mesmo assim, a observância da representação adequada da rede de transmissão e do horizonte de planejamento deve ser feita de forma bastante criteriosa.

2.5 Abordagem Tradicional X Automática

Este item descreve duas abordagens metodológicas que representam os marcos significativos na linha do PET determinístico a multiestágios de tempo. A primeira abordagem consiste na maneira tradicional de planejar a rede de transmissão com a intervenção do planejador, a qual é utilizada até o presente momento por todas as empresas do setor elétrico brasileiro. Já a segunda abordagem metodológica se baseia em um modelo desenvolvido com o objetivo específico de formular AETs de forma semi-automática.

Estas duas formas (interativa e semi-automática) de formulação de AETs e de pesquisa das configurações evolutivas de menor custo foi concebida nos anos 80, em um ambiente caracterizado pelos seguintes aspectos:

- Estrutura monopolista;
- Empresas verticalmente integradas;
- Planejamento centrado na oferta de energia;
- Peso reduzido da transmissão nas decisões de investimentos globais;
- Foco centrado nos sistemas interligados no nível de regiões e país;
- Ênfase em grandes projetos hidrelétricos e nas interligações regionais.

Estas abordagens não contemplam incertezas exógenas e não exploram as características aleatórias dos componentes da rede de transmissão. Tomando como referência a APT ilustrada na Figura 2.3, este enfoque metodológico está em consonância com os conceitos estabelecidos para o **Caminho ③** da APT.

2.5.1 Abordagem Determinística Tradicional [CCPE]

O PET a multiestágios de tempo, historicamente, tem sido formulado e resolvido de forma interativa, onde a síntese da rede é feita com a intervenção do planejador, o que permite a consideração de atributos de ordem prática, que dificilmente poderiam ser modelados através de algoritmos automáticos ou semi-automáticos.

Nesta forma interativa, denominada de Abordagem Baseada em Comparações de Alternativas – **ABCA**, as várias AETs são formuladas para atender a um critério pré-fixado, denominado de critério de confiabilidade determinístico de “N-1” componentes da rede, uma vez que suportam a perda de qualquer um dos seus componentes. As comparações das seqüências de reforços de transmissão são, fundamentalmente, de duas naturezas:

- Técnica - No que tange aos desempenhos técnicos das alternativas de configurações evolutivas (AETs), sob o ponto de vista elétrico;
- Econômica - No que tange aos aspectos de custos associados as AETs.

A Figura 2.7 resume de forma esquemática o modelo de seleção da AET de menor custo total via a ABCA, a qual satisfaz os requisitos técnicos e econômicos mencionados.

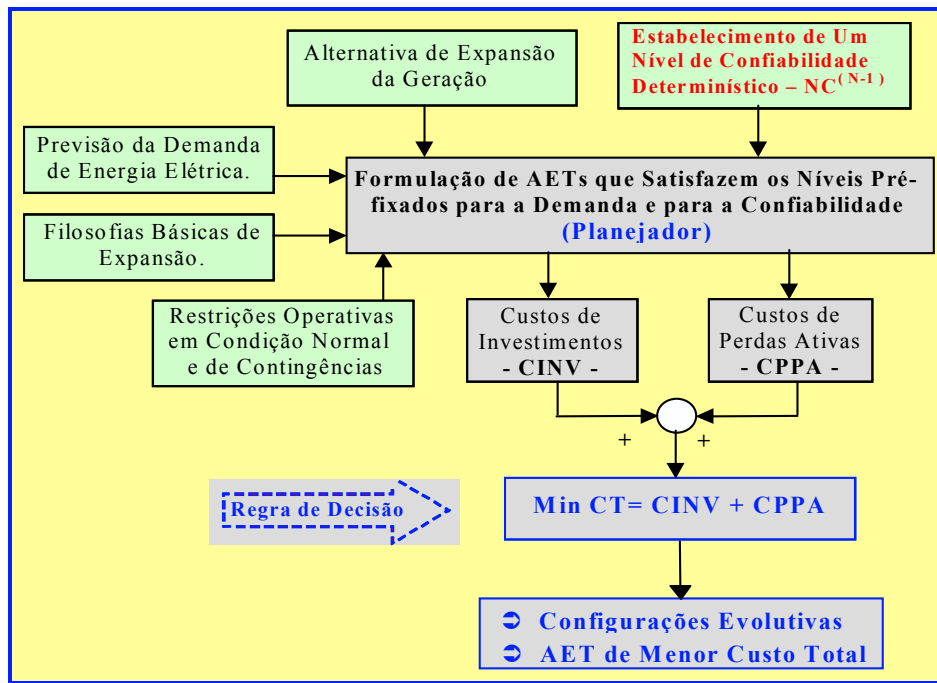


Figura 2.7: Modelo de Seleção da AET de Menor Custo Mediante a ABCA

2.5.1.1 Análise de Desempenho e Síntese de Redes

Como pode ser observado na Figura 2.7, o PET tem como dados de entrada as previsões de mercado e uma alternativa ou uma estratégia de expansão do parque gerador de energia. No caso do resultado do plano de geração ser uma estratégia, o PET deve-se considerar diferentes cenários de geração.

Contudo, abstraindo-se deste aspecto e considerando o PET como sendo determinístico, a metodologia clássica consiste na execução de uma seqüência de estudos e simulações, incluindo estudos de regime permanente, dinâmico e transitório eletromagnético, através da execução das seguintes tarefas:

Tarefa FPCN – Fluxo de Potência em Condição Normal

Permite ao planejador verificar se o sistema, considerando todos os componentes da rede em serviço e situação de carga e despacho nominais, apresenta uma operação segura, dentro de elevado padrão de qualidade.

Deve ser entendido como operação segura as tensões dentro dos critérios de planejamento e os carregamentos das linhas de transmissão, transformadores, e demais equipamentos até os limites de suas capacidades.

Tarefa FPCE – Fluxo de Potência em Condição Emergência

Permite ao planejador visualizar as condições operativas em situações de perda de algum componente da rede de transmissão, identificando a existência ou não de sobrecargas, bem como as necessidades de suporte de reativos para fazer frente à operação em condições de contingências simples.

Tem também o objetivo de verificar se as variações de tensões estão dentro da faixa de valores admissíveis e subsidiar a análise de desempenho dinâmico, indicando os defeitos permanentes mais severos.

Tarefa DINA – Análise Dinâmica

Permite ao planejador verificar se a configuração básica da alternativa em análise conduz a um sistema apto a manter a sua integridade dinâmica, quando solicitado por perturbações que envolvem a remoção temporária provocada por defeitos monofásicos e transitórios (perturbações que não modificam de forma permanente a estrutura da rede de transmissão), ou remoção definitiva provocada por defeitos permanentes nos componentes.

Tarefa TRAN – Análise de Transitórios Eletromagnéticos

Permite ao planejador verificar o nível de solicitação dos componentes de chaveamento face às correntes de defeitos (análise de curto-circuito), bem como verificar a necessidade de efetuar estudos específicos de sobretensões à frequência industrial (energizações de equipamentos e de rejeições de cargas), os quais por sua vez podem ditar os requisitos preliminares de suporte de reativos para permitir um desempenho satisfatório dos componentes, frente às solicitações transitórias de manobra.

Tarefa ECON – Análise Econômica das Alternativas

Permite ao planejador consolidar o estabelecimento do cotejo econômico final entre as alternativas tecnicamente viáveis. Note que esta análise não contempla os custos de interrupções, isto é, os custos das Expectativas de Energias Não Supridas – **EENS**.

Obviamente, o nível de detalhe dessas análises varia de acordo com o tipo de estudo, número de AETs estudadas e horizonte de planejamento (longo, médio e curto prazo). A Figura 2.8 apresenta as relações típicas de compromisso entre o nível de detalhamento e o número de AETs estudadas.

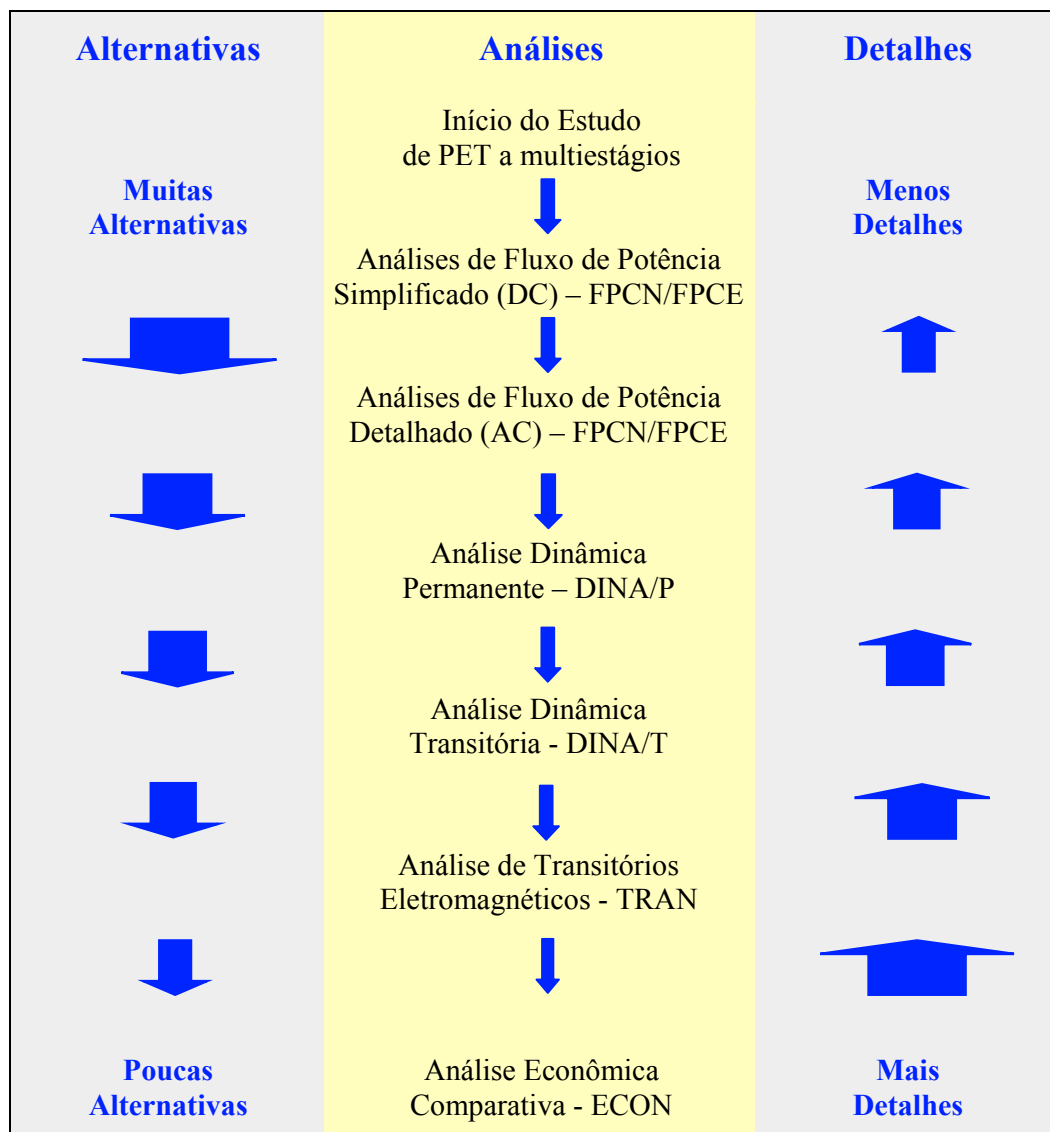


Figura 2.8: Compromisso entre Nível de Detalhamento e Número de AETs na ABCA

2.5.1.2 Regra de Adição de Reforços de Transmissão

Na Figura 2.9 ilustra-se, um perfil genérico da seqüência de análises usualmente realizada para a formulação de AETs (síntese de rede) e seleção da alternativa de menor custo total mediante a ABCA.

Como pode ser observada nesta figura, a regra de decisão utilizada para identificar as necessidades de reforços de transmissão consiste de um procedimento interativo, seqüencial e sistemático de testar as várias AETs para determinar se elas satisfazem ao critério de confiabilidade determinístico de "N-1" componentes da rede.

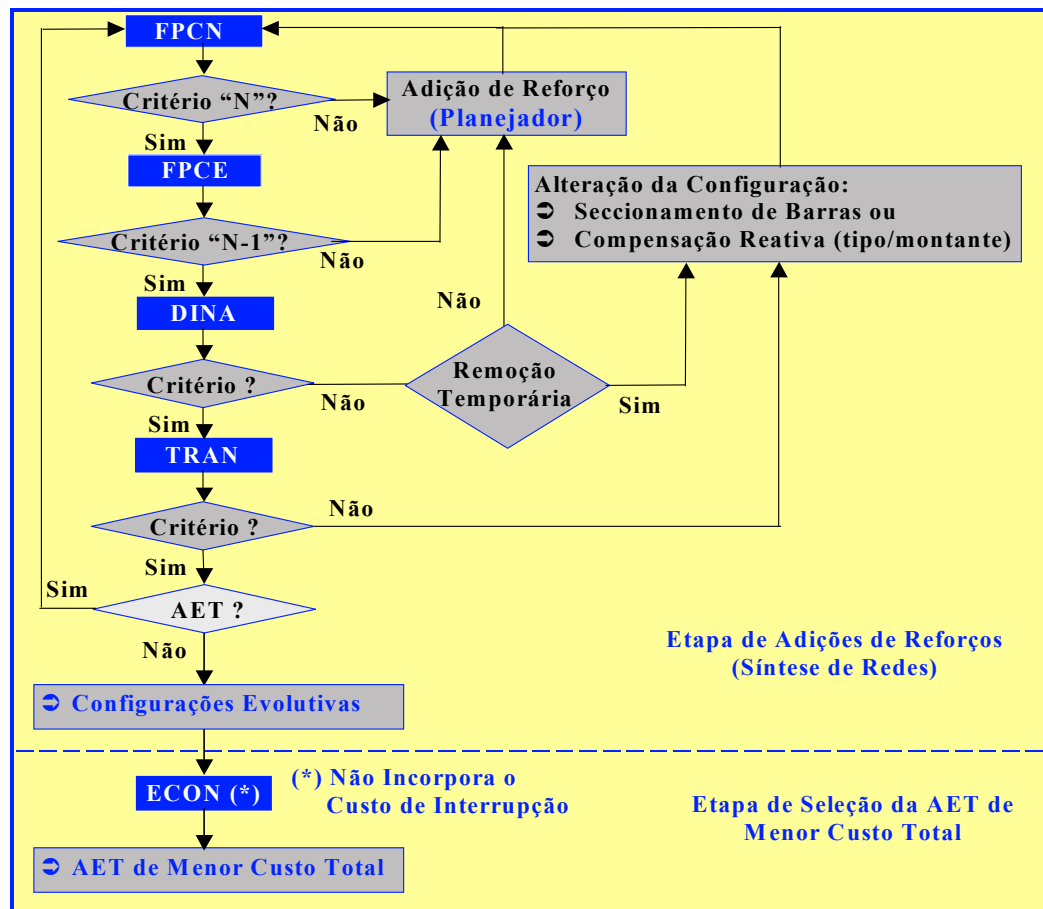


Figura 2.9: Análises para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante a ABCA

As decisões relativas aos anos de entradas dos reforços ao longo do período de planejamento, bem como a localização, tipos de linhas, novas tecnologias, capacidade de transporte dos reforços, custos das instalações e outras considerações de ordem prática (como, por exemplo, abertura de circuito, transferência de carga, etc.) ficam a cargo da criatividade e experiência do planejador.

Utilizando o conceito de planejamento focado no ano horizonte, proposto inicialmente por [PSG_72], uma das estratégias bastante utilizada para abordar o problema do PET a multiestágios de tempo segundo a ABCA, consiste em inicialmente identificar a lista de adições necessários ao atendimento da demanda de energia ano horizonte de estudo. Uma vez identificado os reforços retrocede-se no tempo e determina-se, entre as adições realizadas no último ano, àquelas necessárias ao atendimento do mercado do primeiro ano.

Em seguida, com o objetivo de obter AETs mais adaptativas ao crescimento da demanda prevista, evolui-se no tempo e determina, entre os reforços do último ano, as adições necessárias ao atendimento do mercado do primeiro ano.

Esta estratégia de evolução ao procedimento denominado de trás para frente e de frente para trás (**Backward – Forward**). Note que nos passos **Forward** o planejador analisa os anos subseqüentes até que o conjunto de adições seja idêntico ao obtido através da análise do ano horizonte.

Uma outra estratégia mais simples, porém bastante utilizada em configurações de redes radiais, consiste em inicialmente identificar a lista de adições necessários ao atendimento da demanda de energia ano horizonte de estudo. Uma vez identificado o conjunto de reforços retrocede-se no tempo e são determinadas, entre as adições realizadas no último ano, àquelas necessárias ao atendimento do mercado do penúltimo ano. Este processo corresponde ao procedimento denominado de trás para frente - **Backward**.

Como resultado da execução dessas estratégias obtêm-se AETs aderentes ao crescimento previsto para a demanda de energia, contemplando uma série de combinações envolvendo variedades de tecnologias de linhas de transmissão, utilizando rotas existentes e novas faixas de passagens, diferentes níveis de tensão de operação, de capacidades de transporte das linhas de transmissão e relações de transformação.

Em síntese, o objetivo maior da realização dessas séries de combinações é investigar meios de testar e analisar diversas AETs para a rede de transmissão em expansão. Esta fase de **Diversificação** [PSG_72] (série de combinações) é de extrema importância para o PET a multiestágios de tempo, pois tem a finalidade de procurar várias AET economicamente competitivas e subsidia a etapa posterior de pesquisa da AET de menor custo total da expansão. Esta última fase consiste na **Intensificação** [PSG_72] da busca da AET de menor custo total, dentre as configurações evolutivas economicamente mais atrativas.

A Figura 2.10, adaptada de [LA_76], ilustra de forma esquemática e simplificada o mecanismo utilizado pela ABCA para diversificação de AETs e para intensificação da busca da solução de menor custo total para a expansão da rede de transmissão.

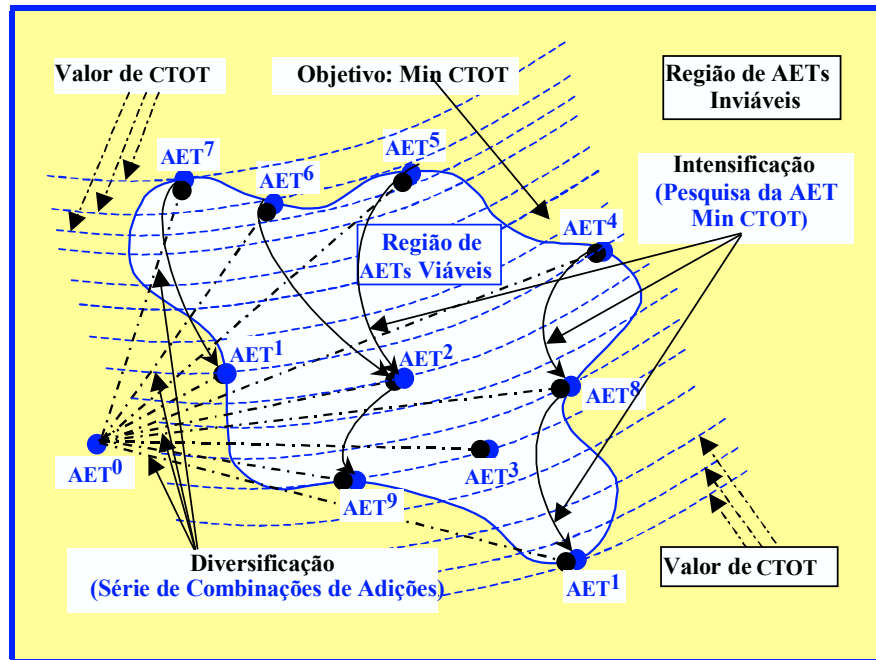


Figura 2.10: Mecanismo de Diversificação e Intensificação Via a ABCA

2.5.1.3 Regra de Seleção da Expansão de Menor Custo

Podemos iniciar esta discussão dizendo que, tradicionalmente o planejamento pelo menor custo da expansão tem se baseado na minimização dos custos de investimentos e de potências de perdas ativas na transmissão, a um dado nível pré-fixado de confiabilidade.

Os custos de investimentos correspondem aos gastos de capital necessários à aquisição dos reforços de transmissão efetuados na rede. Para seleção da AET de menor custo, os gastos devem ser convertidos para uma base anual de tempo, de modo a viabilizar a sua comparação com os custos decorrentes das potências de perdas ativas na transmissão em todo o período de estudo.

A metodologia empregada na análise comparativa de investimentos é a do "Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes", ou seja, o método do **Sinking Fund**. Este método considera a formação de um fundo destinado à reposição dos equipamentos e instalações, devido a sua depreciação, e outra parcela destinada a recuperar o capital.

Este método determina os Custos Anuais Equivalentes dos Investimentos - **CAI** efetuados em cada AET - $a = 1, 2, \dots, M$, tomando como base a vida útil dos equipamentos - v , a taxa de atualização do capital - τ , o capital investido nas adições - **INV**, e o ano - t do horizonte de estudo, utilizando a seguinte fórmula matemática.

$$CAI_t^a = INV_t^a \cdot \tau + INV_t^a \cdot \frac{\tau}{(1+\tau)^v - 1} = INV_t^a \cdot \frac{\tau \cdot (1+\tau)^v}{(1+\tau)^v - 1} \quad (2.5)$$

Com relação aos custos das perdas ativas na rede de transmissão, é utilizada a metodologia dos custos marginais de expansão. Os custos marginais de expansão são aqueles necessários para a expansão unitária do sistema à montante da rede em consideração. O custo marginal das perdas ativas tem duas componentes: o Custo Marginal de Expansão da Energia - **CME** (US\$/MWh) e o Custo Marginal de Expansão da Ponta - **CMP** (US\$/kW).

Estes custos marginais juntamente com as perdas ativas anuais em condição de carga máxima - **PPA** (em kW) das AETs formuladas, obtidas dos estudos de fluxo de carga, empregados na fórmula (2.6), fornecem os custos anuais das perdas ativas - **CAP** (US\$).

$$CAP_t^a = (CMP + 8,76 \cdot CME \cdot FP) \cdot PPA_t^a \quad (2.6)$$

Onde:

FP = fator de perdas estimado através do fator de carga do sistema - Fc dado por:

$$FP = 0,2 \cdot Fc + 0,8 \cdot Fc^2 \quad (2.7)$$

Vale salientar que os custos das perdas ativas são considerados como despesas para as empresas, sendo, portanto, contempladas na análise econômica de forma relativa.

O custo total - **CTOT_{ABCA}** de cada AET corresponde ao somatório dos custos anuais atualizados dos investimentos e das potências de perdas ativas, computados dentro do horizonte de estudo - **h**. Este custo é obtido através da expressão (2.8).

$$CTOT_{ABCA}^a = \sum_{t=1}^h \frac{(CAI_t^a + CAP_t^a)}{(1+\tau)^t} \quad (2.8)$$

O processo de seleção da AET de menor custo total, no contexto do PET baseado na ABCA, consiste na determinação da AET de menor custo total e que satisfaça o crescimento da demanda e potência prevista com nível de confiabilidade adequado.

Esta condição expressa, resumidamente, o objetivo econômico a ser alcançado, ou seja, o de minimização da função custo total com a restrição de que os níveis de confiabilidade das configurações evolutivas formuladas - NC^a sejam maiores que o nível de referência - $NC^{(N-1)}$.

Assim a regra de decisão - **Rd_{ABCA}** adotada na ABCA para selecionar a AET de menor valor do $CTOT_{ABCA}$, pode ser escrita na seguinte forma compacta:

$$Rd_{ABCA} = \underset{a}{\text{Min}} CTOT_{ABCA}^a = \underset{a}{\text{Min}} [CINV_{ABCA}^a + CPPA_{ABCA}^a] \quad (2.9a)$$

Sujeito a:

$$g_t^a(x, y) = 0 \quad (2.9b)$$

$$h_t^a(x, y) \leq 0 \quad (2.9c)$$

$$\underline{x}_t^a \leq x_t^a \leq \bar{x}_t^a \quad (2.9d)$$

$$NC_t^a \geq NC^{(N-1)} \quad (2.9e)$$

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

y – vetor de variáveis de estado do 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 de estado y ;

\underline{x} e \bar{x} – limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle;

$CINV_{ABCA}^a$ = valor atual dos custos de investimentos associados à cada AET, que depende dos custos de aquisição dos reforços, montagem, etc;

$CPPA_{ABCA}^a$ = valor atual dos custos de perdas ativas associados à cada AET, que depende principalmente dos custos marginais e da topologia da rede.

$$CINV_{ABCA}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAI_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (2.10)$$

$$CPPA_{ABCA}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAP_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (2.11)$$

2.5.2 Abordagem Determinística Semi-automática

Nesta seção é realizada uma descrição conceitual e uma análise crítica da abordagem metodológica utilizada em um modelo computacional de síntese de redes, disponível no setor elétrico brasileiro, denominado de **ANASIN**. Este modelo computacional, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – **CEPEL**, permite a formulação de AETs de forma semi-automática.

O desenvolvimento deste modelo semi-automático contou com a importante participação dos pesquisadores da Universidade Estadual de Campinas – **UNICAMP**, em sua fase inicial, quando era denominado de **SINTRA** – Síntese Interativa de Redes de Transmissão [PCOPPMS_81]. Isto significa que, a grande parte dos modelos matemáticos e dos critérios de foram derivados da referência [MJPCPP_82].

A Figura 2.11 apresentada a seguir resume de forma esquemática o modelo de seleção da AET de menor custo total mediante o modelo ANASIN e que satisfaz os requisitos de crescimento da demanda de energia e nível de confiabilidade pré-fixado "N-0".

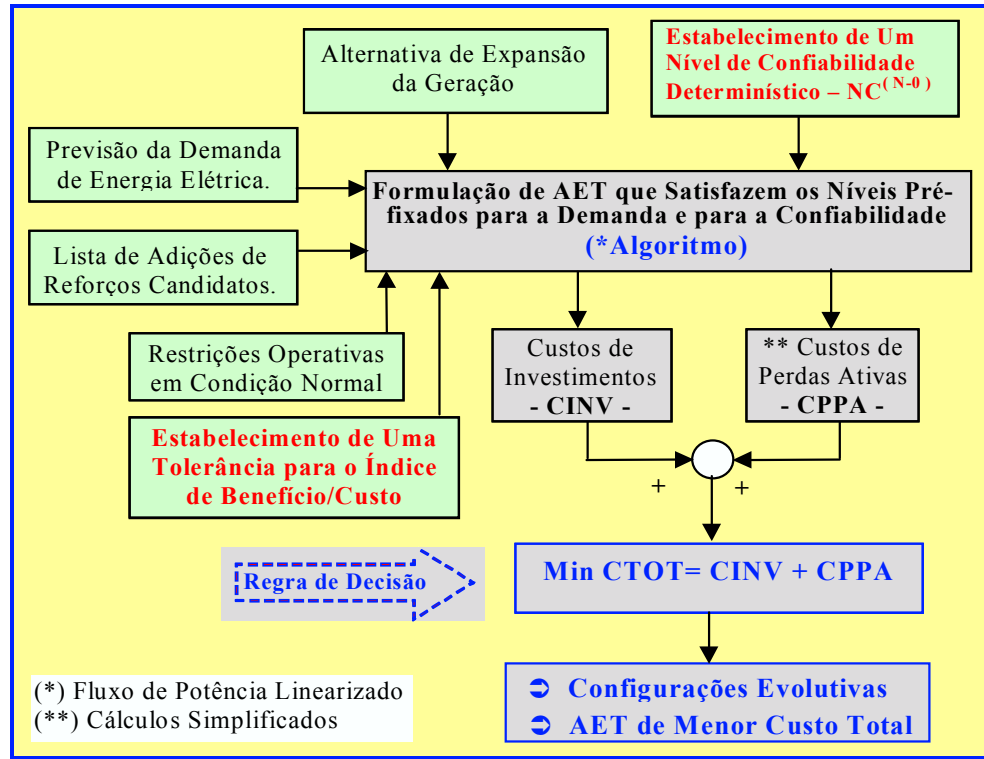


Figura 2.11: Modelo de Seleção da AET de Menor Custo Via o Modelo ANASIN

Como pode ser observada, a execução do ANASIN também consiste em comparações de AETs formuladas para atender a um critério pré-fixado, denominado de critério de confiabilidade determinístico "N-0", uma vez que não suportam a perda de qualquer um dos componentes da rede de transmissão.

As AETs são formuladas a partir de uma Lista de Candidatos pré-selecionados - LC [CBP_98] construída com base em índices de sensibilidades de circuitos, sem considerar a influência de adições simultâneas. Logo, estes índices procuram medir o impacto na rede de transmissão decorrente de cada adição isolada.

As comparações das AETs formuladas mediante o ANASIN são também de duas naturezas, a saber: técnica e econômica, porém, incluem considerações simplificadoras no que diz respeito à representação da rede, à regra de decisão de adições e à avaliação da potência de perda ativa, conforme discutido nas seções que se seguem.

2.5.2.1 Análise de Desempenho e Síntese de Redes

Podemos iniciar esta discussão ressaltando que, a solução do problema do PET a multiestágios de tempo, mediante esta abordagem, não contemplam as análises de estabilidade dinâmica (tarefa DINA) do sistema e outros testes críticos de desempenho diante de transitórios eletromagnéticos (tarefa TRAN). Estas tarefas, naturalmente, podem ser executadas **a posteriori**, porém pode resultar na necessidade de reexecutar o modelo.

As principais tarefas executadas pelo ANASIN para selecionar de forma semi-automática as adições de reforços de transmissão ao longo do período de estudo estão ilustradas, de forma esquemática e simplificada, na Figura 2.12. A tarefa denominada **ASEN** denota análise de sensibilidade e a tarefa denominada de **REOR** significa reordenação das adições dos circuitos pré-selecionadas pela tarefa ASEN.

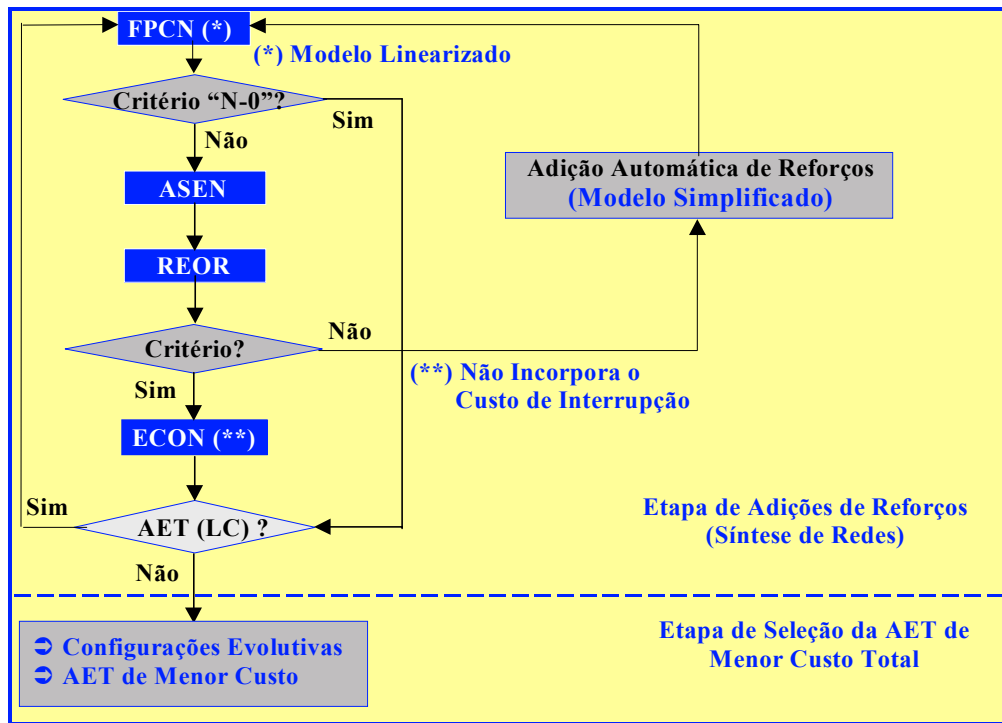


Figura 2.12: Análises para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante o ANASIN

Tarefa FPCN – Fluxo de Potência em Condição Normal

Esta tarefa executa as análises de regime permanente elaboradas através da tarefa FPCN tal como na ABCA descrita anteriormente, porém realizada com simplificações no modelo de representação da rede de transmissão. Assim, utilizando o modelo de fluxo de potência linearizado, a representação da rede composta de NB barramentos, fica reduzida as seguintes equações:

$$B\theta + G - D = 0 \quad (2.12a)$$

$$|S\theta| \leq \bar{T}_{\{kl\}} / b_{\{kl\}} \quad (2.12b)$$

$$G \leq \bar{G} \quad (2.12c)$$

Onde:

B - matriz $(NB - 1) \times (NB - 1)$ composta de susceptâncias séries, cujos elementos são:

$$b_{\{kl\}} \approx -1/x_{\{kl\}}, \quad k \neq l \quad (2.13a)$$

$$b_{\{kk\}} = \sum_{l \in K(k)} b_{\{kl\}}, \quad k = 1, \dots, NB \quad l = 1, \dots, NB \quad (2.13b)$$

Onde:

$b_{\{kl\}}$ - susceptância série total do ramo $\{kl\}$ - $R_{\{kl\}}$ ligado aos barramentos "k" e "l".

$x_{\{kl\}}$ - reatância série total do ramo $R_{\{kl\}}$ conectada aos barramentos "k" e "l".

$K(k)$ - conjunto de todos os ramos conectados ao k-ésimo barramento.

θ - vetor composto de todos os ângulos das tensões dos barramentos;

G - vetor composto de todas as injeções de potências ativas dos barramentos;

D - vetor composto de todas as demandas dos barramentos;

S - matriz de incidência barramentos-circuitos;

\bar{G} - vetor de capacidade de geração máxima permitida nos barramentos;

$\bar{T}_{\{kl\}}$ - fluxo máximo permitido em $R_{\{kl\}}$ ligado aos barramentos "k" e "l".

Com a solução do sistema linear $\theta = B^{-1} \cdot (D - G)$, é calculado o fluxo de potência total de cada ramo $R_{\{kl\}}$ da rede - $T_{\{kl\}}$, utilizando a seguinte expressão simplificada:

$$T_{\{kl\}} = b_{\{kl\}} \cdot (\theta_k - \theta_l) \quad (2.14)$$

Onde:

θ_k - é o k-ésimo componente do vetor de ângulos θ .

Uma vez que $b_{\{kl\}}$ representa a susceptância série total do ramo $R_{\{kl\}}$, ela corresponde a soma das susceptâncias $b_{\{kl\}p}$ dos "n" circuitos paralelos que forma o ramo $R_{\{kl\}}$. Logo:

$$b_{\{kl\}} = \sum_{p=1}^n b_{\{kl\}p} \quad (2.15)$$

Substituindo esta equação em (2.14) obtém-se a seguinte fórmula aproximada para o fluxo de potência total de cada ramo $R_{\{kl\}}$:

$$T_{\{kl\}} = \left[\sum_{p=1}^n b_{\{kl\}p} \right] \cdot (\theta_k - \theta_1) \tag{2.16}$$

Destas equações fica evidente que as hipóteses básicas contidas neste modelo de fluxo de potência linearizado são:

- Módulos de tensões terminais unitários, ou seja, $V_k = V_l = 1$;
- Aproximação dos ângulos das tensões terminais: $\text{sen}(\theta_k - \theta_1) \approx (\theta_k - \theta_1)$;
- Reatância de cada ramo $R_{\{kl\}}$ muito maior que a resistência $r_{\{kl\}}$: $x_{\{kl\}} \gg r_{\{kl\}}$.

Com estas hipóteses simplificadoras o comportamento do fluxo de potência total no $R_{\{kl\}} - T_{\{kl\}}$, com magnitudes de tensões terminais unitárias, é do tipo linear crescente com os valores das aberturas angulares - $\theta_{\{kl\}}$ conforme indicado na curva $T_{\{kl\}} \times \theta_{\{kl\}}$ da Figura 2.13, a qual foi adaptada da referência [M_83].

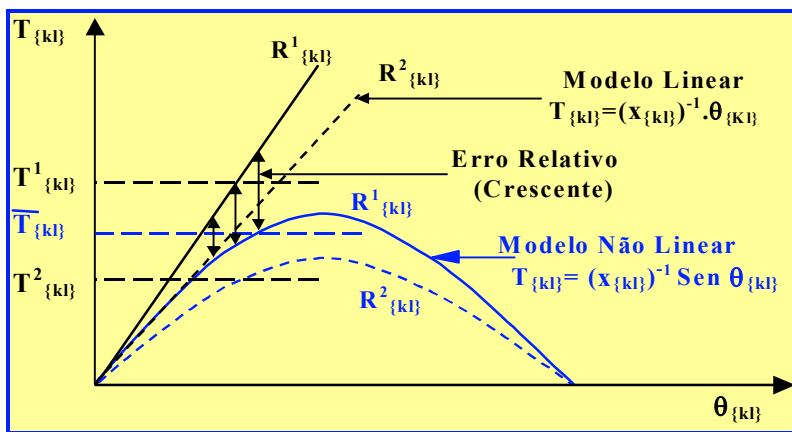


Figura 2.13: Curva $T_{\{kl\}} \times \theta_{\{kl\}}$ dos Modelos Linear e Não Linear

Como pode ser visto nesta figura, para um patamar de carga $T_{\{kl\}}^1$ ambos os modelos fornecem uma solução. Já para um nível de carga mais elevado $T_{\{kl\}}^2$, o modelo não linear não tem solução. Assim, as adições de transmissão apontadas pelo modelo linear fornecem apenas uma idéia de quanto está sendo excedida a capacidade de transmissão do ramo - $R_{\{kl\}}$, podendo resultar em soluções imprecisas.

Por sua vez, a potência de perda ativa em cada ramo da rede de transmissão é estimada através de um processo iterativo, utilizando a equação (2.17), onde $g_{\{kl\}}$ representa a condutância total associada aos "n" circuitos paralelos que forma o ramo $R_{\{kl\}}$.

$$P_{\{kl\}} = g_{\{kl\}} (\theta_k - \theta_l)^2 \tag{2.17}$$

A partir desta estimativa de perdas ativas nos ramos, é calculado um novo estado do sistema, considerando seu efeito como cargas adicionais nos barramentos terminais de cada ramo (metade em cada barramento). Com esta consideração, a equação (2.12a) toma a seguinte forma matricial:

$$B \cdot \theta + G = D + D^{\text{perdas}} \quad (2.18a)$$

$$D_k^{\text{perdas}} = \frac{1}{2} \sum_{kl \in K(k)} P_{\{kl\}} \quad (2.18b)$$

Onde, D_k^{perdas} é o k-ésimo elemento do vetor de perdas ativas D^{perdas} .

Finalizada a estimativa do estado da rede, considerando o efeito aproximado das perdas ativas, são calculados novamente os valores das perdas ativas nos ramos da rede de forma iterativa até a convergência final.

A alteração na distribuição dos fluxos devido à variação na capacidade de transmissão de um determinado ramo da rede, na área de interesse, é avaliada através da relação obtida da análise de sensibilidade entre o estado da rede (θ) e os parâmetros dela.

Tarefa ASEN – Análise de Sensibilidade

Permite ao algoritmo construir uma Lista de Candidatos – **LC**, composta das adições mais atrativas sob a ótica de distribuição fluxos de potência ativa nos ramos da rede, utilizando índices de sensibilidades, os quais podem ser calculadas segundo dois critérios:

- Sensibilidade pelo Critério do Mínimo Esforço;
- Sensibilidade pelo Critério do Mínimo Corte de Carga.

1. Sensibilidade pelo Critério de Mínimo Esforço

Como a tendência do fluxo de potência ativa é fluir pelos ramos mais curtos (ramos de maiores susceptâncias séries), as adições na configuração da rede que provocam os maiores impactos nas distribuições dos fluxos de potências ativas são detectadas pelo critério que minimiza o somatório das potências de perdas ativas obtidas com o modelo de fluxo de potência linearizado (2.17).

Com este conceito a sensibilidade da função objetivo "z" é obtida através da solução do seguinte problema de otimização:

$$\text{Min } z = \frac{1}{2} \sum_{kl=1}^{NL} \frac{1}{x_{\{kl\}}} T_{\{kl\}}^2 \quad (2.19a)$$

Sujeito a:

$$\sum_{kl \in K(k)} T_{\{kl\}} = D_k - G_k \quad (2.19b)$$

NL – número de ramos;

D_k e G_k – componentes dos vetores D e G , respectivamente.

Este critério é obtido de forma aproximada, linearizando-se o valor ótimo da função objetivo z^* em torno do ponto correspondente à configuração atual da rede, e em seguida simulando adições nos ramos da rede, para as quais determinam-se as variações na função linear pela qual aproximou-se a função z^* .

Logo, para identificar os ramos, que recebendo uma adição, provocam as maiores perturbações em z^* , determina-se inicialmente a variação da função "z", em relação à variação na susceptância total do ramo $R_{\{kl\}}$ candidato à adição, pela expressão:

$$\frac{\partial z^*}{\partial b_{\{kl\}}} = -\frac{1}{2} (b_{\{kl\}})^{-2} \cdot T_{\{kl\}}^2 \quad (2.20)$$

Admitindo-se uma variação na capacidade de transmissão devido à adição no ramo $R_{\{kl\}}$, obtém-se a seguinte aproximação para z^* , utilizando para tal fim a expansão da série de Taylor em torno de $b_{\{kl\}}$, considerando apenas o termo de primeira ordem:

$$z^*(b + \Delta b) \approx z^*(b) + \frac{\partial z^*}{\partial b_{\{kl\}}} \cdot \Delta b_{\{kl\}} \quad (2.21)$$

b - vetor composto das susceptâncias séries dos ramos da rede;

Δb - vetor composto das variações nas susceptâncias séries dos ramos da rede devido às adições nos ramos;

$\Delta b_{\{kl\}}$ - variação na susceptância série total do ramo $R_{\{kl\}}$.

Assim, os valores aproximados para as perturbações sofridas por z^* , representados por $\Delta z^*_{\{kl\}}$, correspondentes às adições, podem ser obtidos da expressão (2.21) como:

$$z^*(b + \Delta b) - z^*(b) = \Delta z^*_{\{kl\}} \approx \frac{\partial z^*}{\partial b_{\{kl\}}} \cdot \Delta b_{\{kl\}} \quad (2.22)$$

Substituindo a equação (2.20) em (2.22) obtém-se a seguinte fórmula aproximada:

$$\Delta z^*_{\{kl\}} \approx -\frac{1}{2} (b_{\{kl\}})^{-2} \cdot (T_{\{kl\}}^*)^2 \cdot \Delta b_{\{kl\}} \quad (2.23)$$

Desta equação, infere-se que os ramos da rede nos quais a adição de um ou mais reforços provoca o maior impacto na distribuição de fluxos nos circuitos são aqueles que correspondem aos maiores valores de $|\Delta z^*_j|$, com $j = \{kl\} = 1, 2, \dots, NL$.

Isto significa que, quando é adicionado um ou mais reforços ao ramo R_j , o valor da sensibilidade é alterado como resultado da mudança nos carregamentos dos circuitos pertencentes ao ramo R_j . Se a mudança em $|\Delta z^*_j|$ é relativamente grande, implica que o carregamento dos circuitos do ramo, na área de interesse, aumentou significativamente.

Assim, o critério de mínimo esforço consiste em identificar os ramos da rede que, sofrendo uma variação, em sua capacidade de transmissão Δb_j , acarretam as maiores perturbações no valor ótimo da função objetivo " z^*_j ", expressa pela equação (2.19a).

Ressalta-se que esta propriedade é usada pelo modelo ANASIN como primeiro critério de ordenação de todos os circuitos candidatas à expansão da rede de transmissão.

Graficamente, a função Δz^*_j , com $j=1, 2, \dots, NL$ descrita pela equação (2.23) só pode ser representada em um espaço de dimensão " $NL+1$ ". Entretanto, projetando os " NL " eixos associados a cada ramo sobre um único eixo, visualiza-se a família de curvas ilustrada na Figura 2.14, as quais expressam as variações de Δz^*_j em função de alterações (não simultâneas) na susceptância série total de cada ramo de uma rede com configuração inicial S^{RI} .

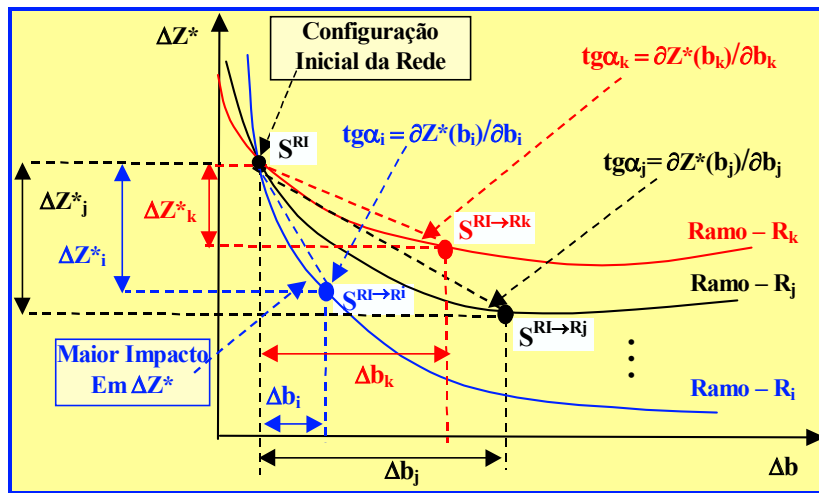


Figura 2.14: Ilustração Gráfica do Comportamento da Função Δz^*_j

Segundo esta ilustração gráfica e o critério de mínimo esforço, expresso pela equação (2.23), fica evidente que se deve priorizar a adição localizada na região do espaço cartesiano " $\Delta z^* \times \Delta b$ " tal que a inclinação de uma das retas representadas por $S^{RI}S^{RI \rightarrow i}$, $S^{RI}S^{RI \rightarrow j}$ e $S^{RI}S^{RI \rightarrow k}$, seja a mais acentuada possível.

Esta interpretação significa que uma pequena alteração no valor da susceptância total do ramo $R_j - \Delta b_j$, resulta em uma acentuada redução no valor do módulo da função $|\Delta z^*_j|$.

2. Ilustração Gráfica do Critério de Mínimo Esforço

De acordo com a equação 2.23, a função Δz_j^* depende do valor da susceptância série existente (b_j), do montante de fluxo de potência (T_j) e da capacidade de transmissão adicionada (Δb_j) a cada ramo R_j da rede, ou seja:

$$\Delta z_j^* = \Delta z_j^*(b_j, T_j, \Delta b_j) \tag{2.24}$$

Interpretando Δb_j como uma condutância, a injeção líquida de potência ativa ($D_k - G_k$) como uma fonte de corrente e T_j como a corrente no ramo R_j , a solução de 2.21a e 2.21b corresponde à minimização das perdas ativas nos ramos da rede de transmissão.

Com esta interpretação, pode-se dizer, que a distribuição de fluxos na rede de transmissão se dá de modo a minimizar o “mínimo esforço”, tendo em mente que a tendência da potência ativa é se distribuir pelos ramos eletricamente mais curtos.

A seguir são analisadas três configurações evolutivas distintas, envolvendo possíveis adições em ramos de uma rede de transmissão, com o objetivo de ilustrar a dependência dos três parâmetros acima citados com a ordenação dos circuitos candidatos realizada através do critério de mínimo esforço.

➤ Primeira Configuração Evolutiva Analisada

A primeira configuração evolutiva discutida envolve a ordenação de dois circuitos candidatos com susceptâncias séries Δb_1 e Δb_2 representadas pelas linhas pontilhadas na Figuras 2.16, os quais podem ser adicionados aos ramos não conectados em série R_1 e R_2 da configuração inicial S^{RI} ilustrada na Figuras 2.15.

Chama-se a atenção de que os circuitos candidatos são adicionados às configurações para eliminar a sobrecarga existente ($T_1 > \bar{T}_1$) no ramo R_1 mais curto.

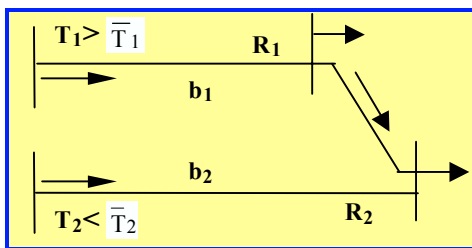


Figura 2.15: Configuração Inicial S^{RI}

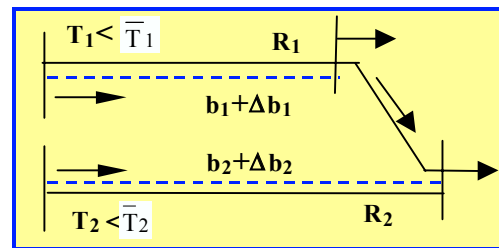


Figura 2.16: Configurações $S^{RI \rightarrow R1}$ ou $S^{RI \rightarrow R2}$

As Figuras 2.17 e 2.18, apresentadas a seguir, ilustram o critério de ordenação por mínimo esforço para as duas alternativas de adições de circuitos, considerando duas hipóteses de reduções de perdas ativas nas configurações finais da Figura 2.16, a saber:

Hipótese 1 – H1: Fluxo de Potência no Ramo R₁ Maior que no Ramo R₂ ($\text{tg}\alpha_1 > \text{tg}\alpha_2$)

Nesta hipótese partiu-se da premissa de que o fluxo de potência T₁ no Ramo R₁ maior que o fluxo T₂ no Ramo R₂. Considerou-se ainda que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração S^{RI→R1} resulta em uma redução de perda ativa Δz₁ no ramo R₁ maior que a redução de perda ativa Δz₂ proveniente da evolução para a configuração S^{RI→R2} indicada na Figura 2.16 acima.

A Figura 2.17 reproduz esquematicamente estas premissas básicas e as relações entre as reduções de perdas ativas e os montantes de fluxos nos dois ramos.

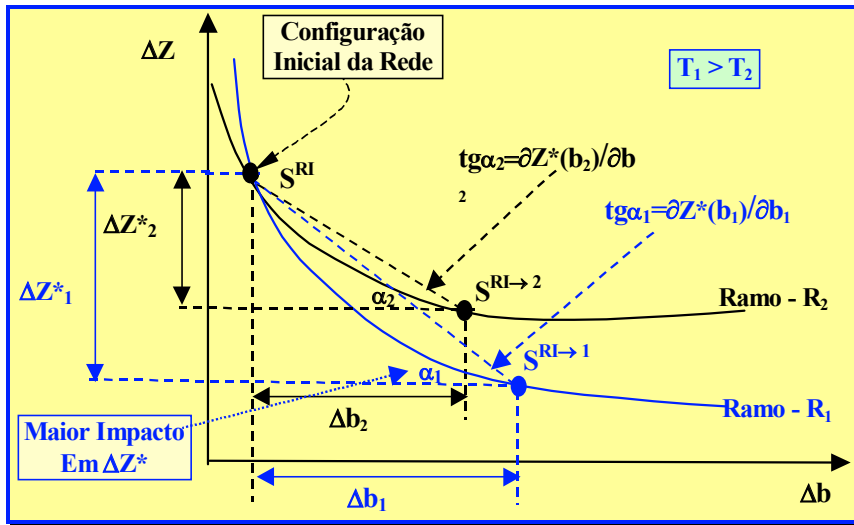


Figura 2.17: H1 - Fluxo no Ramo R₁ Maior que em R₂ ($\text{tg}\alpha_1 > \text{tg}\alpha_2$)

Esta ilustração gráfica mostra de forma bastante clara que a reta S^{RI}S^{RI→R1} está localizada na região do espaço cartesiano “Δz x Δb” com inclinação mais acentuada que a inclinação da reta representada por S^{RI}S^{RI→R2}. Este fato decorre do maior fluxo de potência no ramo R₁ em relação ao ramo R₂.

Sabendo-se que as tangentes dos ângulos α₁ e α₂ representam, respectivamente, as inclinações das retas S^{RI}S^{RI→R1} e S^{RI}S^{RI→R2} e que Δz₁ > Δz₂ e Δb₁ > Δb₂, deduz-se a seguinte expressão de ordenação:

$$\text{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta z_1}{\Delta b_1} > \text{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta z_2}{\Delta b_2}$$

Esta constatação permite concluir que a ordenação se dá de acordo com o esperado, minimizando o somatório dos produtos das reatâncias dos ramos pelo quadrado dos fluxos de potência correspondentes.

Neste caso o critério de mínimo esforço, indica, prioritariamente, o reforço de maior capacidade de transmissão (maior susceptância série) ao ramo R_1 de modo que a redução de perda ativa seja maior que no ramo R_2 ($\Delta z_1 > \Delta z_2$).

Hipótese 2 – H2: Fluxo de Potência no Ramo R_2 Maior que no Ramo R_1 ($tg\alpha_2 > tg\alpha_1$)

Já nesta hipótese partiu-se da premissa de que o fluxo de potência T_2 no ramo R_2 maior que o fluxo T_1 no ramo R_1 . Considerou-se ainda que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração $S^{RI \rightarrow R1}$ implica em uma redução de perda ativa Δz_1 no ramo R_1 menor que a redução de perda ativa Δz_2 no ramo R_2 resultante da evolução para a configuração final $S^{RI \rightarrow R2}$ indicada na Figura 2.16.

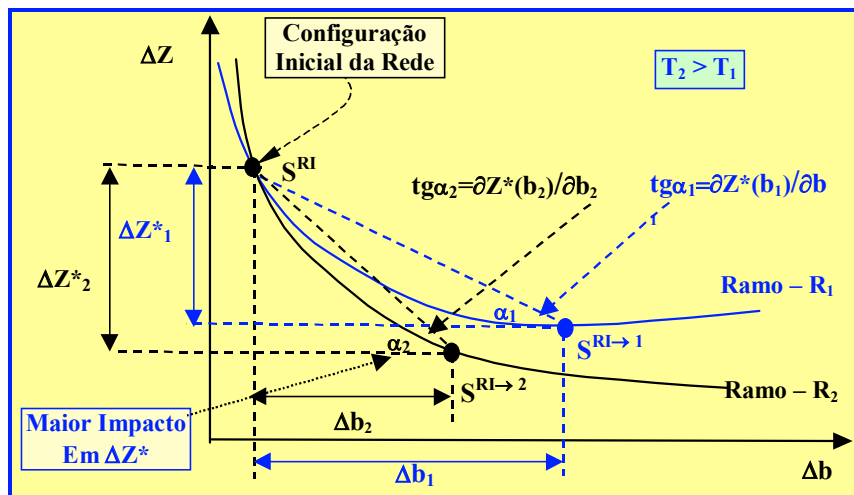


Figura 2.18: H2 – Fluxo no Ramo R_2 Maior que em R_1 ($tg\alpha_2 > tg\alpha_1$)

Segundo as distribuições dos fluxos de potências ativas ilustradas na Figura 2.18 e o critério de mínimo esforço, deve-se dá prioridade à adição do circuito com capacidade de transmissão Δb_2 no ramo R_2 da configuração inicial S^{RI} indicada na Figura 2.15. Esta constatação decorre devido ao fato de que:

$$tg\alpha_2 > tg\alpha_1 \Rightarrow \frac{\Delta z_2}{\Delta b_2} > \frac{\Delta z_1}{\Delta b_1}$$

Esta constatação permite a conclusão de que a ordenação se dá de acordo com o estabelecido pelo critério de mínimo esforço, indicando, prioritariamente, o reforço no ramo que traz maior redução de perdas para a configuração.

Ou seja, priorizou o reforço no ramo que provocou maior impacto sobre a função objetivo “z”, de forma a minimizar o somatório dos produtos das reatâncias dos ramos pelo quadrado dos fluxos correspondentes.

Entretanto, por não levar em consideração os custos envolvidos na expansão, o critério de mínimo esforço apontou no sentido de reforçar o ramo R_2 eletricamente mais longo e, conseqüentemente, mais oneroso, embora houvesse a possibilidade de adicionar o circuito de capacidade Δb_1 (menor custo) no ramo R_1 , no qual apresentou sobrecarga.

➤ Segunda Configuração Evolutiva Analisada

A seguir é feita a ilustração gráfica da aplicação do critério de mínimo esforço à configuração inicial S^{RI} com uma característica triangular conforme indicada na Figura 2.19, a qual é composta de dois ramos R_1 e R_2 conectados em série.

Para eliminar as sobrecargas nos respectivos ramos R_1 ($T_1 > \bar{T}_1$) e R_2 ($T_2 > \bar{T}_2$) da configuração inicial S^{RI} vislumbrou-se três possíveis adições, não simultâneas, de circuitos com capacidades de transmissão definidas pelas susceptâncias séries Δb_1 , Δb_2 e Δb_3 .

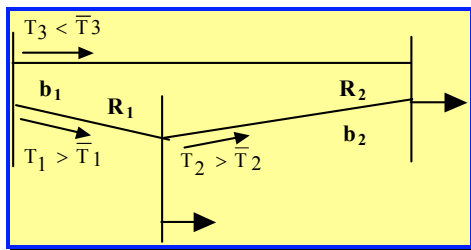


Figura 2.19: Configuração Inicial S^{RI}

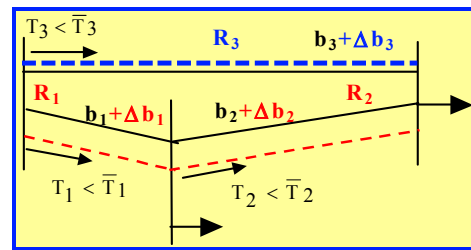


Figura 2.20: Configurações $S^{RI \rightarrow R1+R2}$ ou $S^{RI \rightarrow R3}$

A Figura 2.20 mostra a topologia da configuração final $S^{RI \rightarrow R1+R2}$, resultante das possíveis adições, não simultâneas, das susceptâncias séries Δb_1 e Δb_2 aos ramos R_1 e R_2 , bem como da configuração $S^{RI \rightarrow R3}$ após a adição do circuito de capacidade de transmissão Δb_3 .

Para mostrar a ordenação dos circuitos candidatos, resultante da aplicação do critério de mínimo esforço as duas configurações evolutivas, são feitas as seguintes comparações:

- Adicionar o circuito Δb_1 ao ramo R_1 ou adicionar o circuito Δb_2 ao ramo R_2 ;
- Adicionar o circuito Δb_1 ao ramo R_1 ou adicionar o circuito Δb_3 no ramo R_3 ;
- Adicionar o circuito Δb_2 ao ramo R_2 ou adicionar o circuito Δb_3 no ramo R_3 .

As Figuras 2.21 e 2.24 apresentadas a seguir mostram os impactos nas sensibilidades de Δz diante das variações em Δb , nas duas alternativas de configurações evolutivas, para duas hipóteses de fluxos de potências nos ramos indicados na Figura 2.20.

Hipótese 1 – H1: Fluxo no Ramo R₃ Maior que em R₁ e R₂ ($tg\alpha_3 > tg\alpha_1 > tg\alpha_2$)

Nesta hipótese partiu-se da premissa de que o fluxo de potência T₃ no ramo R₃ é maior que os fluxos T₁ e T₂ nos Ramos R₁ e R₂, conectados em série. Considerou-se ainda que, a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração final S^{RI→R1} resulta em redução de perda ativa ΔZ₁ no ramo R₁ maior que a redução de perda ΔZ₂ no ramo R₂ resultante da evolução para a configuração S^{RI→R2}.

Na Figura 2.21 abaixo são ilustradas, graficamente, estas premissas básicas e as relações entre as reduções de perdas ativas e os montantes de fluxos nos três ramos.

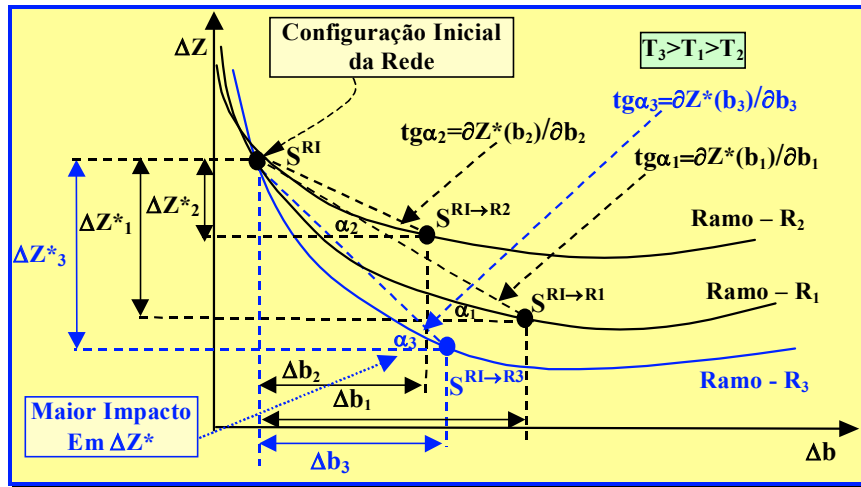


Figura 2.21: H1 – Fluxo em R₃ Maior que em R₁ e R₂ ($tg\alpha_3 > tg\alpha_1 > tg\alpha_2$)

Esta ilustração gráfica mostra claramente que, a reta S^{RI}S^{RI→R1} está localizada na região do espaço cartesiano “Δz x Δb” com inclinação representada por tgα₁, mais acentuada que a inclinação tgα₂ da reta representada por S^{RI}S^{RI→R2}. Este fato ocorre devido ao atendimento das relações: T₃ > T₁ > T₂ e Δb₁ > Δb₃ > Δb₂.

Diante destas constatações e considerações tem-se a seguinte relação de ordenação:

$$tg\alpha_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} > tg\alpha_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2}$$

Esta constatação permite concluir que a ordenação se dá de acordo com o esperado, indicando como sendo mais atrativa a adição do reforço de capacidade Δb₁ ao ramo R₁, em relação à adição do circuito com capacidade Δb₂ ao ramo R₂.

Aplicando o mesmo raciocínio de análise à comparação entre os circuitos com susceptâncias séries definidas por Δb₁ e Δb₃, e entre os circuitos candidatos de capacidades dadas por Δb₂ e Δb₃, chega-se as seguintes relações de preferências:

$$\text{tg}\alpha_3 > \text{tg}\alpha_1 \Rightarrow \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3} > \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} \text{ e } \text{tg}\alpha_3 > \text{tg}\alpha_2 \Rightarrow \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3} > \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2}$$

Conclui-se, novamente, que a aplicação do critério de mínimo esforço, apesar da ocorrência de inversão da ordenação dos circuitos Δb_1 e Δb_2 , apontou uma solução com custo de expansão esperado, ou seja, o critério priorizou a adição do reforço Δb_3 no ramo R_3 ao invés das adições dos circuitos Δb_1 e Δb_2 nos ramos R_1 e R_2 .

Hipótese 2 – H2: Fluxos nos Ramos R_1 e R_2 Maior que em R_3 ($\text{tg}\alpha_1 > \text{tg}\alpha_2 > \text{tg}\alpha_3$)

Nesta hipótese partiu-se da premissa de que o fluxo de potência T_1 e T_2 nos Ramos R_1 e R_2 são superiores ao fluxo de potência T_3 do ramo R_3 . Considerou-se ainda que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração $S^{RI \rightarrow R1}$ resulta em uma redução de perda ativa ΔZ_1 no ramo R_1 maior que a redução de perda ativa ΔZ_2 no ramo R_2 proveniente da evolução para a configuração $S^{RI \rightarrow R2}$ indicada na Figura 2.20.

A Figura 2.23 ilustra graficamente estas premissas básicas e as relações entre as reduções de perdas ativas e os montantes de fluxos nos três ramos.

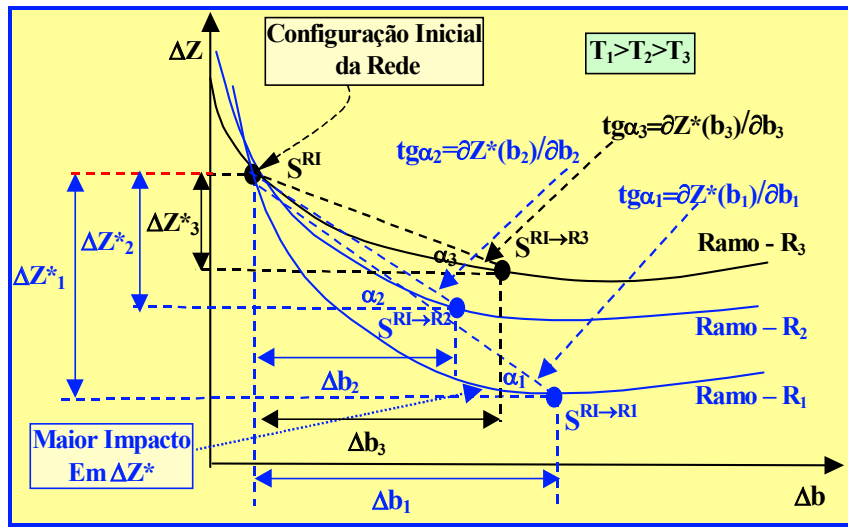


Figura 2.23: H2 - Fluxo em R_1 e R_2 Maior que em R_3 ($\text{tg}\alpha_1 > \text{tg}\alpha_2 > \text{tg}\alpha_3$)

Esta ilustração gráfica mostra, claramente, que a reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow R1}$ está localizada na região do espaço cartesiano " $\Delta z \times \Delta b$ " com inclinação, representada por $\text{tg}\alpha_1$, mais acentuada que a inclinação $\text{tg}\alpha_2$ da reta representada por $S^{RI}S^{RI \rightarrow R2}$. Este fato ocorre devido ao atendimento das relações: $T_1 > T_2 > T_3$ e $\Delta b_1 > \Delta b_3 > \Delta b_2$. Diante destas constatações e considerações deduz-se a seguinte relação:

$$\operatorname{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} > \operatorname{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2}$$

Esta relação de preferência permite concluir que a ordenação se dá de acordo com o esperado, indicando como mais atrativa a adição do reforço de capacidade Δb_1 ao ramo R_1 , em relação à adição do circuito de susceptância Δb_2 ao ramo R_2 .

Aplicando o mesmo raciocínio de análise à comparação entre os circuitos com susceptâncias sérias definidas por Δb_1 e Δb_3 , e entre os circuitos candidatos de capacidades dadas por Δb_2 e Δb_3 , chega-se as seguintes relações:

$$\operatorname{tg}\alpha_1 > \operatorname{tg}\alpha_3 \Rightarrow \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} > \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3} \quad \text{e} \quad \operatorname{tg}\alpha_2 > \operatorname{tg}\alpha_3 \Rightarrow \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2} > \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3}$$

Destas análises comparativas pode-se extrair as seguintes relações de preferências dos ramos candidatos a adições de reforços pelo critério de mínimo esforço:

- É preferível inicialmente reforçar o ramo R_1 da rede S^{RI} e em seguida o ramo R_2 ;
- É preferível reforçar o ramo R_1 da configuração S^{RI} ao invés do ramo R_3 ;
- É preferível reforçar o ramo R_2 da configuração S^{RI} ao invés do ramo R_3 .

Conclui-se, então, que a aplicação deste critério a uma configuração com característica triangular e baixo nível de carregamento no ramo R_3 apontou uma solução cujo custo de expansão é superior ao esperado.

Ou seja, uma vez que o critério de mínimo esforço está baseado em adições individuais, já que não considera a influência de um conjunto de adições, o mesmo priorizou os reforços dos ramos R_1 e R_2 , ao invés de um circuito no ramo R_3 .

Considere agora que a topologia da configuração inicial S^{RI} é a mesma, mas que as susceptâncias dos circuitos existentes têm capacidades de transmissão dadas por b'_1 , b'_2 e b'_3 e que os candidatos são os mesmos reforços com capacidades Δb_1 , Δb_2 e Δb_3 .

Suponha também que os fluxos de potência obedecem a mesma relação, ou seja, que $T_1 > T_2 > T_3$. Com este conjunto de considerações as reduções de perdas ativas nos três ramos apresentam um comportamento conforme indicado na Figura 2.24.

Esta ilustração gráfica mostra que a reta $S^{\text{RI}}S^{\text{RI} \rightarrow R_2}$ está com inclinação representada por $\operatorname{tg}\alpha_2$, mais acentuada que a inclinação $\operatorname{tg}\alpha_1$ da reta representada por $S^{\text{RI}}S^{\text{RI} \rightarrow R_1}$. Diante destas constatações infere-se que:

$$\operatorname{tg}\alpha_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2} > \operatorname{tg}\alpha_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1}, \quad \operatorname{tg}\alpha_1 > \operatorname{tg}\alpha_3 \Rightarrow \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} > \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3} \quad \text{e} \quad \operatorname{tg}\alpha_2 > \operatorname{tg}\alpha_3 \Rightarrow \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2} > \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3}$$

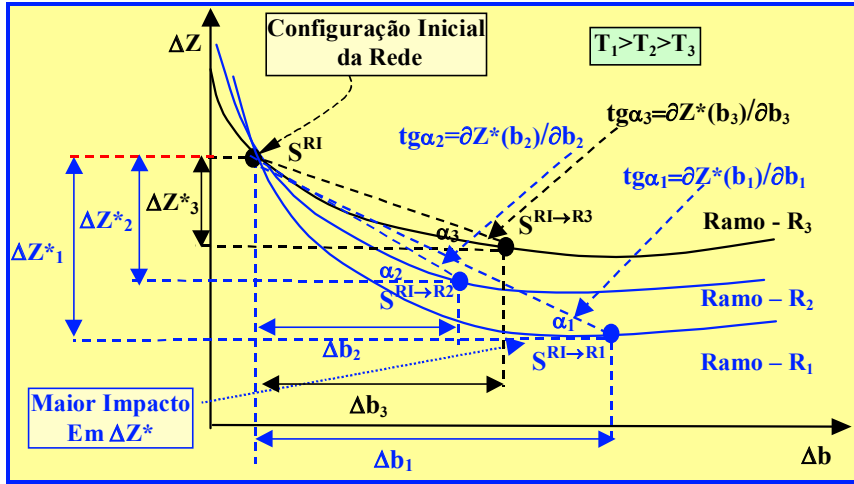


Figura 2.24: H2 – Fluxo em R₁ e R₂ Maior que em R₃ ($tg\alpha_2 > tg\alpha_1 > tg\alpha_3$)

Conclui-se, novamente, que a aplicação deste critério a uma configuração com característica triangular e baixo nível de carregamento no ramo apontou uma solução cujo custo de expansão é superior ao esperado, ou seja, o critério priorizou os reforços dos ramos R₁ e R₂, ao invés de um único circuito no ramo R₃. Note ainda que houve uma inversão da ordenação de preferência entre os circuitos candidatos Δb_1 e Δb_2 .

↪ Terceira Configuração Evolutiva Analisada

Esta terceira análise procura avaliar o desempenho do critério de ordenação baseado no mínimo esforço, partindo de uma configuração radial, com características ilustradas na Figura 2.25, para uma das configurações finais indicadas na Figura 2.26.

Chama-se a atenção de que a configuração $S^{RI \rightarrow R3}$ contempla a possibilidade de adição de um circuito de capacidade Δb_3 em paralelo com o circuito de baixa susceptância b_3 em uma rota que conecta o barramento com injeção de potência ativa com o último barramento do ramo em sobrecarga.

Os três circuitos candidatos, indicados por linhas pontilhadas na Figura 2.26, são propostos para eliminar as sobrecargas existentes nos ramos R₁ e R₂ conectados em série, na configuração inicial S^{RI} .

Partiu-se da premissa de que o fluxo de potência T₁ e T₂ nos Ramos R₁ e R₂ são bastante superiores ao fluxo de potência T₃ do ramo R₃. Considerou-se ainda que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração $S^{RI \rightarrow R1}$ resulta em uma redução de perda ativa Δz_1 no ramo R₁ maior que a redução de perda ativa Δz_2 no ramo R₂ proveniente da evolução para a configuração $S^{RI \rightarrow R2}$ indicada na Figura 2.25.

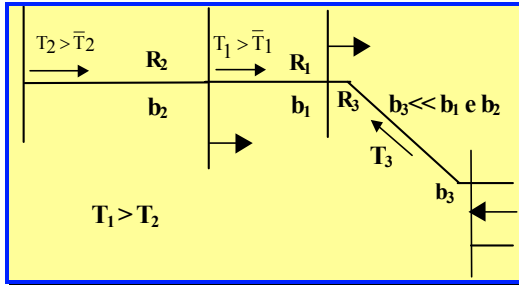


Figura 2.25: Configuração Inicial S^{RI}

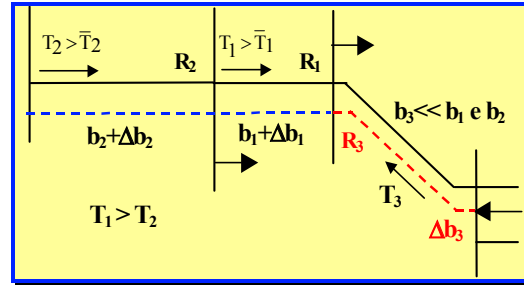


Figura 2.26: Configurações $S^{RI \rightarrow R1+2}$ ou $S^{RI \rightarrow R3}$

A Figura 2.27 ilustra graficamente estas premissas básicas e as relações entre as reduções de perdas ativas e os montantes de fluxos nos três ramos.

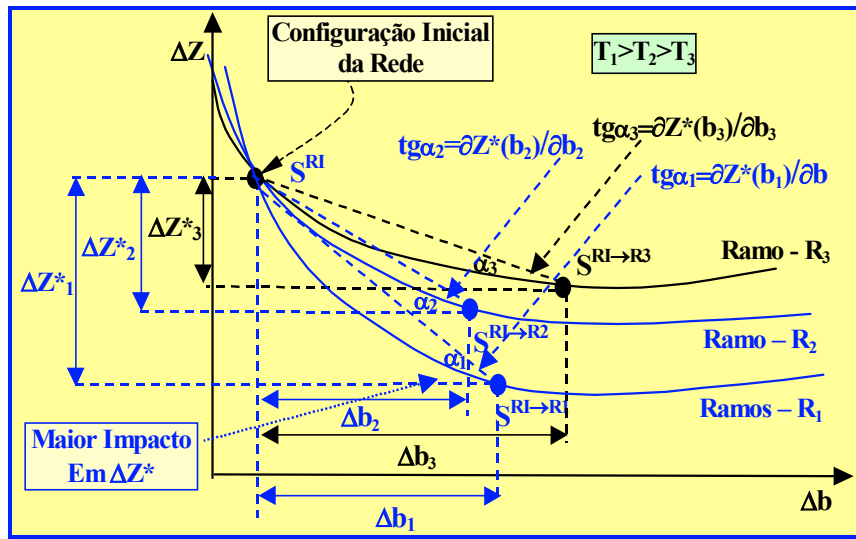


Figura 2.27: Fluxo em R_1 e R_2 Maior que em R_3 ($tg\alpha_1 > tg\alpha_2 > tg\alpha_3$)

Nesta ilustração gráfica fica evidente que a reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow R1}$ está localizada na região do espaço cartesiano " $\Delta z \times \Delta b$ " com inclinação, representada por $tg\alpha_1$, mais acentuada que a inclinação $tg\alpha_2$ da reta representada por $S^{RI}S^{RI \rightarrow R2}$. Destas constatações infere-se que:

$$tg\alpha_1 = \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} > tg\alpha_2 = \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2}$$

Esta constatação permite concluir que a ordenação se dá de acordo com o esperado, indicando como mais atrativa a adição do reforço de capacidade Δb_1 ao ramo R_1 , em relação à adição do circuito de susceptância Δb_2 ao ramo R_2 .

Aplicando o mesmo raciocínio de análise à comparação entre os circuitos com susceptâncias séries definidas por Δb_1 e Δb_3 , e entre os circuitos candidatos de capacidades dadas por Δb_2 e Δb_3 , chega-se as seguintes relações:

$$\operatorname{tg}\alpha_1 > \operatorname{tg}\alpha_3 \Rightarrow \frac{\Delta Z_1}{\Delta b_1} > \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3} \quad \text{e} \quad \operatorname{tg}\alpha_2 > \operatorname{tg}\alpha_3 \Rightarrow \frac{\Delta Z_2}{\Delta b_2} > \frac{\Delta Z_3}{\Delta b_3}$$

Destas análises comparativas pode-se extrair as seguintes relações de preferências dos ramos candidatos a adições de reforços pelo critério de mínimo esforço:

- É preferível inicialmente reforçar o ramo R_1 da rede S^{RI} e em seguida o ramo R_2 ;
- É preferível reforçar o ramo R_1 da configuração S^{RI} ao invés do ramo R_3 ;
- É preferível reforçar o ramo R_2 da configuração S^{RI} ao invés do ramo R_3 .

Conclui-se, então, que a aplicação deste critério a uma configuração com característica radial apontou uma solução cujo custo de expansão é superior ao esperado, ou seja, o critério priorizou os reforços dos ramos R_1 e R_2 , ao invés de um único circuito no ramo R_3 .

3. Sensibilidade por Mínimo Corte de Carga

Já a sensibilidade da função objetivo "w", pelo critério mínimo corte de carga, é obtida através da solução do seguinte problema de programação linear [CBP_98]:

$$\text{Min } w = \sum_{i=1}^n r_i \quad (2.25a)$$

Sujeito a:

$$B\theta + G + r = D \quad (2.25b)$$

$$G \leq \bar{G} \quad (2.25c)$$

$$r \leq D \quad (2.25d)$$

$$|S\theta| \leq \bar{\psi} \quad (2.25e)$$

Onde:

r - vetor de cortes de cargas nos barramentos;

$\bar{\psi}$ - vetor de desvio angular máximo no ramo R_j , dado por: $\bar{\psi}_j = \bar{T}_j/b_j$.

O problema representado pelas equações de igualdades e desigualdades (2.25) é solucionado mediante um algoritmo do tipo dual simplex, obtendo-se como subprodutos dessa solução os **Multiplicadores de Lagrange** associados às restrições.

Assim, denotando por π_{di} o multiplicador associado à restrição de igualdade (2.25b), a sensibilidade da função objetivo (2.25a), em relação a variação na susceptância série do circuito candidato a ser adicionado ao ramo R_j , é calculada pela expressão (2.26). A demonstração desta expressão encontra-se descrito no **Anexo I** [O_97] deste trabalho.

$$\frac{\partial w}{\partial b_j} = (\pi_{dk} - \pi_{dl}) \cdot (\theta_l - \theta_k) \quad (2.26)$$

Inferre-se da equação (2.26) que, esta sensibilidade expressa a redução marginal do corte de carga causado pela adição do circuito de capacidade marginal no ramo R_j , conectado entre dois barramentos quaisquer da rede de transmissão.

Tarefa REOR – Análise de Reordenação de Reforços Candidatos

A execução dessa tarefa permite ao algoritmo utilizado pelo ANASIN reordenar as adições mais atrativas contidas na LC, por classe de tensão, segundo a ótica da relação benefício/custo decorrente da adição de um ou mais circuitos ao caminho, na área de interesse.

Um caminho - C_j é composto de um conjunto de um ou mais ramos ligados em série. Logo, entre dois barramentos quaisquer da rede de transmissão, pode existir mais de um caminho de fluxo de potência. Chama-se ainda a atenção de que um caminho pode ser constituído de um único circuito.

O benefício associado a cada alternativa de adições pertencentes à LC corresponde à redução das sobrecargas existentes no caminho C_j , aqui representado por $\Delta^- MW^{C_j}$, que a implantação do caminho traz à área de interesse da rede de transmissão.

Já o custo de cada alternativa de adições pertencentes à LC, aqui representado por CAI^{C_j} , é calculado através do somatório dos custos anuais de investimentos associados aos circuitos pertencentes ao caminho C_j , somado (ou prejuízo) da economia (ou subtraído) anual, em termos dos custos de perdas ativas que a implantação do caminho de fluxo provoca na área de interesse da rede de transmissão.

Diante destes conceitos e denotando o índice de desempenho de cada caminho C_j , na área de interesse da rede de transmissão, por ID^{C_j} , a reordenação dos caminhos candidatos a receber a adição de um ou mais reforços é feita de acordo com a seguinte equação:

$$ID^{C_j} = \Delta^- MW^{C_j} / CAI^{C_j} \quad (2.27)$$

Ressalta-se que o modelo ANASIN usa a relação de benefício/custo (2.27) como critério final para reforçar todos os caminhos em sobrecargas na área de interesse da rede.

Da equação (2.27) inferre-se que a adição em apenas um ramo afeta muito pouco o fluxo de potência total do caminho e, conseqüentemente, a relação benefício/custo pode ser muito pequena. Por outro lado, quando todos os circuitos do caminho estiverem reforçados a relação benefício/custo poderá apresentar modificação considerável.

A Figura 2.28 ilustra, graficamente, o conceito de benefício/custo e o critério de reordenação, onde cada círculo do espaço cartesiano $\Delta \bar{MW}^{RI \rightarrow C_j} \times CAI^{RI \rightarrow C_j}$ representa uma configuração na área de interesse.

Segundo o índice ID^{C_j} , deve-se priorizar as configurações localizadas na região espaço cartesiano $\Delta \bar{MW}^{RI \rightarrow C_j} \times CAI^{RI \rightarrow C_j}$ tal que a inclinação seja bastante acentuada, significando que uma pequena variação no custo das adições $CAI^{RI \rightarrow C_j}$ resulte em uma acentuada variação na redução da sobrecarga total no caminho $C_j - \Delta \bar{MW}^{RI \rightarrow C_j}$.

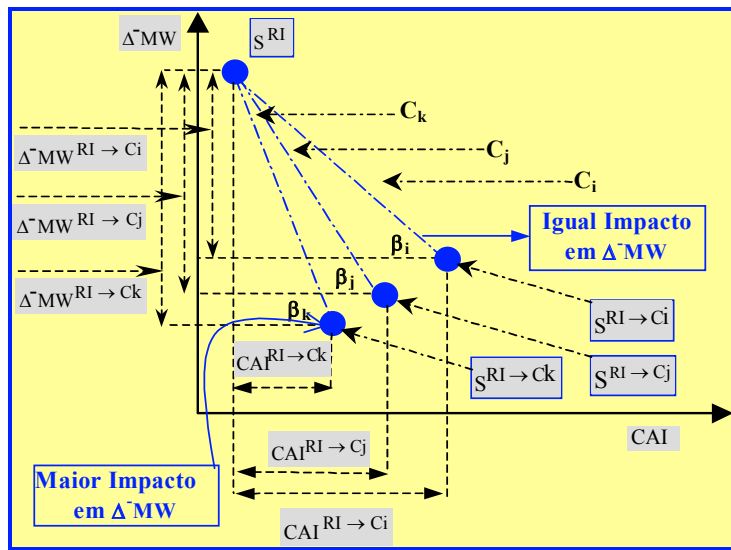


Figura 2.28: Ilustração Gráfica do Critério de Benefício/Custo

4. Ilustração Gráfica do Critério de Benefício/Custo

Neste ponto têm-se já disponíveis as ordenações das adições, obtidas através do critério de mínimo esforço. Esta lista de candidatos as quais são necessário para a realização da análise final pelo critério de benefício/custo expresso pela equação (2.27). Ressalta-se que o modelo ANASIN usa esta relação como critério final para dimensionar os caminhos em sobrecargas na área de interesse.

Assim, a seguir são analisadas as três configurações evolutivas ilustradas nas Figuras 2.16, 2.20 e 2.26, com o objetivo de ilustrar a dependência dos dois parâmetros da equação (2.27) com a definição das adições mediante o critério de benefício/custo.

➤ Primeira Configuração Evolutiva Analisada

A primeira situação analisada pelo critério de benefício/custo envolve a comparação das configurações evolutivas ilustrada na Figura 2.16, considerando as duas hipóteses de fluxos de potências ativas.

Hipótese 1 – H1: Fluxo Maior no Caminho C_1 que no Caminho C_2 ($\text{tg}\beta_1 > \text{tg}\beta_2$)

Nesta primeira hipótese partiu-se da premissa de que as configurações finais $S^{\text{RI} \rightarrow C_1}$ e $S^{\text{RI} \rightarrow C_2}$, estão localizadas na região do espaço cartesiano da Figura 2.29 tal que se verificam as relações: $\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_1} > \Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_2}$ e $\text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_2} > \text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_1}$.

Isto significa que, para se evoluir da configuração inicial S^{RI} , com sobrecarga no caminho C_1 ($T_1 > \bar{T}_1$), para a configuração sem sobrecarga $S^{\text{RI} \rightarrow C_2}$, resulta em redução de sobrecarga de $\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_2}$ maior que a redução $\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_1}$ propiciada pela configuração $S^{\text{RI} \rightarrow C_1}$.

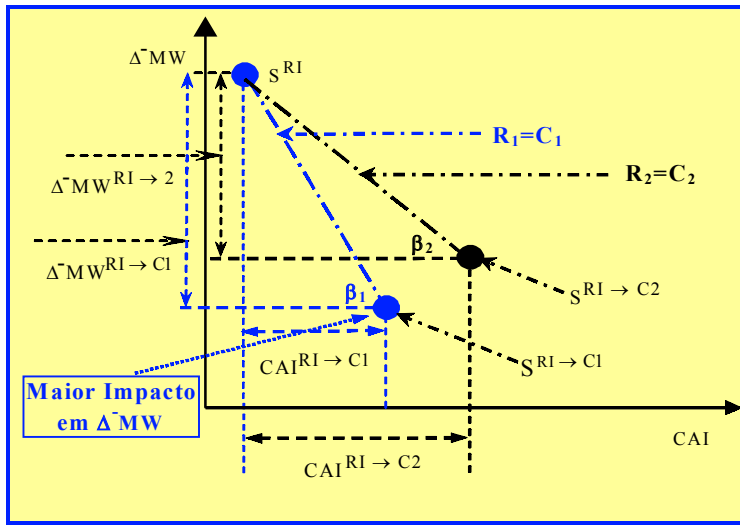


Figura 2.29: H1 - Fluxo Maior em C_1 que em C_2 ($\text{tg}\beta_1 > \text{tg}\beta_2$)

A suposição de maior redução de sobrecarga pelo caminho C_1 foi adotada de maneira a permitir a comparação com a premissa adotada na Figura 2.17, na qual considerou-se a redução de perda em R_1 maior que no ramo R_2 , isto é, $\Delta z_1 > \Delta z_2$. Uma vez que as tangentes dos ângulos β_1 e β_2 representam as inclinações das retas $S^{\text{RI}}S^{\text{RI} \rightarrow C_1}$ e $S^{\text{RI}}S^{\text{RI} \rightarrow C_2}$, infere-se que:

$$\text{tg } \beta_1 = \frac{\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_1}}{\text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_1}} \text{ e } \text{tg } \beta_2 = \frac{\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_2}}{\text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_2}}$$

Considerando a premissa de que $\text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_2} > \text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_1}$, deduz-se a seguinte ordenação:

$$\frac{\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_1}}{\text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_1}} > \frac{\Delta^- \text{MW}^{\text{RI} \rightarrow C_2}}{\text{CAI}^{\text{RI} \rightarrow C_2}} \Rightarrow \text{ID}^{\text{RI} \rightarrow C_1} > \text{ID}^{\text{RI} \rightarrow C_2}$$

Desta forma, conclui-se que o critério de benefício/custo apontou no sentido de adicionar o circuito de magnitude Δb_1 no caminho eletricamente mais curto C_1 em vez de expandir a configuração inicial S^{RI} por meio do caminho C_2 , através da implantação da susceptância série de magnitude Δb_2 . Portanto, esta ordem de prioridade de adição está em consonância com a ordenação obtida através do critério de mínimo esforço.

Hipótese 2 – H2: Fluxo Maior no Caminho C_2 que no Caminho C_1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$)

Já nesta hipótese, partiu-se da premissa de que as configurações evolutivas $S^{RI \rightarrow C1}$ e $S^{RI \rightarrow C2}$ estão localizadas na região do espaço cartesiano ilustrado na Figura 2.30 tal que se verificam as relações: $CAI^{RI \rightarrow C1} > CAI^{RI \rightarrow C2}$ e $\Delta^- MW^{RI \rightarrow C2} > \Delta^- MW^{RI \rightarrow C1}$.

Novamente, adotou-se a premissa de maior redução de sobrecarga no caminho C_2 foi concebida de maneira a permitir a comparação com as suposições adotadas na Figura 2.18, na qual considerou-se a redução de perda em R_2 maior que no ramo R_1 , isto é, $\Delta z_2 > \Delta z_1$.

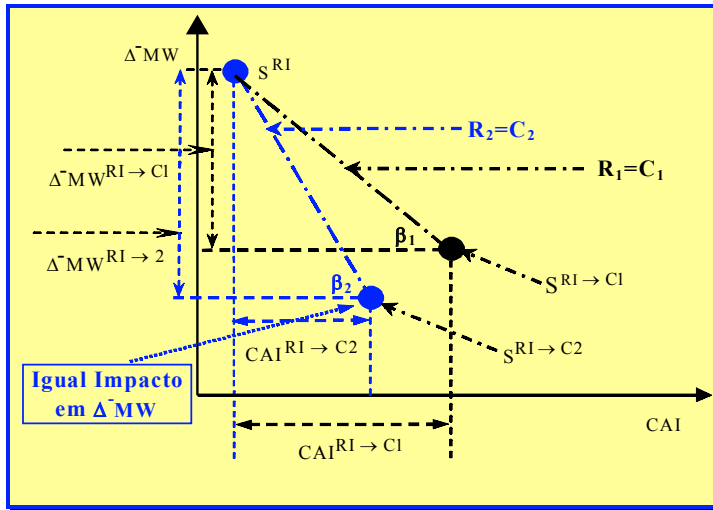


Figura 2.30: H2 - Fluxo Maior em C_2 que em C_1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$)

A análise da Figura 2.30 revela, claramente que, a inclinação $tg\beta_2$ da reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow C2}$ resultante da evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração final $S^{RI \rightarrow C2}$, utilizando o caminho C_2 , é mais acentuada que a inclinação $tg\beta_1$ da reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow C1}$, que resultou da evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração final $S^{RI \rightarrow C1}$, utilizando o caminho C_1 .

Uma vez que as tangentes dos ângulos β_1 e β_2 representam as inclinações das retas $S^{RI}S^{RI \rightarrow C1}$ e $S^{RI}S^{RI \rightarrow C2}$, infere-se que:

$$tg \beta_1 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C1}}{CAI^{RI \rightarrow C1}} \text{ e } tg \beta_2 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C2}}{CAI^{RI \rightarrow C2}}$$

Considerando a premissa de que $CAI^{RI \rightarrow C1} > CAI^{RI \rightarrow C2}$, deduz-se a seguinte ordenação:

$$\frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C2}}{CAI^{RI \rightarrow C2}} > \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C1}}{CAI^{RI \rightarrow C1}} \Rightarrow ID^{RI \rightarrow C2} > ID^{RI \rightarrow C1}$$

Esta constatação permite concluir que o critério baseado na relação benefício/custo apontou a mesma ordenação que a obtida com o critério de mínimo esforço, cujo custo de expansão é mais elevado. Este fato ocorre em virtude desta última regra de decisão não levar em consideração os custos de investimentos envolvidos na expansão.

➤ Segunda Configuração Evolutiva Analisada

A seguir é feita uma ilustração gráfica da aplicação do critério de benefício/custo à configuração inicial S^{RI} sobrecarregada, indicada na Figura 2.20, diante das duas hipóteses discutidas e ilustradas nas Figuras 2.21 a 2.24.

Hipótese 1 - H1: Fluxo Maior no Caminho C_2 do que no Caminho C_1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$)

Nesta primeira hipótese considerou-se que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração $S^{RI \rightarrow C2}$ resulta em uma redução de sobrecarga maior que a redução propiciada pela implantação da configuração evolutiva $S^{RI \rightarrow C1}$.

A premissa de maior redução de sobrecarga pelo caminho C_1 foi concebida de maneira a permitir a comparação com as premissas adotadas na Figura 2.21, na qual se considerou a redução de perdas ativas nos ramos R_1 e R_2 é menor que a redução no caminho C_2 ($\Delta z_3 > \Delta z_2 > \Delta z_1$) e que $\Delta b_1 > \Delta b_3 > \Delta b_2$.

A Figura 2.31 apresenta os comportamentos das reduções das sobrecargas das duas alternativas de configurações evolutivas no espaço cartesiano " $\Delta^- MW^{RI} \times CAI^{RI}$ ". Note que o caminho C_1 é formado pelos ramos R_1 e R_2 , os quais estão conectados em série, consequentemente, $CAI^{RI \rightarrow C1} = CAI^{RI \rightarrow R1} + CAI^{RI \rightarrow R2}$.

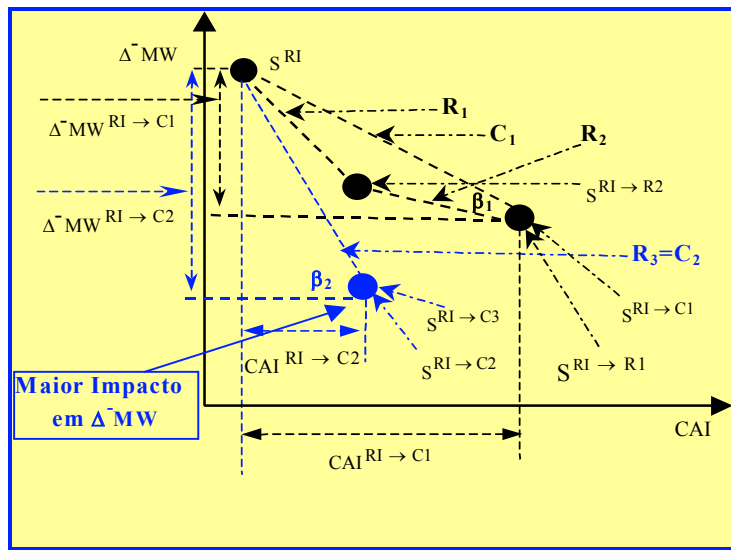


Figura 2.31: H1 - Fluxo Maior em C_2 que em C_1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$)

Nesta ilustração gráfica percebe-se que a reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow C2}$ apresenta uma inclinação, dada por $tg\beta_2$, mais acentuada que a inclinação $tg\beta_1$ da reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow C1}$. Logo:

$$tg\beta_2 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C2}}{CAI^{RI \rightarrow C2}} > tg\beta_1 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C1}}{CAI^{RI \rightarrow C1}} \Rightarrow ID^{RI \rightarrow C2} > ID^{RI \rightarrow C1}$$

Esta constatação permite concluir que a ordenação fornecida pelo critério de benefício/custo se deu de acordo com o critério de mínimo esforço, no qual priorizou o circuito Δb_3 no caminho C_2 mais curto e cujo custo de expansão é inferior ao do caminho C_1 .

Considerando agora que as relações entre as reduções de perdas nos três ramos se apresentam de acordo com a Figura 2.22, as reduções das sobrecargas das duas configurações evolutivas no espaço cartesiano " $\Delta^-MW^{RI} \times CAI^{RI}$ " tomam a forma da Figura 2.32.

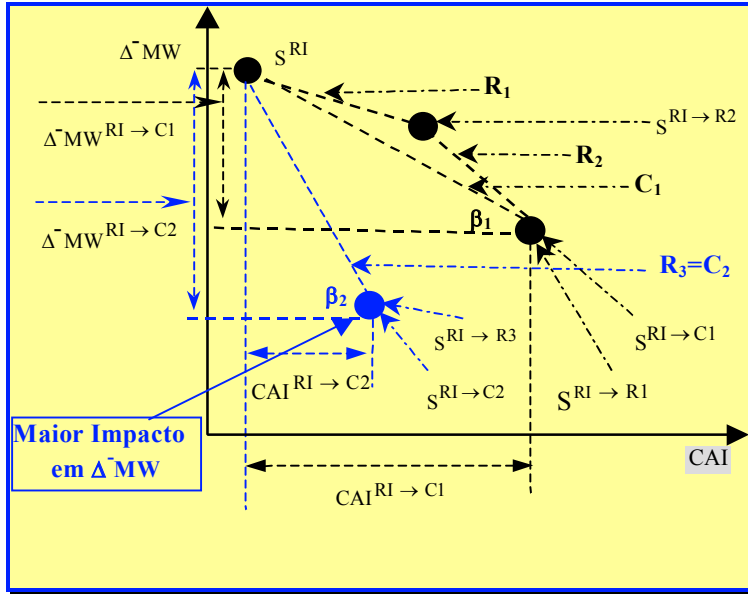


Figura 2.32: H1 - Fluxo Maior em C_2 que em C_1 ($tg\beta_2 > tg\beta_1$)

Nesta ilustração observa-se que a reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow C2}$ apresenta uma inclinação $tg\beta_2$ mais acentuada que a inclinação $tg\beta_1$ da reta representada por $S^{RI}S^{RI \rightarrow C1}$. Logo, deduz-se que:

$$tg\beta_2 = \frac{\Delta^-MW^{RI \rightarrow C2}}{CAI^{RI \rightarrow C2}} > tg\beta_1 = \frac{\Delta^-MW^{RI \rightarrow C1}}{CAI^{RI \rightarrow C1}} \Rightarrow ID^{RI \rightarrow C2} > ID^{RI \rightarrow C1}$$

Conclui-se, novamente, que a ordenação fornecida pelo critério de benefício/custo se deu de acordo com o critério de mínimo esforço, no qual priorizou a adição do circuito Δb_3 ao caminho eletricamente mais curto cujo custo de expansão é inferior ao do caminho alternativo (C_2).

Hipótese 2 – H2: Fluxo Maior no Caminho C_1 do que no Caminho C_2 ($tg\beta_1 > tg\beta_2$)

Nesta segunda hipótese considerou-se que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração $S^{RI \rightarrow C1}$ resulta em uma redução de sobrecarga maior que a redução propiciada pela implantação da configuração evolutiva $S^{RI \rightarrow C2}$.

A premissa de maior redução de sobrecarga pelo caminho C_1 foi concebida de maneira a permitir a comparação com as premissas adotadas na Figura 2.23, na qual se considerou a redução de perdas ativas nos ramos R_1 e R_2 é maior que a redução no caminho C_2 ($\Delta z_1 > \Delta z_2 > \Delta z_3$) e que $\Delta b_1 > \Delta b_3 > \Delta b_2$.

A Figura 2.33 apresenta os comportamentos das reduções das sobrecargas das duas alternativas de configurações evolutivas no espaço cartesiano " $\Delta^- MW^{RI} \times CAI^{RI}$ ". Note que o caminho C_1 é formado pelos ramos R_1 e R_2 , os quais estão conectados em série, consequentemente, $CAI^{RI \rightarrow C1} = CAI^{RI \rightarrow R1} + CAI^{RI \rightarrow R2}$.

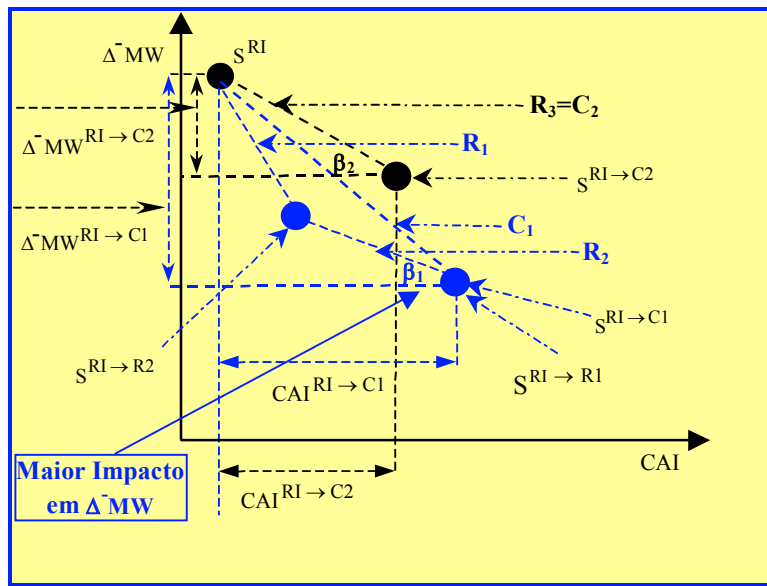


Figura 2.33: H2 - Fluxo Maior em C_1 que em C_2 ($\text{tg}\beta_1 > \text{tg}\beta_2$)

Aplicando o mesmo raciocínio de análise à comparação entre os circuitos com susceptâncias séries definidas por Δb_1 e Δb_3 , e entre os circuitos candidatos de capacidades dadas por Δb_2 e Δb_3 , chega-se as seguintes relações:

$$\text{tg } \beta_1 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C1}}{CAI^{RI \rightarrow C1}} > \text{tg } \beta_2 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C2}}{CAI^{RI \rightarrow C2}} \Rightarrow ID^{RI \rightarrow C1} > ID^{RI \rightarrow C2}$$

Esta relação de preferência permite inferir que a ordenação obtida com o critério de benefício/custo se dá de acordo com o critério de mínimo esforço, indicando como sendo mais atrativa a adição do reforço de capacidade Δb_1 ao ramo R_1 , em relação à adição do circuito de susceptância Δb_2 ao ramo R_2 do caminho C_1 , ao invés do caminho C_2 cujo custo investimento associado à expansão se apresenta inferior ($CAI^{RI \rightarrow C2} < CAI^{RI \rightarrow C1}$).

Conclui-se, então, que a aplicação deste critério a uma configuração com característica triangular e baixo nível de carregamento no ramo R_3 apontou uma solução cujo custo de expansão é superior ao esperado, ou seja, o critério priorizou os reforços dos ramos R_1 e R_2 , ao invés de um único circuito no ramo R_3 .

Considerando agora que a distribuição de fluxos e as relações entre as reduções de perdas ativas nos três ramos se apresentam conforme indicado na Figura 2.24, as reduções das sobrecargas das duas configurações evolutivas no espaço cartesiano " $\Delta \bar{MW}^{RI} \times CAI^{RI}$ " se localizam de acordo com o apresentado na Figura 2.34.

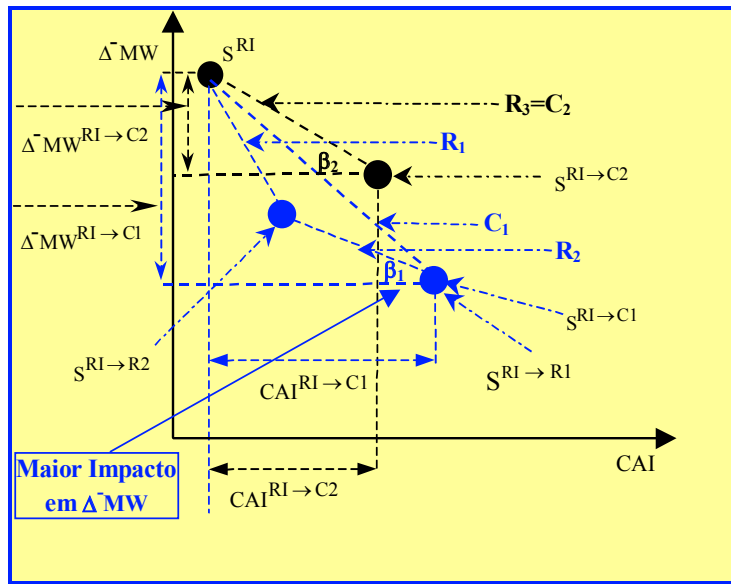


Figura 2.34: H2 - Fluxo Maior em C_1 que em C_2 ($tg\beta_1 > tg\beta_2$)

Nesta ilustração observa-se que a reta $S^{RI}S^{RI \rightarrow C_1}$ apresenta uma inclinação $tg\beta_1$ mais acentuada que a inclinação $tg\beta_2$ da reta representada por $S^{RI}S^{RI \rightarrow C_2}$. Logo, deduz-se que:

$$tg \beta_1 = \frac{\Delta \bar{MW}^{RI \rightarrow C_1}}{CAI^{RI \rightarrow C_1}} > tg \beta_2 = \frac{\Delta \bar{MW}^{RI \rightarrow C_2}}{CAI^{RI \rightarrow C_2}} \Rightarrow ID^{RI \rightarrow C_1} > ID^{RI \rightarrow C_2}$$

Conclui-se, novamente, que a aplicação deste critério a uma configuração com característica triangular e baixo nível de carregamento no ramo R_3 apontou uma solução cujo custo de expansão é superior ao esperado, ou seja, o critério priorizou os reforços dos ramos R_1 e R_2 , que compõe o caminho C_1 , ao invés de um único circuito no ramo R_3 .

Diante destes resultados, infere-se que o critério de benefício/custo tende a indicar as adições "marginais" aos ramos existentes, resultando, neste tipo de configuração, em sobrecustos de investimentos.

Terceira Configuração Evolutiva Analisada

Nesta segunda hipótese considerou-se que a evolução da configuração inicial S^{RI} para a configuração $S^{RI \rightarrow C1}$ resulta em uma redução de sobrecarga maior que a redução propiciada pela implantação da configuração evolutiva $S^{RI \rightarrow C2}$.

A premissa de maior redução de sobrecarga pelo caminho C_1 foi concebida de maneira a permitir a comparação com as premissas adotadas na Figura 2.26, na qual se considerou a redução de perdas ativas nos ramos R_1 e R_2 é maior que a redução no caminho C_2 ($\Delta z_1 > \Delta z_2 > \Delta z_3$) e que $\Delta b_3 > \Delta b_1 > \Delta b_2$.

A Figura 2.35 apresenta os comportamentos das reduções das sobrecargas das duas alternativas de configurações evolutivas no espaço cartesiano " $\Delta^- MW^{RI} \times CAI^{RI}$ ". Note que o caminho C_1 é formado pelos ramos R_1 e R_2 , os quais estão conectados em série, consequentemente, $CAI^{RI \rightarrow C1} = CAI^{RI \rightarrow R1} + CAI^{RI \rightarrow R2}$.

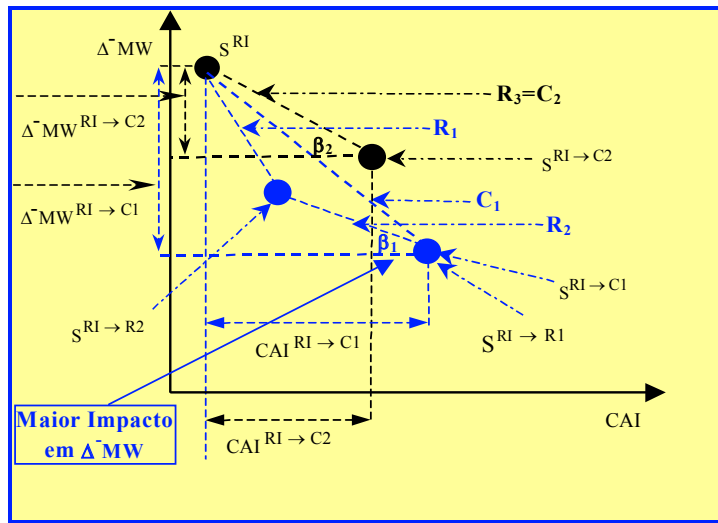


Figura 2.35: Fluxo Maior em C_1 que em C_2 ($\text{tg}\beta_1 > \text{tg}\beta_2$)

Aplicando o mesmo raciocínio de análise à comparação entre os circuitos com susceptâncias séries definidas por Δb_1 e Δb_3 , e entre os circuitos candidatos de capacidades dadas por Δb_2 e Δb_3 , chega-se as seguintes relações:

$$\text{tg } \beta_1 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C1}}{CAI^{RI \rightarrow C1}} > \text{tg } \beta_2 = \frac{\Delta^- MW^{RI \rightarrow C2}}{CAI^{RI \rightarrow C2}} \Rightarrow ID^{RI \rightarrow C1} > ID^{RI \rightarrow C2}$$

Desta relação de preferência, conclui-se, então, que a aplicação do critério de benefício/custo a uma configuração com característica radial apontou uma solução cujo custo de expansão é superior ao esperado, ou seja, o critério priorizou os reforços do caminho C_1 , composto pelos ramos R_1 e R_2 , ao invés de um único circuito no ramo R_3 .

Percebe-se, mais uma vez, que o critério de benefício/custo indicou as adições “marginais” aos ramos existentes, resultando em sobrecustos de investimentos.

2.5.2.2 Regra de Adição de Reforços de Transmissão

O procedimento utilizado pelo ANASIN [CBP_98] para selecionar os reforços que serão adicionados à rede de transmissão existente consiste, basicamente, da execução dos seguintes cinco passos descritos a seguir:

Primeiro Passo: Identificação das violações existentes na rede no ano horizonte de estudo, através de modelo de fluxo de potência linearizado, representado pelas equações (2.14). As violações correspondem aos somatórios das sobrecargas dos circuitos da área de interesse (linhas e transformadores de interligação de redes);

Segundo Passo: Cálculo da sensibilidade de uma adição de reforço ou pelo critério de mínimo esforço, utilizando a fórmula (2.23), ou pelo critério de mínimo corte de carga utilizando a fórmula (2.24a) sujeito as restrições dadas pelas equações (2.24a, 2.24b, 2.24c, 2.24d e 2.24e). Em seguida selecionam-se os ramos candidatos a receber a adição de um ou mais reforços de transmissão segundo um dos critérios.

Para levar em consideração diferentes níveis de tensão, os índices de sensibilidades são relacionados em ordem decrescente e as melhores adições, por nível de tensão, são incluídas na LC;

Terceiro Passo: Seleção do ramo no qual será efetuada a adição de um novo reforço, extraída da LC, por classe de tensão, fazendo uso de uma reordenação mediante um índice de desempenho denominado de benefício/custo;

Quarto Passo: Simulação da implantação na área de interesse dos reforços de relações benefícios/custos mais atrativas, e avaliação da redução total de sobrecarga que o caminho traz para a rede de transmissão (benefício). Neste passo, os custos resultantes das adições são acrescentados ao custo do caminho simulado;

Quinto Passo: Repetição dos quatro passos anteriores até que o índice benefício/custo do ramo simulado seja menor que uma tolerância, cujo valor **default** utilizado é 50×10^{-6} MW/US\$.

Chama-se a atenção de que esta tolerância faz parte do conjunto de “constantes de planejamento” disponível no referido modelo computacional, as quais podem ser ajustadas pelo usuário [CBP_98].

Em resumo, o modelo ANASIN gerencia o processo de definição das AETs, criando uma lista de adições incrementais (candidatas), escolhidas segundo os maiores índices de mínimo esforço, as quais em seguida são ordenadas em função da redução das sobrecargas e dos custos de investimentos.

2.5.2.3 Regra de Seleção da Expansão de Menor Custo

O objetivo é o mesmo da ABCA, ou seja, consiste em selecionar a AET que apresenta o menor valor atual dos custos de investimentos e de perdas ativas, dentre as várias configurações evolutivas formuladas, porém cada AET com nível de confiabilidade $NC^a \geq NC^{(N-0)}$.

Face esta definição, a regra de decisão Rd_{ANASIN} adotada no modelo ANASIN para selecionar a AET de menor valor do $CTOT_{ANASIN}$, resume-se, em termos matemáticos, a:

$$Rd_{ANASIN} = \underset{a}{\text{Min}} CTOT_{ANASIN}^a = \underset{a}{\text{Min}} [CINV_{ANASIN}^a + CPPA_{ANASIN}^a] \quad (2.28a)$$

Sujeito a:

$$g'_t{}^a(x, y) = 0 \quad (2.28b)$$

$$h'_t{}^a(x, y) \leq 0 \quad (2.28c)$$

$$\underline{x}'_t{}^a \leq x'_t{}^a \leq \overline{x}'_t{}^a \quad (2.28d)$$

$$NC_t{}^a \geq NC^{(N-0)} \quad (2.28e)$$

Onde:

x' – vetor de variáveis de controle do modelo de fluxo de potência linearizado;

y' – vetor de variáveis de estado modelo de fluxo de potência linearizado;

g' – vetor de restrições de igualdades;

h' – vetor de restrições de desigualdades e limites inferiores e superiores das variáveis de estado y' ;

\underline{x}' e \overline{x}' – limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle;

$CINV_{ANASIN}^a$ = valor atual dos custos de investimentos associados à AET que apresentou melhor desempenho econômico, segundo os critérios do ANASIN;

$CPPA_{ANASIN}^a$ = valor atual dos custos de perdas ativas associados à AET que apresentou melhor desempenho econômico, segundo os critérios do ANASIN.

$$CINV_{ANASIN}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAI_t^a}{(1+\tau)^t} \quad (2.29)$$

$$CPPA_{ANASIN}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAP_t^a}{(1+\tau)^t} \quad (2.30)$$

2.6 Principais Constatações da Comparação

A seguir são apresentadas as principais constatações extraídas das análises efetuadas nos itens 2.5.1 e 2.5.2, dando ênfase aos aspectos metodológicos e de modelagem da rede, aos critérios para adições de reforços de transmissão e a regra de decisão para seleção da AET de menor custo total.

2.6.1 Aspectos Metodológicos

Iniciamos a discussão sob o aspecto metodológico ressaltando que, a preocupação maior da atividade do PET é representar a rede de transmissão de forma mais precisa possível, de modo obter uma solução robusta para o problema, em termos técnicos, econômicos e de confiabilidade de atendimento ao crescimento do mercado previsto.

- ➔ Neste sentido, é parte essencial da ABCA, a extensiva categoria de eventos (geralmente contingências simples), os quais se baseiam nas análises das piores situações, pelas quais as AET formuladas são submetidas, de modo a satisfazer as condições técnicas e econômicas e os requisitos de confiabilidade.

Este procedimento pode ser interpretado como sendo a forma determinística de garantir a confiabilidade da rede de transmissão, apesar de carecer de potencial para avaliar corretamente os verdadeiros níveis de confiabilidade oferecidos pelas configurações evolutivas;

- ➔ A utilização dos antigos conceitos de estratégias de **diversificação** de AETs e **intensificação** [PSG_72] na busca da solução de menor custo total da expansão, podem ser executadas pelo planejador, utilizando a ABCA, aumentando sobremaneira as possibilidades de alcançar tal objetivo;
- ➔ Em razão do exposto nos itens 2.5.1 e 2.5.2, podemos afirmar que as análises contempladas nesta abordagem metodológica, juntamente com a experiência do planejador, podem conduzir a uma avaliação bastante criteriosa e abrangente e,

consequentemente, a uma solução mais adequada para o problema do PET a multiestágios de tempo.

É por este motivo que a ABCA tem sido utilizada, até o presente momento, com pequenas variações na forma de execução, por todas as empresas do setor elétrico brasileiro, em qualquer horizonte de planejamento (HPCP, HPMP e HPLP);

- A crítica que se faz ao modelo ANASIN, com relação a este aspecto, é que ele foge um pouco do conceito de metodologia de planejamento da expansão da transmissão, na medida em que o modelo se limita a sugerir ações a serem tomadas para obter a convergência do fluxo de potência, principalmente em condições críticas da rede como violações de tensões e geração de reativos;
- Uma outra crítica que se faz ao modelo ANASIN como “metodologia de planejamento” é que o uso contínuo do mesmo pode inibir a ação do planejador, fazendo com que, ao longo do tempo, se perca o conhecimento da rede e principalmente a sensibilidade dela no que diz respeito aos resultados esperados, podendo induzir o planejador a adotar decisões imprecisas e antieconômicas para a expansão da transmissão;
- Finalmente, seria interessante que o modelo computacional ANASIN considerasse a possibilidade de avaliar atributos de ordem prática no processo de formulação de configurações evolutivas (como, por exemplo, abertura de circuitos, transferências de cargas, etc.).

2.6.2 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede

Ressalta-se, inicialmente, que todo o processo de tomada de decisão realizado com o modelo ANASIN, quer seja nas adições quer seja na seleção da AET mais econômica, está fundamentado na premissa de análises de sensibilidades simplificadas e em fluxo de potência linearizado.

- Neste sentido, por não haver gradientes de tensão nos circuitos da rede de transmissão, o modelo de fluxo de potência linearizado fica impossibilitado de calcular as perdas ativas, sendo uma estimativa feita de forma aproximada;
- Dependendo das características da rede estudada, o aumento na distribuição de fluxos causado por modelos linearizados, conforme ilustrado na Figura 2.13, pode levar a antecipação ou postergação das adições dos reforços previstos. Consequentemente, a utilização indiscriminada de modelos simplificados, em qualquer

horizonte de planejamento, pode interferir de forma significativa na qualidade da solução final.

A experiência obtida com a execução da ABCA tem demonstrado que o modelo linear não é adequado para estudos que envolvem o HPCP e o HPMP, nos quais os requisitos de suportes de reativos são determinantes na definição da seqüência de adições dos reforços de transmissão;

- Diante das considerações simplificadoras contidas no ANASIN, torna-se mais atrativa a sua aplicação no ambiente do HPLP onde, em geral, se procura ter uma idéia geral sobre as configurações futuras da rede de transmissão.

Ao que tudo indica, torna-se mais sensato utilizá-lo como **filtro** de AETs com a finalidade de diminuir o espaço de busca da AET de menor custo da expansão através de uma posterior análise mais criteriosa e consistente.

2.6.3 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições

Inciamos a discussão relativa aos critérios ressaltando que, o ANASIN não está preparado para considerar contingências simples durante o processo de formulação das AETs, e conseqüentemente, na definição da seqüência de adições.

- A experiência obtida com a execução da ABCA tem demonstrado que as adições definidas de modo a atender apenas a condição normal de operação (critério de confiabilidade "N-0") não necessariamente resultam na melhor solução, dado que um outro reforço de transmissão que atenderia ambas as condições pode se apresentar técnica e economicamente mais atrativa;
- Como pode ser observado na equação (2.23), o erro na estimativa de $\Delta z^*_{\{kl\}}$ geralmente cresce de forma não linear, na medida em que a susceptância aumenta. Isto significa que, quando novos reforços são adicionados aos ramos, o erro cometido na referida estimativa também cresce de forma não linear;
- Pode-se inferir ainda que, como uma medida de avaliação do estresse geral da rede, e não diretamente das sobrecargas individuais nos circuitos, é de se esperar que a magnitude da sensibilidade $\Delta z^*_{\{kl\}}$ seja maior em ramos, na área de interesse, com elevados níveis de carregamentos, ainda que sem sobrecargas, do que para outros ramos, nos quais uma ou mais sobrecargas existam, embora o restante da rede esteja pouca carregada;

- ➔ Constatou-se também que o critério de benefício/custo tende a indicar as adições “marginais” aos ramos existentes, apontando, em certas configurações, soluções de custos de investimentos mais elevados.

Note que este critério de adição foi concebido para priorizar a redução de sobrecarga total de um determinado caminho de fluxo de potência. Logo, ao que tudo indica seria mais eficiente um indicador do tipo $\Delta z/\text{custo}$, ou seja, as adições escolhidas primeiro seriam aquelas com maiores índices de mínimo esforço ponderado pelo custo de adição;

- ➔ Observou-se ao longo das análises das equações que regem o comportamento do critério de mínimo esforço que o mesmo verifica apenas a influência das adições individuais, já que não considera a possibilidade de adições simultâneas;
- ➔ Os resultados obtidos nas análises realizadas mostram claramente que o critério de mínimo esforço dá preferência às adições de maiores níveis de tensão, ou seja, os reforços de transmissão que propiciam maiores economias de escala;
- ➔ Diante das deficiências apresentadas pelo critério de Mínimo Esforço e de Benefício/Custo, infere-se que o ANASIN funciona de forma mais eficiente em configurações de redes com características radiais. Isto significa que o ANASIN se adapta melhor a estudos de síntese de troncos de interligações regionais realizados no ambiente do HPLP;
- ➔ Finalmente, outra grande dificuldade apresentada pelo modelo ANASIN consiste na escolha do valor adequado para a constante de planejamento (tolerância para o índice benefício/custo **default** definido como sendo igual a 50×10^{-6} MW/US\$).

Este procedimento, tal como na ABCA, dá margem a um certo grau de subjetividade nas decisões relativas as adições, e conseqüentemente, nas decisões de investimentos necessários à aquisição dos reforços de transmissão.

2.6.4 Aspectos Relativos à Função Custo

Segundo as equações 2.10 me 2.11, o custo total atualizado associado a cada AET – a avaliado através da execução do modelo ANASIN, depende dos parâmetros indicados na seguinte função (2.31) a seguir:

$$CTOT_{ANASIN}^a = CTOT_{ANASIN}^a (CINV_t^a, CPPA_t^a, NC_t^{a(N-0)}, D_t) \quad (2.31)$$

Inferre-se desta função que as parcelas dos custos anuais que compõem o custo total associado a cada AET – a são obtidas pelo modelo ANASIN através do critério determinístico de dimensionamento “N-0”.

Este critério, embora apresente simplicidade de aplicação e facilidade de interpretação dos resultados, pode levar a certas situações indesejáveis, como por exemplo:

- Níveis de investimentos socialmente ineficientes causados pela exposição das diversas classes de consumidores as elevadas expectativas de cortes de carga;
- Deficiência de redundância e subdimensionamento na rede de transmissão. Conforme já mencionado, este critério de dimensionamento conduz a períodos de tempos onde se verificam deficiências de reservas de capacidades de transmissão, prejudicando a competição nos segmentos de geração e comercialização.

Por sua vez, o custo total atualizado associado a cada AET – a calculado mediante a execução da ABCA, é obtido através do critério de confiabilidade determinístico “N-1”, como mostra a seguinte função custo:

$$CTOT_{ABCA}^a = CTOT_{ABCA}^a (CINV_t^a, CPPA_t^a, NC_t^{a(N-1)}, D_t) \quad (2.32)$$

Este critério, embora apresente simplicidade de aplicação e facilidade de interpretação dos resultados, pode também levar a certas situações indesejáveis, como por exemplo:

- Investimentos onerosos, socialmente e empresarialmente ineficientes, causados pela implantação desnecessária de redundância e sobredimensionamento em toda a 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 da modicidade das tarifas;
- Excesso de redundância e sobredimensionamento em toda rede de transmissão. Este procedimento conduz a períodos de tempos onde se verifica excesso de reserva de capacidade e, conseqüentemente, elevadas ociosidades temporárias.

2.6.5 Aspectos Relativos à Solução de Menor Custo

Podemos iniciar a discussão destes aspectos dizendo que, em ambas as abordagens determinística, o planejamento pelo menor custo da expansão está baseada na minimização dos custos de investimentos e de potência de perdas ativas na transmissão, a um dado nível pré-fixado de confiabilidade.

Na ABCA como o objetivo é selecionar a AET que apresenta o menor valor atual dos custos de investimentos e de perdas ativas, dentre as várias configurações evolutivas formuladas, cada uma com nível de confiabilidade - $NC^a \geq NC^{(N-1)}$, a regra de decisão consiste em resolver o seguinte problema de minimização com restrições:

$$\text{Rd}_{ABCA} = \text{Min}_a \text{CTOT}_{ABCA}^a \quad (2.33a)$$

Sujeito a:

$$g_t^a(x, y) = 0 \quad (2.33b)$$

$$h_t^a(x, y) \leq 0 \quad (2.33c)$$

$$x_t^a \leq x_t^a \leq \bar{x}_t^a \quad (2.33d)$$

$$NC_t^a \geq NC^{(N-1)} \quad (2.33e)$$

Observa-se que esta regra de decisão está em consonância com o critério de seleção da expansão de menor custo total atualizado (2.33a) e de modo a atender ao critério de confiabilidade determinístico "N-1" e as restrições de igualdades e desigualdades do modelo de fluxo de potência não linearizado, representadas pelas equações (2.33b, 2.33c e 2.33d).

Já no ANASIN como o objetivo é selecionar a AET que apresenta o menor valor atual dos custos de investimentos e de perdas ativas, dentre as várias configurações evolutivas formuladas, cada uma com nível de confiabilidade - $NC^a \geq NC^{(N-0)}$, a regra de decisão consiste em resolver o seguinte problema de minimização com restrições:

$$\text{Rd}_{ANASIN} = \text{Min}_a \text{CTOT}_{ANASIN}^a \quad (2.34a)$$

Sujeito a:

$$g_t'^a(x, y) = 0 \quad (2.34b)$$

$$h_t'^a(x, y) \leq 0 \quad (2.34c)$$

$$x_t'^a \leq x_t'^a \leq \bar{x}_t'^a \quad (2.34d)$$

$$NC_t^a \geq NC^{(N-1)} \quad (2.34e)$$

Como pode ser observada, esta regra de decisão está em consonância com o critério de seleção da expansão de menor custo total atualizado e de modo a atender ao critério de confiabilidade determinístico "N-0" e as restrições de igualdades e desigualdades do modelo de fluxo de potência linearizado, representadas pelas equações e inequações (2.34b, 2.34c e 2.34d).

Deste conjunto de constatações pode-se ainda extrair as seguintes principais conclusões relativas as duas abordagens metodológicas:

- No que diz respeito ao critério de comparação econômica das AETs mediante a ABCA, o mesmo é feito através dos valores atuais dos custos de investimentos e perdas. Está, portanto, implícito que todas as AETs estudadas são tecnicamente equivalentes, visto que são formuladas para atender a um mesmo mercado compatível com o critério de confiabilidade pré-fixado de "N-1" componentes da rede;
- Neste sentido, em ambas as abordagens determinísticas têm-se a dificuldade de avaliar o real valor do custo do critério de dimensionamento, ou seja, em quanto se vai incorrer ao aumentar ou abrandar a severidade de um requisito de desempenho, resultando na dificuldade de estimar até que ponto é vantajosa uma determinada medida operativa;
- Tem-se, ainda, a dificuldade de avaliar os benefícios de facilidades utilizadas normalmente no planejamento, como por exemplo: redespacho de geração, abertura de circuitos e transferência de cargas etc.;
- Outra crítica que se faz as duas abordagens determinísticas, é que está implícita no modelo de custo a consideração de que a projeção prevista para a demanda de energia é completamente conhecida.
Além disto, estes modelos também assumem que a previsão do ano de solicitação dos serviços de transmissão, por parte dos consumidores e dos geradores, é conhecida com precisão;
- Também não leva em consideração a elasticidade preço-demanda de energia elétrica, porque se supõe que para o período de planejamento analisado, não haverá variações significativas dos valores de tarifas que podem, através da elasticidade mencionada, modificar a evolução da demanda;
- No caso do ANASIN a primeira crítica que se faz é que os custos das potências de perdas ativas na transmissão são aproximados, uma vez que elas são obtidas de forma simplificadas. Logo, onde as perdas ativas são mais críticas corre-se o risco de selecionar, dentre as AETs formuladas, aquela de maior custo de expansão.

Este risco torna-se maior na perspectiva de médio e longo prazo, onde ocorrem grandes variações nos níveis de geração e de demanda de energia, e consequentemente grandes variações nas distribuições dos fluxos nos circuitos;

- No ANASIN, em virtude da formulação matemática do critério utilizado para adição dos reforços (mínimo esforço do fluxo de potência linearizado), na perspectiva do HPMP e HPLP, são privilegiadas as adições de elevada capacidade de transporte bem como a criação de novas adições em série para distribuição dos fluxos. Isto é, as adições são realizadas de modo a propiciar maior economia de escala. Estes aspectos podem implicar em sobrecustos dos investimentos necessários à aquisição dos reforços de transmissão;
- Finalizando, podemos dizer que a automatização da fase de seleção da AET de menor custo total para a expansão deve ser analisada com muito cuidado, já que a compatibilização das conseqüências oriundas das variações nos níveis de geração e na demanda a ser atendida pode ser solucionada de uma maneira mais eficiente e precisa com a participação do planejador.

Capítulo 3

Abordagens Metodológicas Probabilísticas (Conceituação e Revisão Metodológica)

3.1 Introdução

Nos estudos relativos ao PET a multiestágios de tempo torna-se necessário avaliar as condições de atendimento ao crescimento do mercado de energia. Portanto, estão presentes incertezas quanto à disponibilidade operativa dos componentes, além das incertezas relativas às solicitações dos serviços de transmissão por parte das classes de consumidores.

Embora grande parte das desvantagens técnicas e econômicas da ABCA e da sua regra de decisão possam ser superadas pela experiência e sensibilidade do especialista, os principais fatores que limitam a aplicabilidade desta abordagem metodológica, extremamente conservadora, em virtude do critério de confiabilidade de "N-1" componentes, são:

- A não explicitação do caráter aleatório das falhas dos equipamentos das subestações, das linhas de transmissão, dos transformadores e das unidades geradoras;
- A não explicitação dos benefícios e dos custos econômicos (sociais e empresariais) associados às diversas AET elaboradas;
- A não explicitação do valor econômico da confiabilidade (custos das interrupções de fornecimento de energia elétrica) na regra de decisão relativa as adições de reforços de transmissão.

As considerações destes três fatores caracterizam duas outras linhas básicas de aperfeiçoamento da ABCA, as quais correspondem aos enfoques caracterizados pelos **Caminhos** ⑦ e ⑧ da **APT** já apresentada. Estes enfoques metodológicos se diferenciam entre si, basicamente das incertezas exógenas ao processo do PET.

3.2 Árvore de Possibilidades de Abordagens

Além dos três fatores acima mencionados, em função da regra (critério) de decisão adotada para solução do problema do PET, a multiestágios de tempo, pode ainda ser classificado como sendo:

- ➔ Baseado em Índices de Confiabilidade Pré-fixados;
- ➔ Baseado no Valor Econômico da Confiabilidade.

As combinações destas características adicionais resultam em enfoques metodológicos bastante distintos de formular e solucionar o problema do PET probabilístico, os quais são melhores visualizados através dos ramos adicionados à Árvore de Planejamento da Transmissão Expandida - **APTE** ilustrada na Figura 3.1, onde cada ramo corresponde a um enfoque metodológico e, conseqüentemente, a uma regra de decisão, com relação às adições dos reforços de transmissão.

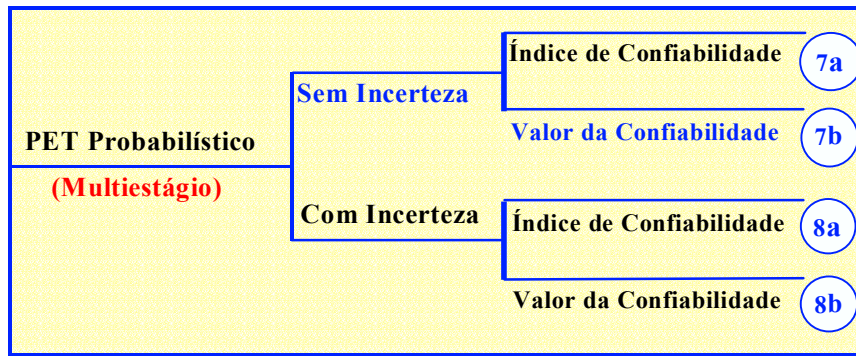


Figura 3.1: Árvore de Possibilidades de Abordar o PET Probabilístico

De acordo com esta figura infere-se as seguintes possibilidades de enfoques metodológicos (caminhos) de abordagem do PET probabilístico a multiestágios de tempo:

- ➔ **Caminho ⑦a**: Corresponde ao chamado PET probabilístico, no que diz respeito aos aspectos aleatórios associados aos componentes da rede de transmissão, e não levam em consideração as incertezas exógenas ao processo;

- **Caminho ②b:** Abordagem metodológica semelhante ao enfoque anterior, com exceção do critério de decisão utilizado para definir as adições dos reforços de transmissão, que consiste em incluir nas avaliações econômicas das AET uma penalidade proporcional ao nível de risco;
- **Caminho ②a:** Trata-se de uma abordagem metodológica com característica probabilística, realizado sob incertezas exógenas. O critério de decisão utilizado, para definir a seqüência de adições de reforços de transmissão é baseado em um índice de confiabilidade mínimo aceitável;
- **Caminho ②b:** Trata-se também de uma abordagem metodológica semelhante ao enfoque representado pelo caminho ②a, porém o critério de decisão utilizado para definir as adições dos reforços de transmissão inclui uma parcela de custo associada aos consumidores, em adição a parcela do custo incorrido pela concessionária de energia elétrica.

Como pode ser observada na Figura 3.1, a execução de qualquer uma das abordagens probabilísticas exige uma análise de confiabilidade sob a ótica de adequação da rede de transmissão.

3.3 Contexto das Avaliações de Confiabilidade

Nos itens que se seguem são apresentados os índices normalmente utilizados para aferição da confiabilidade das AET formulada por qualquer uma das abordagens metodológicas, os modelos estocásticos de representações das cargas e das falhas dos componentes da rede de transmissão, bem como o método de simulação e de medidas corretivas.

3.3.1 Categorias de Níveis Hierárquicos

As diversas categorias de estudos considerados relevantes na avaliação de confiabilidade do ponto de vista de adequação de sistemas de potência, podem ser classificadas em função da sua aplicação, nas quatro categorias de zonas funcionais ilustradas na Figura 3.2.

As composições das quatro zonas funcionais formam os Níveis Hierárquicos - NH apresentados na Figura 3.3, as quais são usualmente utilizadas nas avaliações de confiabilidade de sistemas de potência de grande porte, sob o aspecto de adequação.

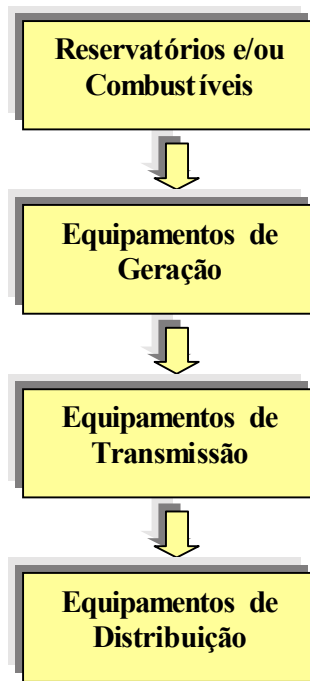


Figura 3.2: Zonas Funcionais

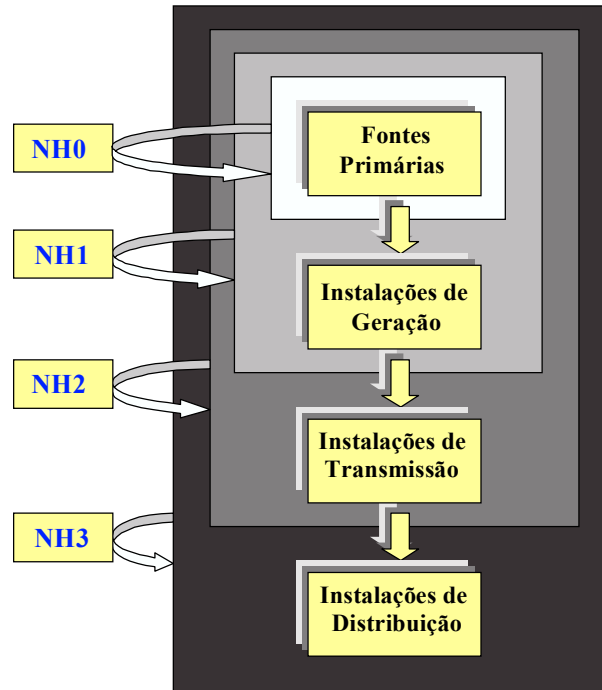


Figura 3.3: Categorias de Níveis Hierárquicos

A seguir é feita uma descrição sucinta do conceito de cada um dos níveis hierárquicos ilustrados na Figura 3.3.

3.3.1.1 Nível Hierárquico Zero (NH0) – Fontes Primárias

Este nível hierárquico está relacionado com as fontes primárias (sistemas energéticos), onde é avaliada a adequação do parque gerador quanto ao atendimento integral da carga devido à ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, no caso de sistemas hidráulicos ou com o suprimento de combustíveis, no caso de sistemas termelétricos.

No Brasil, por tratar-se de uma simplificação, o processamento probabilístico resume-se a uma modelagem preditiva da energia natural afluyente através de séries hidrológicas sintéticas ou via extrapolação das séries hidrológicas históricas. Tais séries são utilizadas pelos modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL (NEWAVE e DECOMP).

Portanto, o bloco fontes primárias (NH0) representa o sistema de geração sem considerar falhas nas unidades geradoras, ou seja, neste nível hierárquico é considerado apenas o suprimento energético, e não será utilizado na realização da tarefa CONF.

3.3.1.2 Nível Hierárquico Um (NH1) – NH0 + Geradores

O NH1 está relacionado apenas com as instalações de geração, ou seja, questões relativas ao suprimento de potência, que depende da disponibilidade das unidades geradoras. Entretanto, o sistema total de geração é avaliado para determinar sua adequação quanto ao atendimento da demanda total do sistema frente às falhas das unidades geradoras.

Este procedimento é usualmente chamado de “avaliação de confiabilidade da capacidade de geração”, e tem como objetivo principal determinar a capacidade de geração necessária para atender a carga do sistema, bem como um montante de capacidade suficiente para executar manutenção preventiva e corretiva nas instalações de geração.

Nos estudos efetuados neste nível hierárquico, as instalações do sistema de transmissão e suas capacidades de transportes de energias produzidas nas instalações de geração, são ignoradas. Entretanto, quando se tratam de estudos de sistemas interligados, considerações quanto à limitação na capacidade de transmissão da interligação pode ser incluída nesse nível hierárquico. Neste caso, somente a interligação dos sistemas é modelada.

Na avaliação de confiabilidade da geração, toda a carga e toda a geração de cada sistema são concentradas num único barramento e as restrições da transmissão são ignoradas. Nos métodos para análise no NH1 ou confiabilidade da geração de sistemas isolados ou interligados, a distribuição de probabilidade da potência total disponível é comparada com a distribuição da demanda total do sistema.

Em virtude da pouca abrangência sistêmica contemplada por este nível hierárquico, o mesmo não se amolda aos requisitos exigidos pela tarefa CONF, a ser realizada no contexto da ABIC.

3.3.1.3 Nível Hierárquico Dois (NH2) – NH1 + Transmissão

Como podem ser observadas nas Figuras 3.2 e 3.3, este nível hierárquico integra os conceitos das atividades funcionais dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Logo, a avaliação da confiabilidade no segundo nível hierárquico (NH2) é bem mais complexa que no primeiro nível hierárquico (NH1).

A complexidade é decorrente da substancial elevação do número de variáveis aleatórias e da introdução do problema relativo à análise do desempenho de cada estado, que passa a ser uma avaliação de um ponto de operação da rede (fluxo de potência não linear ou fluxo de potência linear), ao invés de uma simples comparação como no caso de confiabilidade da geração.

Além disto, é necessário utilizar medidas corretivas baseadas em otimização, que são utilizadas para avaliar as violações no sistema, resultando em um grau de complexidade ainda maior ao problema.

Nas análises incluindo o NH2, a rede de transmissão é representada com suas restrições e são analisados os efeitos das falhas de geração, transmissão e composição de ambas. Estas análises de adequação são usualmente denominadas de análise de confiabilidade de sistemas compostos: geração e transmissão, ou simplesmente confiabilidade composta.

3.3.1.4 Nível Hierárquico Três (NH3) – NH2 + Distribuição

O terceiro nível hierárquico (NH3) compreende a análise integrada de todas as zonas funcionais do sistema. Devido à complexidade e dimensões do problema, a avaliação da confiabilidade da distribuição tem sido tradicionalmente desenvolvida separadamente dos sistemas de geração e transmissão.

Em síntese, o que se tem feito é uma análise de confiabilidade no ambiente do NH2 e seu resultado é posteriormente usado na avaliação da confiabilidade do sistema de distribuição, obtendo-se, assim, um resultado aproximado do que seria a avaliação dos três níveis hierárquicos.

As principais etapas para análise da confiabilidade, através da tarefa CONF, objeto da ABIC, exigem aspectos de modelagem dos componentes da rede de transmissão e das cargas, e definições dos índices de confiabilidade a serem utilizados. O nível hierárquico NH2 mais ser abrangente e adequado ao problema do PET, o mesmo será adotado nas análises de confiabilidade exigidas na metodologia proposta neste trabalho de dissertação.

3.3.2 Modelos de Representação da Rede e das Cargas

Para a representação do sistema, dois tipos de dados são de fundamental importância nos estudos de confiabilidade: os dados da topologia do sistema e os dados estocásticos.

Os dados relativos a topologia do sistema são aqueles representados nas tarefas de fluxo de potência (FPCN e FPCE). No entanto, nas análises de confiabilidade outros dados são também imprescindíveis como os limites de potência das unidades geradoras das usinas (ativa e reativa), os limites de carregamento de linhas e transformadores (normal e emergência), a faixa de operação dos taps dos transformadores e os limites de tensão das barras de carga e monitoradas do sistema.

Já os dados estocásticos estão associados aos processos probabilísticos e referem-se às taxas de falha e tempos médios de reparo. Torna-se necessário ainda a representação dos dados de alterações da rede de transmissão para cada contingência e as alterações vinculadas às mesmas.

Como se sabe, a confiabilidade de um sistema de potência depende da confiabilidade de cada componente e da forma como eles são conectados, permitindo definir a topologia da rede de transmissão. Com base no histórico dos componentes constitutivos do sistema (dados estatísticos) pode-se prever a confiabilidade do sistema.

O processo estocástico de Markov se caracteriza por ser possível a determinação da probabilidade do sistema situar-se em um certo estado, em um dado instante t_2 , deduzindo-se a partir do conhecimento do estado do sistema em um instante anterior t_1 , independente do conhecimento do sistema antes deste instante t_1 . Este modelo de Markov homogêneo é que se admite para descrever o comportamento de todos os componentes de sistema de potência. Admite-se também que as taxas de transição entre o estado do componente (operação ou reparo ou estado de falha) são constantes e, conseqüentemente, possuem distribuições exponenciais para os tempos dos eventos do sistema.

A indisponibilidade dos componentes de um sistema de potência tais como: geradores, transformadores, linhas de transmissão, capacitores, reatores, compensadores síncronos e estáticos, podem ocorrer devido a saídas forçadas dependentes e independentes.

3.3.2.1 Saídas Forçadas Independentes

As saídas forçadas dos componentes dos sistemas de transmissão e de geração são representadas por um modelo de Markov a dois estados, conforme ilustrado na Figura 3.4.

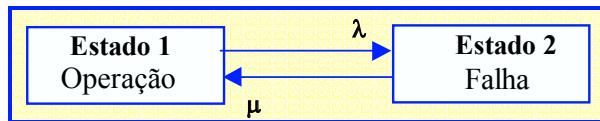


Figura 3.4: Modelo de Markov a Dois Estados

Na saída independente de dois ou mais componentes, a saída de um deles não afeta as probabilidades de saída de qualquer um dos outros componentes, ou seja, a probabilidade da saída é obtida através do produto da probabilidade de falha dos componentes envolvidos. Os dados básicos necessários para esta modelagem são as taxas de falha - λ e de reparo - μ ou tempo médio de reparo.

Saídas múltiplas independentes também são comuns de ocorrerem nos componentes do sistema, tais como em geradores de termelétricas, onde a falha de um componente pode levar não a falha total da unidade mais a redução da potência gerada pela mesma. A Figura 3.5 apresenta o modelo de Markov para três estados de capacidades de geração.

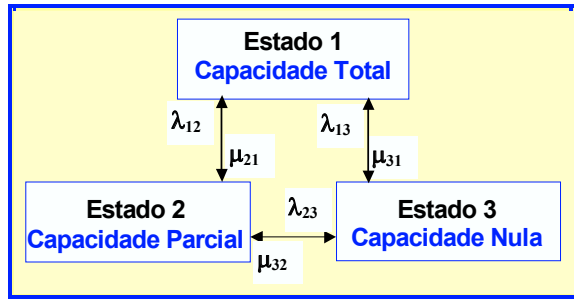


Figura 3.5: Modelo de Markov a Três Estados

Onde:

λ_{12} , λ_{13} , λ_{23} , μ_{21} , μ_{31} e μ_{32} - Taxas de falha e reparo associadas aos respectivos estados de capacidade de geração.

3.3.2.2 Saídas Forçadas Dependentes

Como visto anteriormente na saída independente de dois ou mais componentes, a saída de um deles não afeta a probabilidade de saída de qualquer um dos outros componentes, ou seja, a probabilidade da saída é o produto da probabilidade de falha dos componentes envolvidos. Se as probabilidades são baixas (caso das linhas de transmissão), o produto será ainda mais baixo do que a probabilidade individual de cada componente, podendo, em alguns casos, ser desprezada.

O efeito das saídas dependentes nas análises de confiabilidade pode ter considerável significado, pois a probabilidade de uma saída dependente, resultando da mesma contingência, comparada com saídas independentes múltiplas, pode ser muito maior.

As saídas dependentes são classificadas como saídas de modo comum, e são eventos oriundos de uma mesma causa inicial. Um exemplo clássico de saída de modo comum é a queda de uma torre com duplo circuito e o diagrama de transição para este exemplo é mostrado na Figura 3.6. Onde:

λ_1 , λ_2 , μ_1 , e μ_2 - Taxas de falha e reparo das saídas independentes de cada circuito;

λ_{12C} - Taxa de falha de modo comum com reparo simultâneo;

$\lambda_{12C'}$ - Taxa de falha de modo comum com reparo não simultâneo;

μ_{12C} - Taxa de reparo para saída de modo comum.

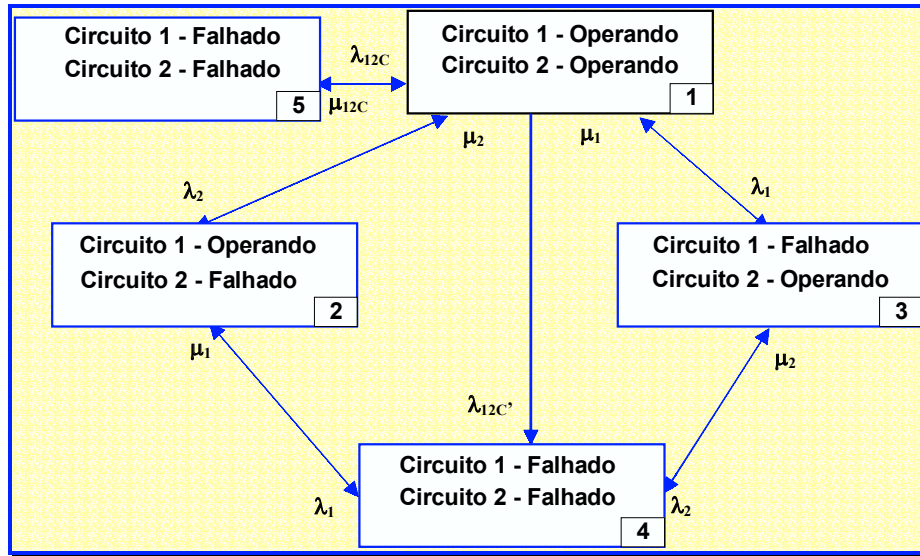


Figura 3.6: Diagrama de Transição para Saída Dependente de Dois Circuitos

3.3.2.3 Modelagem Estocástica da Carga

A representação da carga de um sistema de potência é necessária para permitir o cálculo de índices de confiabilidade ao longo do intervalo de tempo considerado. Assim como as mudanças em termos da configuração da rede e das capacidades de geração e transmissão, as variações das cargas precisam ser consideradas.

Os índices de confiabilidade condicionados a um único nível de carga são de extrema importância na identificação de pontos frágeis do sistema em análise e permitem determinar as adições de reforços na rede de transmissão. No entanto, a influência da variação da carga é sentida através da magnitude do corte de carga e dos valores de frequência e duração das interrupções de suprimento, a qual retrata as conseqüências econômicas das interrupções de fornecimento de energia.

Portanto, a frequência das interrupções e a energia média não suprida por interrupção dependem não só da frequência, duração e severidade das contingências, mas também da frequência de variação da carga. Assim, o comportamento da carga ao longo do período de análise pode ser feito por um modelo estocástico da carga que represente a frequência e a duração dos níveis de carga considerados.

Pode-se representar o ciclo diário de carga de um sistema através de um modelo Markoviano a múltiplos estados individualizados. Este tipo de modelo se amolda ao conceito e estrutura de cenários. A partir dele também se podem obter todas as informações básicas sobre os níveis de carga tais como: probabilidade, frequência de encontro e duração média

de um nível individual de carga, freqüência com que este nível de carga transita para níveis superiores ou inferiores, e probabilidade, freqüência de encontro e duração média de um estado acumulado de carga.

Os parâmetros básicos para esta modelagem são as taxas de transição entre os diversos níveis de carga, obtidas a partir do ciclo de carga do sistema, que de uma maneira geral corresponde a um sistema desbalanceado em freqüência. A título de exemplo, a Figura 3.7 ilustra um modelo de curva de carga típica definida com três patamares. O primeiro patamar considerado corresponde ao nível de maior carga do sistema – carga pesada, o segundo ao nível de carga média e o terceiro, ao nível de menor carga – carga leve.

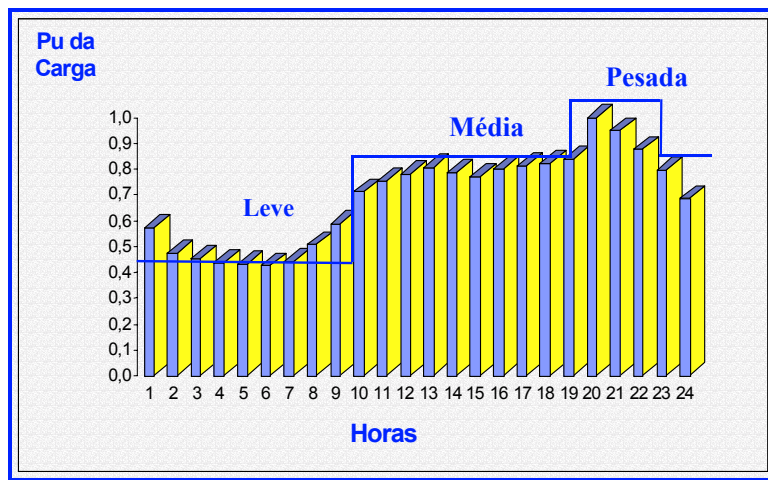


Figura 3.7: Curva de Carga Típica com Três Patamares

As taxas de transição entre quaisquer níveis de carga (estados i e j) do modelo podem ser calculadas através da seguinte expressão:

$$\lambda_{ij} = \frac{\text{Número de transições do estado i para j}}{\text{Tempo de permanência no estado i}} \quad (3.1)$$

As probabilidades individuais de cada estado podem ser obtidas a partir da matriz de transição estocástica associada ao diagrama da Figura 3.8.

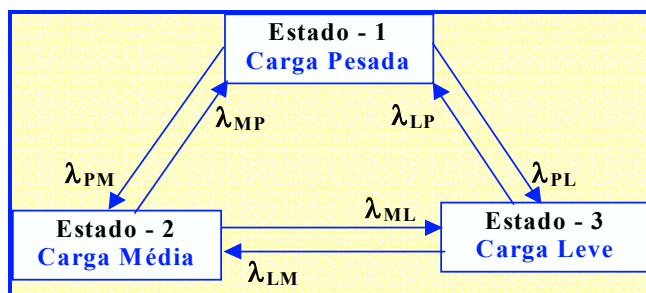


Figura 3.8: Diagrama de Transição para o Ciclo de Carga

Como dito anteriormente, o modelo de carga é desbalanceado em frequência, pois a frequência de transição entre dois estados não é a mesma em ambos os sentidos. Isto pode ser visto no diagrama de transição do ciclo de carga mostrado na Figura 3.8.

Outro aspecto importante na modelagem da carga do sistema em análise é considerar as incertezas provenientes das previsões de carga. Estas incertezas devem ser tais que as suas inclusões sejam feitas de forma consistente com o conceito do cenário adotado no estudo de caso, buscando com isto que elas não provoquem alterações significativas nos casos bases associados aos cenários. Elas podem ser modeladas por meio de uma distribuição normal, cuja média da distribuição corresponde a carga máxima.

As incertezas introduzidas, buscando mostrar as possíveis previsões de carga, devem ser tais que as dispersões não sejam grandes para as gaussianas em cada nível de carga, procurando não ocasionar superposição entre as distribuições destes níveis.

3.3.3 Classificação dos Índices de Confiabilidade

Os índices de aferição da confiabilidade das configurações evolutivas associadas às várias AET formuladas podem ser classificados em duas categorias distintas: de **Severidade** e de **Problemas**. Estas duas formas de aferir o nível de confiabilidade da rede de transmissão são apresentadas a seguir.

3.3.3.1 Índices de Severidade das Falhas

Estes índices traduzem a severidade dos problemas na rede de transmissão de cada AET, em termos de corte de carga necessário para trazer as grandezas para dentro de seus limites aceitáveis, sendo os mais utilizados nas análises de confiabilidade. A seguir são apresentadas as formulações dos índices e as notações utilizadas [MMRO_93a].

↳ LOLP – Probabilidade de Perda de Carga

Indica a probabilidade de ocorrência de perda de carga devido à deficiência de capacidade, durante um certo período, provocada por falhas nos componentes da rede.

$$LOLP = \sum_{i \in \Delta} p_i \quad (3.2)$$

Onde;

" Δ " - Conjunto de todos os estados operativos do sistema com corte de carga;

p_i - Probabilidade do i -ésimo estado operativo do sistema. O estado operativo do sistema é caracterizado por um nível de carga e pelos estados operativos dos componentes da rede de transmissão.

↳ LOLE – Expectativa de Perda de Carga (horas/ano)

Representa o valor médio esperado de horas de perda de carga devido à deficiência de capacidade, durante um certo período, provocada por falhas nos componentes da rede de transmissão da cada AET, geralmente expresso em unidade de hora/ano;

$$\text{LOLE} = \sum_{i \in \Delta} p_i \cdot T = T \cdot \sum_{i \in \Delta} p_i \quad (3.3)$$

Se o período "T" considerado for um ano, ou seja, $T = 8760$ horas, tem-se:

$$\text{LOLE} = 8760 \times \text{LOLP} \quad (3.4)$$

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

Com a consideração adicional das taxas de falha e reparo ou probabilidades de transições entre os estados de operação, falha total e falha parcial, são possíveis os cálculos dos índices de duração e freqüência. Constitui-se, na realidade, de um par de índices que refletem os valores esperados da freqüência e da duração das interrupções.

Apesar destes índices não fornecerem diretamente o valor da magnitude da interrupção, em razão de seu cálculo ser realizado para determinados pontos da curva de carga, pode-se deduzir o número, as classes de usuários afetados e a magnitude da energia não fornecida.

↳ LOLF - Freqüência de Perda de Carga (Ocorrências/ano)

Este índice representa um valor médio esperado da freqüência de encontro dos estados com deficiência de capacidade de transmissão, durante um certo período, e conseqüentemente corte de carga;

$$\text{LOLF} = \sum_{i \in \Delta} F_i - f_i \quad (3.5)$$

Onde;

F_i - é a freqüência de saída do estado "i" do sistema;

f_i - é a porção de F_i que não ultrapassa a fronteira entre o conjunto de estados com perda de carga e o conjunto de estados sem perda de carga.

Para sistemas compostos torna-se complexo o cálculo do índice LOLF, visto que para cada estado "i" do sistema com corte de carga, é necessário identificar todos os estados sem corte de carga que podem ser alcançados a partir do estado "i" em uma transição. A frequência do estado do sistema - F_i pode ser calculada pela expressão:

$$F_i = p_i \sum_{k \in N} \lambda_k \quad (3.6)$$

Onde;

λ_k - Taxa de saída do componente correspondente ao i-ésimo estado operativo;

N - Conjunto de todas as possíveis taxas de saída do estado "i".

↻ **LOLD - Duração de Perda de Carga (Horas)**

Representa o valor da duração média esperada de perda de carga, ou de déficit de potência, durante um certo período, provocado por falhas nos componentes da rede de transmissão de cada AET, geralmente expresso em unidade de tempo.

$$LOLD = \frac{8760 \times LOLP}{LOLF} = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (3.7)$$

↻ **EPNS – Expectativa de Potência Não Suprida (MW)**

Representa o valor médio esperado ou expectativa de potência não suprida devido à deficiência de capacidade de transmissão (déficit de potência), durante um certo período, provocada por falhas nos componentes da rede de transmissão de cada AET, expresso em unidade de potência.

$$EPNS = \sum_{i \in \Delta} \Delta C_i \cdot p_i \quad (3.8)$$

Onde ΔC_i é o corte de carga no i-ésimo estado operativo da rede de transmissão.

↻ **EENS – Expectativa de Energia Não Suprida (MWh)**

Representa o valor médio esperado ou expectativa de energia não suprida devido à deficiência de capacidade de transmissão (déficit de energia), durante um certo período, provocada por falhas nos componentes da rede de transmissão de cada AET, expresso em unidade de energia.

$$EENS = \sum_{i \in \Delta} \Delta C_i \cdot F_i \cdot D_i = 8760 \sum_{i \in \Delta} \Delta C_i \cdot p_i \quad (3.9)$$

$$EENS = 8760 \times EPNS \quad (3.10)$$

D_i - é a duração de permanência do sistema no estado "i".

Este índice tem sido bastante usado no âmbito do planejamento das redes de transmissão e de distribuição, dado que provêm informações adequadas para a aplicação dos modelos de otimização dos investimentos, fazendo uso do conceito do custo de interrupção de fornecimento de energia.

☞ EIR – Índice de Confiabilidade de Energia

Este índice representa o complemento da relação entre o valor esperado de energia não suprida e a energia total requerida pela carga do sistema. Geralmente é expresso em %.

$$EIR = 1 - \frac{EENS}{ETD} = 1 - \frac{EPNS}{D_{\max}} \quad (3.11)$$

D_{\max} - é a demanda máxima, ou pico de carga do sistema, expresso em MW.

O valor complementar da EENS, ou seja, a energia realmente suprida pode ser dividida pela Energia Total Demandada – **ETD** para fornecer um índice normalizado. Este índice é geralmente utilizado para comparar a adequação das redes de transmissão que diferem consideravelmente em tamanho.

☞ XLOL – Expectativa Condicionada de Perda de Carga (MW)

Este índice representa um valor médio esperado de corte de carga, e deve ser entendido como sendo a média ponderada de todos os déficits de capacidade de transmissão possíveis de ocorrer em um dado período. Na realidade, o índice XLOL se constitui de um valor esperado condicionado, com dimensão de MW, equacionado da seguinte forma:

$$XLOL = \frac{EPNS}{LOLP} = \frac{EENS}{LOLE} \quad (3.12)$$

Pode-se Inferir deste índice que, redes de transmissão com mesma dimensão e tendo o mesmo valor de LOLP e LOLE não têm, necessariamente, o mesmo valor de XLOL. Neste sentido, o XLOL é, de certo modo, dependente do porte da rede estudada.

☞ IS – Índice de Severidade (Minutos)

Este índice representa a duração equivalente de perda de carga no sistema durante condições de demanda máxima, geralmente expresso em minutos.

$$IS = \frac{60 \times EENS}{D_{\max}} \quad (3.13)$$

3.3.3.2 Índices de Problemas na Rede de Transmissão

Estes índices estão relacionados com as violações das restrições em condição normal de operação (caso base). Os principais indicadores de problemas na rede de transmissão de cada AET, resultantes de violações das grandezas monitoradas (isolamento de áreas do sistema, carregamentos nos circuitos, tensões nos barramentos, etc.) são [CEPEL, Modelo Computacional NH2, 95]:

⇒ PP - Probabilidade de Problemas na Rede de Transmissão

Indica a probabilidade de ocorrência de violações na rede de transmissão de cada AET, em condição normal de operação.

$$PP = \sum_{j \in \beta} p_j \quad (3.14)$$

Onde;

β - Conjunto de todos os estados da rede de transmissão com violações.

⇒ FP - Frequência de Problemas na Rede de Transmissão

Este índice representa um valor médio esperado da frequência dos estados operativos da rede de transmissão de cada AET com violações, em condição normal de operação.

$$FP = \sum_{j \in \beta} F_j - f_j \quad (3.15)$$

⇒ DP - Duração dos Problemas na Rede de Transmissão

Representa o valor médio da duração em que a rede de transmissão de cada AET apresenta violações, em condição normal de operação.

$$DP = \frac{8760 \times PP}{FP} \quad (3.16)$$

A diferença entre a probabilidade, frequência e duração de corte de carga (LOLP, LOLF e LOD) e a de problemas na rede de transmissão (PP, FP e DP) fornece uma avaliação da eficiência das medidas corretivas aplicadas ao sistema, com relação ao despacho especificado para atender a condição normal de operação.

As medidas corretivas compreendem redespacho de geração, mudança no perfil de tensão, ajustes em taps de transformadores e, em último caso, corte de carga. A grande vantagem das medidas corretivas é a tradução do impacto de diferentes violações operativas em uma mesma base de comparação, dando origem aos índices de severidade e de problemas.

3.3.4 Modelos de Avaliação de Confiabilidade

Existem vários modelos computacionais para a simulação e avaliação dos índices de confiabilidade de sistema de transmissão/geração, tanto a nível nacional como internacional, como pode ser visto na Tabela 3.1, onde são listados alguns modelos.

A diferenças básicas entre os modelos se referem ao método de seleção dos estados severos/prováveis e quanto ao modelo de rede utilizado na análise de desempenho do estado selecionado.

Tabela 3.1: Modelos Computacionais de Simulação e Avaliação de Confiabilidade

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

Os modelos computacionais 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 severos/prováveis e usam fluxo de potência não linear para avaliação de desempenho dos estados selecionados.

Já os modelos MÉXICO [DM_75], CONFTRA [CPOP_85], PACOS [RRKP_89] e CREAM [EPRI_90b, PP_92] realizam a amostragem dos estados severos/prováveis através de simulação (Monte Carlo) não seqüencial e utilizam fluxo de potência linear para análise de desempenho dos estados da rede de transmissão.

Finalmente, os modelos computacionais brasileiros NH2 [MMRO_93a e b] e o REAL [R_99] realizam a amostragem dos estados severos/prováveis ou por enumeração de estados ou via através de simulação (Monte Carlo) não seqüencial e permitem o uso de fluxo de potência linear e não linear, na avaliação de desempenho dos estados selecionados.

Dado que o modelo computacional NH2 é atualmente o mais difundido nas empresas do Brasil, o seu algoritmo básico e os métodos de seleção dos estados e de avaliação dos índices de confiabilidade são descritos a seguir.

3.3.5 Modelo Computacional Para o NH2

O modelo computacional NH2 incorpora duas características básicas importantes: flexibilidade na modelagem e eficiência computacional. A flexibilidade de modelagem foi decorrente da necessidade imposta pela diversidade de potenciais usuários e aplicações ao sistema elétrico brasileiro. Já a eficiência computacional é alcançada através de um modelo de medidas corretivas eficiente, baseado em otimização, que considera estratégias específicas de atuação para cada contingência analisada e pela técnica de redução de variância na simulação Monte Carlo.

Estas características foram alcançadas através do conceito de **cenário** e da possibilidade de especificação pelo usuário, entre outros, do método de seleção de estados e do modelo de análise dos estados selecionados. O conceito de cenário consiste de uma descrição completa da rede de transmissão, através da topologia da rede de transmissão de cada AET, das disponibilidades de seus componentes, das distribuições espaciais das cargas e das disponibilidades das unidades geradoras despachadas.

3.3.5.1 Algoritmo Básico do Modelo Computacional NH2

Em síntese, o algoritmo utilizado pelo modelo computacional NH2 é composto dos seguintes passos principais:

- I. Leitura do conjunto de cenários e dos casos base; definição de parâmetros básicos para a simulação;
- II. Seleção de um cenário e caso base;
- III. Seleção de um estado do sistema (disponibilidade dos componentes), por sorteio, na simulação Monte Carlo, ou por nível de contingência, na enumeração dos estados;
- IV. Análise de adequação do estado selecionado, isto é, verificação da possibilidade do atendimento à demanda sem violação de limites operativos; se necessário e especificado pelo usuário, acionamento de medidas corretivas;
- V. Atualizações das estimativas dos índices; se a precisão da estimativa é aceitável, ou se o tamanho da amostra é o máximo especificado (Monte Carlo) ou se a lista de contingências foi exaurida (enumeração), siga para o próximo passo, senão volte ao passo (III);

- VI. Retorno ao passo (II) no caso de todos os cenários não foram ainda percorridos. Se o método de seleção de estados é por meio de enumeração então fim do algoritmo, caso contrário, se a seleção é via simulação Monte Carlo vá para o passo seguinte;
- VII. Verificação da precisão da estimativa para todos os cenários, se aceitável, fim do algoritmo; senão defina novos lotes de sorteios por cenário e volte a (II).

3.3.5.2 Método de Seleção e de Enumeração de Estados

Os métodos de seleção de estados são utilizados para restringir a uma pequena porcentagem dos estados a serem analisados na simulação e avaliação de confiabilidade. Duas categorias de métodos de seleção de estados são utilizadas pelo modelo NH2 para tal finalidade: **Enumeração** e **Simulação Monte Carlo**.

O método baseado em enumeração de estados torna-se bastante atrativo quando o número de cenários severos/prováveis a serem analisados é relativamente pequeno. Este é o caso das simulações e avaliações de confiabilidade de redes de transmissão, nos quais as indisponibilidades dos 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.

Diante destas constatações, aliado ao fato de que a metodologia proposta neste trabalho de dissertação aborda o problema do PET a multiestágios de tempo, apenas o método baseado em enumeração é apresentado, bem como o método de avaliação dos estados selecionados e dos índices de confiabilidade.

➤ Conceito de Espaço de Estados

O sistema de potência (rede de transmissão e usinas geradoras) representado por espaço de estado, é descrito por seus estados e pelas possíveis transições entre eles. Um estado do sistema representa uma condição específica, onde todo componente encontra-se em um estado: operação, reparo, manutenção ou qualquer outra condição relevante. Se o estado de qualquer dos componentes muda, o sistema entrará em outro estado operativo.

Um estado do sistema é representado por um vetor $s = [s_1, s_2, \dots, s_m]$, onde s_i é o estado do i -ésimo componente [PPCO_90] e "m" corresponde ao número total de componentes do sistema. O conjunto de todos os possíveis estados - s , obtidos pela combinação de todos os estados dos componentes do sistema forma o **espaço de estados** - E.

Com esta definição os componentes da rede de transmissão e as unidades geradoras são modelados através de um processo estocástico, com taxas de transição entre estados constantes e independentes do tempo. Desta forma, o tempo de permanência em cada estado dos componentes, é representado por uma função de distribuição do tipo exponencial.

Para cada estado de um componente é associada uma probabilidade de ocorrência - $P(s_i)$ e as transições entre os estados dos componentes são representadas por meio dos modelos de Markov.

Dado o estado de cada componente, é possível calcular a probabilidade do vetor de estados "s" - $P(s)$, e as taxas de transição entre os estados. Como as falhas dos componentes do sistema são estatisticamente independentes, a probabilidade - $P(s)$ será igual ao produto das probabilidades de cada um dos estados dos componentes, conforme indicado na equação a seguir.

$$P(s) = \prod_{i=1}^m p(s_i) \quad (3.17)$$

Através do algoritmo anteriormente apresentado, o modelo NH2 seleciona um estado do sistema (nível de carga, condições operativas, disponibilidade dos equipamentos, etc.) e calcula as **funções-teste** - $F(s)$. Estas funções têm por objetivo verificar se uma determinada combinação de componentes do sistema (unidades geradoras, linhas de transmissão, transformadores, elementos shunt, etc.) é capaz de atender a carga do estado em análise.

➤ Método de Enumeração de Estados

Como qualquer estado do sistema pode ser representado por um vetor composto de variáveis aleatórias, o teste resultante também será uma variável aleatória. Logo, o método de enumeração de estados enumera todos os estados do sistema e calculam os valores esperados das funções-teste, dados pela seguinte equação:

$$E(F) = \sum_{s \in E} F(s) \cdot P(s) \quad (3.18)$$

Onde:

s → vetor de estados do sistema;

E → espaço de estados, ou seja, o conjunto de todos os estados de "s" encontrados a partir da combinação dos estados dos componentes.

Como o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes do vetor de estados – s (para “ m ” componentes o número de estados de s é 2^m), deve-se enumerar apenas um subconjunto $E' \subseteq E$, e calcular os limites inferior e superior das estimativas dos índices de confiabilidade, dados pelas expressões (3.19) e (3.20) a seguir:

$$E(F)_{\text{inf}} = \sum_{s \in E'} (F(s).P(s) + F_{\text{inf}}(s).(1 - P(E'))) \quad (3.19)$$

$$E(F)_{\text{sup}} = \sum_{s \in E'} (F(s).P(s) + F_{\text{sup}}(s).(1 - P(E'))) \quad (3.20)$$

Onde:

$P(E')$ – Probabilidade acumulada dos estados $s \in E'$;

F_{inf} e F_{sup} – Limites inferior e superior estimados para $F(s)$, respectivamente, sendo que $s \notin E'$.

➤ Avaliação dos Índices de Confiabilidade por Enumeração

Estabelecidos estes conceitos preliminares, os índices de confiabilidade podem ser avaliados a partir do cálculo do valor esperado de várias funções-teste – $E(F)$, bastando apenas definir convenientemente a função-teste $F(s)$.

Por exemplo, tomando a avaliação da LOLP, F_{inf} pode ser feita igual a zero (não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a E') e F_{sup} será então igual a um. Com estas constatações, as equações (3.19) e (3.20) tomam a seguinte forma:

$$\text{LOLP}_{\text{inf}} = \sum_{s \in E'} (F(s).P(s)) \quad (3.21)$$

$$\text{LOLP}_{\text{sup}} = \sum_{s \in E'} (F(s).P(s) + (1 - P(E'))) = \text{LOLP}_{\text{inf}} + (1 - P(E')) \quad (3.22)$$

Desta expressão infere-se que, o valor $(1 - P(E'))$ correspondente à diferença entre as estimativas limites para o valor da LOLP definidas acima, está relacionado com a probabilidade acumulada dos estados $s \in E'$, ou seja, com a soma das probabilidades dos estados não estimados.

A imprecisão (o gap - ϵ) em torno do valor verdadeiro é dada pela diferença entre os valores máximo e mínimo obtidos para a estimativa do índice LOLP, isto é:

$$\epsilon = \text{LOLP}_{\text{sup}} - \text{LOLP}_{\text{inf}} = 1 - \sum_{s \in E'} P(s) \quad (3.23)$$

Se esta imprecisão é muito pequena, ou seja, se a probabilidade acumulada dos estados $s \in E'$ é muito próxima de um, é possível obter uma boa estimativa para a LOLP com baixo esforço computacional.

No caso em que $F(s)$ corresponde ao valor do corte de carga ou a energia não suprida associado ao estado "s", o valor esperado $E(F)$ representa os índices de confiabilidade EPNS e EENS, respectivamente.

O modelo NH2 possibilita também a utilização de técnicas de superposição para estimar os resultados das contingências duplas de transmissão a partir da análise das contingências simples. As superposições dos resultados das contingências simples só são realizadas quando estas estão além de uma determinada vizinhança elétrica, para garantir que não exista nenhuma interação entre estas.

Com o modelo NH2 é possível calcular os índices de confiabilidade relacionados acima, para todo o sistema, por área do sistema e por barramento da rede de transmissão, desagregados por modos de falha, tais como: sobrecargas em circuitos, subtensões e sobretensões nos barramentos da rede de transmissão, colapsos de tensão no sistema, separações de sistemas e áreas.

Finalmente, além destas desagregações dos referidos índices de confiabilidade, o modelo também permite a desagregação das falhas compostas dos sistemas de geração e transmissão, tornando-se bastante útil para avaliar a adequação de sistemas interligados de grande porte como o brasileiro.

3.4 Descrição das Abordagens Probabilísticas

Este item descreve duas abordagens metodológicas que representam os marcos significativos na linha do PET probabilístico a multiestágios de tempo, dando ênfase às regras de decisão relativas as adições de reforços de transmissão e a seleção da AET de menor custo de expansão.

A primeira abordagem faz uso de um limite mínimo para o nível de confiabilidade para definição das adições de reforços de transmissão ao longo do período de estudo. Apesar de conduzir a bons resultados, esta abordagem não é capaz de avaliar os impactos econômicos para os consumidores decorrentes de alterações do nível de confiabilidade. Logo, não se pode garantir que o nível de confiabilidade da AET de menor custo de expansão corresponda ao valor ótimo.

Já a segunda abordagem supera esta limitação, através da avaliação e incorporação dos custos incorridos pelos consumidores em consequência das interrupções no fornecimento de energia (valor da confiabilidade).

Estas duas abordagens não contemplam incertezas exógenas e exploram as características aleatórias dos componentes da rede de transmissão. Tomando como referência a APTE ilustrada na Figura 3.1, estes enfoques metodológicos estão em consonância com os conceitos estabelecidos para os **Caminhos 7a** e **7b**.

3.4.1 Abordagem Baseada em Índices de Confiabilidade

Com este enfoque metodológico, o problema do PET probabilístico a multiestágios de tempo é resolvido de forma interativa, onde a síntese da rede é feita com a intervenção do planejador, tal como na ABCA.

Esta forma interativa, aqui denominada de Abordagem Baseada em Índice de Confiabilidade – ABIC, consiste em comparar configurações evolutivas que atendem a um nível de confiabilidade mínimo aceitável – NC_{Min} , ou seja, a um nível de risco máximo aceitável – NR_{max} . As comparações das várias configurações evolutivas são, fundamentalmente, de três naturezas, a saber:

- Técnica - No que tange aos desempenhos técnicos das alternativas de configurações evolutivas, sob o ponto de vista elétrico;
- Confiabilidade – No que tange aos desempenhos probabilísticos, sob a ótica de adequação, das configurações evolutivas (AET);
- Econômica - No que tange aos aspectos de custos de investimentos e perdas ativas na transmissão associados às AET.

3.4.1.1 Modelo de Seleção da AET de Menor Custo

A Figura 3.9 resume de forma esquemática o modelo geral de seleção da AET de menor custo, mediante a ABIC, que satisfaz os requisitos relativos aos aspectos técnicos, econômicos e de confiabilidade de atendimento aos consumidores.

Como pode ser observada nesta figura, a execução da ABIC exige o estabelecimento de um nível de risco máximo aceitável como dado de entrada. Isto significa que, para obter a solução do problema do PET a multiestágios de tempo, mediante a ABIC, torna-se necessária uma análise de confiabilidade (Tarefa CONF) sob a ótica de adequação, em adição as análises contidas na ABCA.

Tarefa CONF – Análise de Confiabilidade (Adequação)

Permitir ao planejador quantificar os níveis de riscos implícitos de cada configuração evolutiva e construir uma lista de adições de reforços de transmissão mais atraentes. Para realização da tarefa CONF torna-se necessário estabelecer índices de aferição da confiabilidade, os modelos estocásticos de representação dos componentes da rede de transmissão e das cargas, bem como o método de simulação e avaliação da confiabilidade de cada AET.

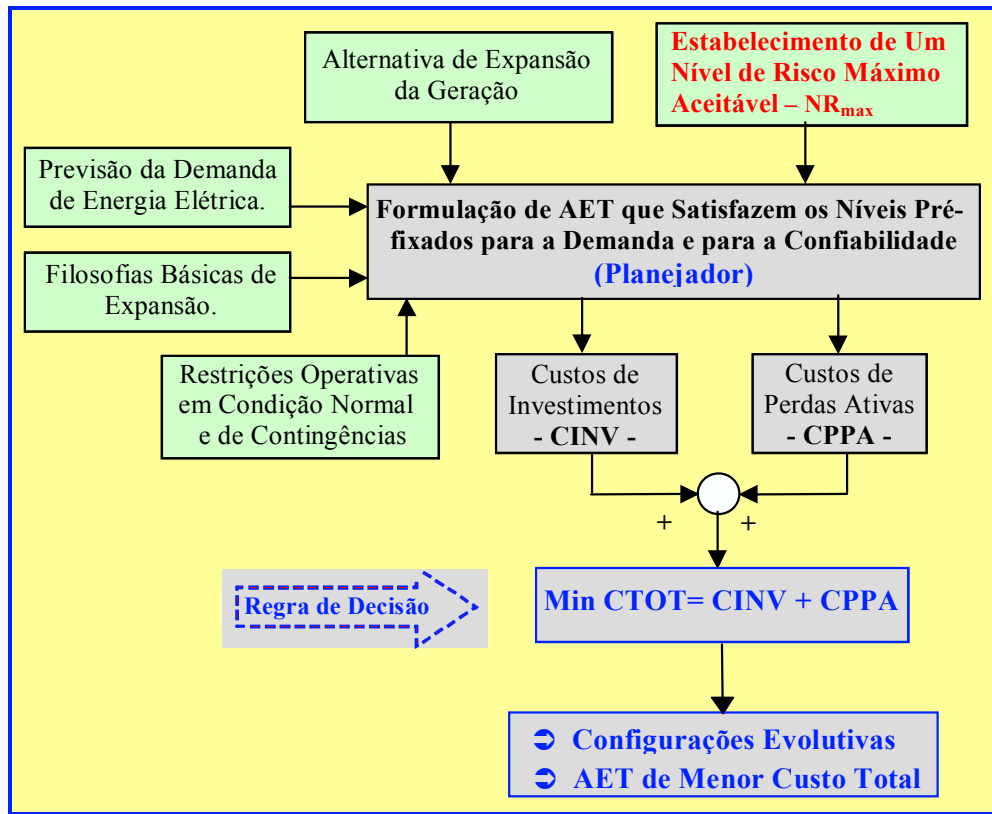


Figura 3. 9: Modelo Geral de Seleção da AET de Menor Custo Mediante a ABIC

3.4.1.2 Análise de Desempenho e Síntese de Rede

Tal como na ABCA, para se definir, ano a ano, as configurações evolutivas das AET formuladas, torna-se necessário verificar se os desempenhos técnicos delas são aceitáveis e economicamente atrativas, através da execução das seguintes tarefas básicas:

- Tarefa FPCN – Fluxo de Potência em Condição Normal;
- Tarefa DINA – Análise Dinâmica Permanente e Transitória;
- Tarefa TRAN – Análise de Transitórios Eletromagnéticos;
- Tarefa ECON – Análise Econômica (não inclui os custos das interrupções).

3.4.1.3 Regra de Adições de Reforços de Transmissão

Na Figura 3.10 ilustra-se, de forma esquemática e de maneira simplificada, a seqüência de tarefas necessárias para a formulação de AETs e seleção da AET de menor custo de expansão, bem como o inter-relacionamento da tarefa CONF com as demais tarefas.

Como se está tratando aqui de um PET baseado em nível de risco pré-fixado e se deseja selecionar as configurações evolutivas com índices de confiabilidade definidos a priori, basta incluir um teste de aceitabilidade das adições de reforço, como mostra a Figura 3.10.

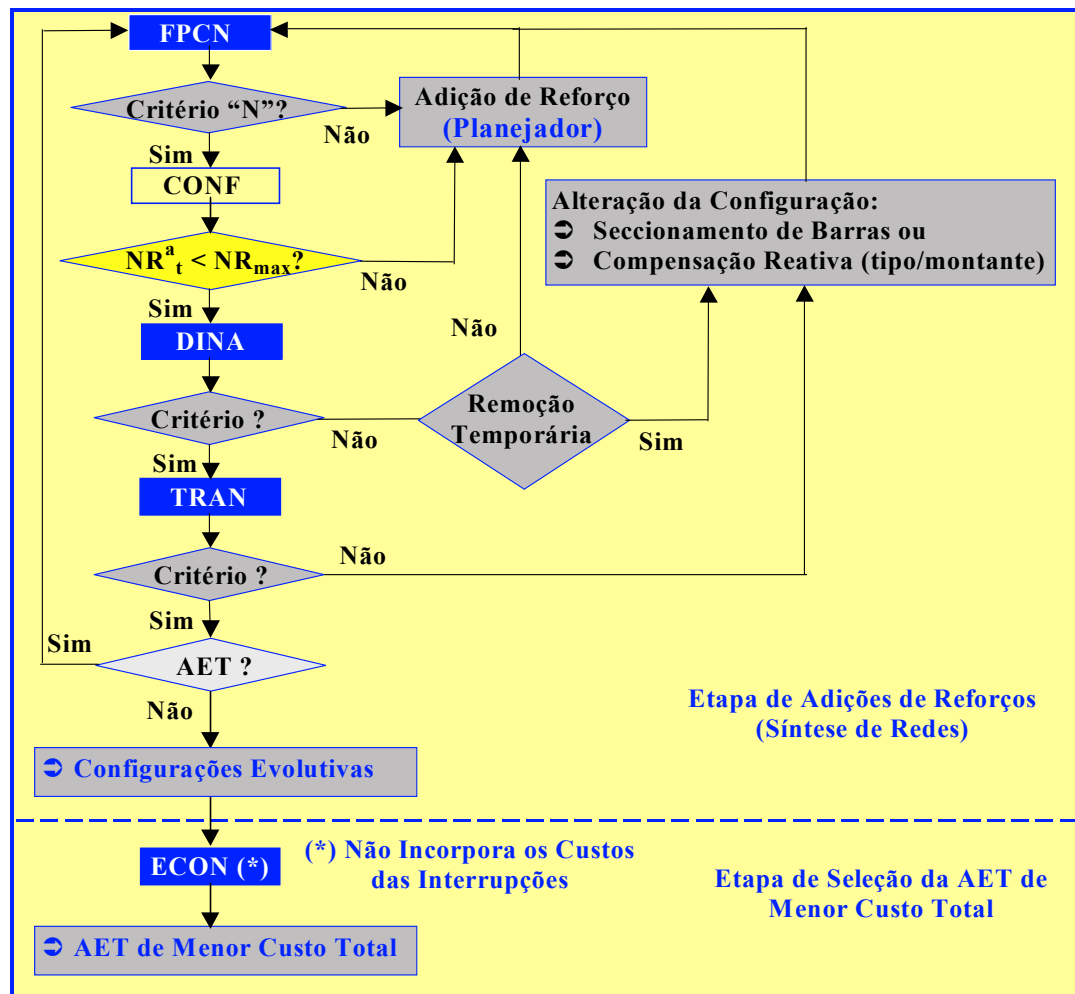


Figura 3. 10: Tarefas para Obtenção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABIC

Como pode ser observada nesta figura, as estratégias de **Diversificação** de adições de reforços e de **Intensificação** da busca da AET de menor custo também são utilizadas neste enfoque metodológico.

O teste de aceitabilidade é feito pela comparação entre os níveis de riscos associados as AET ($a=1, \dots, M$) ao longo do período de estudo ($t=1, \dots, h$) – NR_t^a , obtido da tarefa CONF, e o nível de risco máximo aceitável – NR_{Max} .

Nesta situação, e de forma similar aos critérios determinísticos de “N-0” e “N-1” componentes, admite-se que, se os índices de desempenhos das configurações evolutivas das AET estiverem abaixo do padrão ($NC_t^a \leq NC_{Min}$), reforços são adicionados à rede de transmissão com o objetivo de levar os índices de confiabilidade do sistema para níveis aceitáveis, ou seja, fazer com que a relação $NC_t^a \geq NC_{Min}$ seja atendida.

Naturalmente, o nível de detalhe das análises varia de acordo com o objetivo do estudo, do número de AET estudadas e do horizonte de planejamento (HPLP, HPMP e HPCP). A Figura 3.11 apresenta as relações típicas de compromisso entre o nível de detalhamento e o número de AET mediante a ABIC.

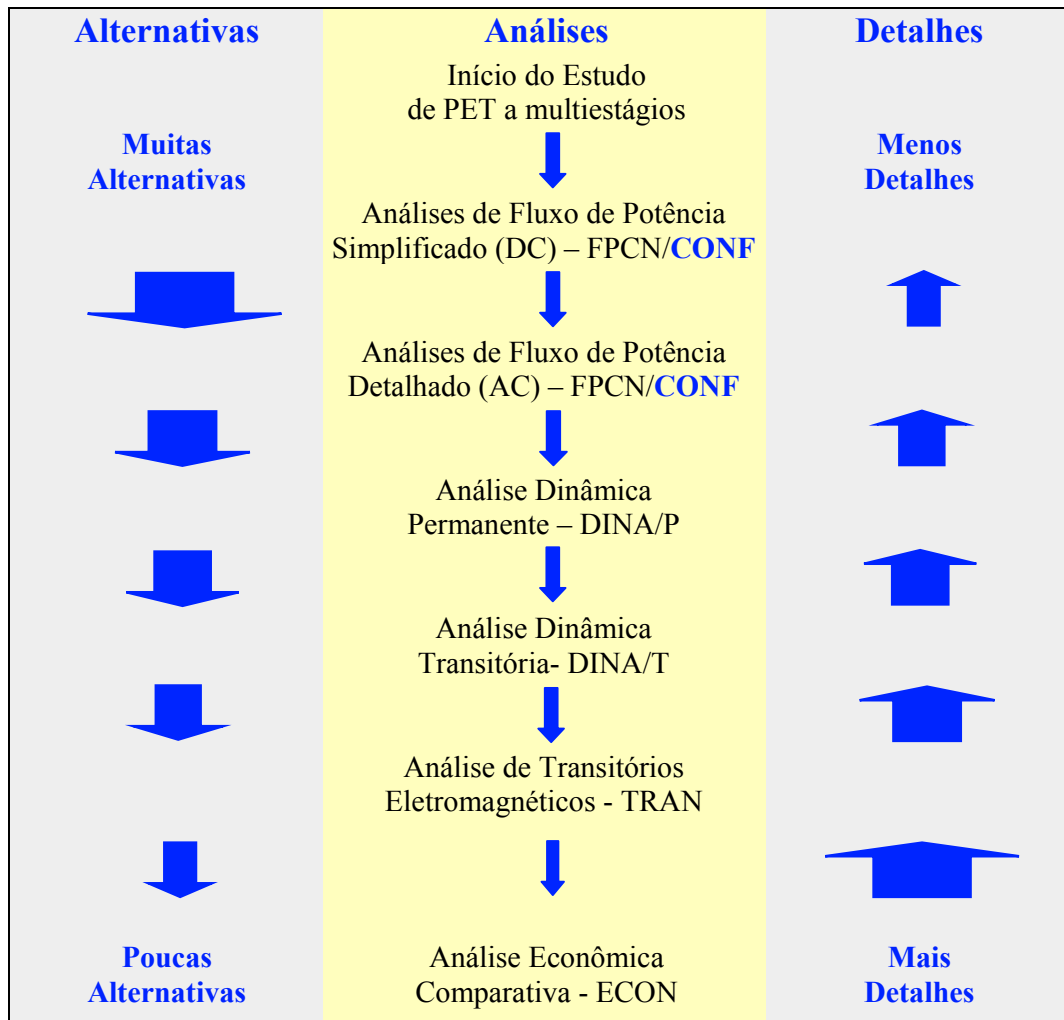


Figura 3. 11: Compromisso entre Nível de Detalhamento e Número de AET na ABIC

De forma objetiva percebe-se que, a partir destas análises pode-se determinar **Onde**, **Quando** e **Quais** adições de reforços de transmissão devem ser implantadas para atender ao crescimento do mercado de energia com economia e que satisfaça ao nível mínimo de confiabilidade aceitável (nível de risco máximo aceitável).

Como pode ser visto, através desta simples comparação entre os níveis de riscos das configurações evolutivas, com e sem o reforço que está sendo analisado, é possível identificar deficiências nas capacidades transmissão e a contribuição do reforço para melhoria da confiabilidade da rede, e utilizar essas informações como elemento de decisão.

3.4.1.4 Regra de Seleção da Expansão de Menor Custo

O processo de seleção da AET de menor custo total, no contexto da ABIC, também consiste na determinação da AET de menor custo total e que satisfaça o crescimento do mercado previsto com nível de confiabilidade adequado.

Esta condição expressa, resumidamente, o objetivo econômico a ser alcançado, ou seja, o de minimização da função custo total com a restrição de que os níveis de confiabilidade das configurações evolutivas formuladas - NR_t^a sejam menores que o nível de risco de referência - NR_{Max} . Assim a regra de decisão - Rd_{ABIC} adotada na ABIC para selecionar a AET de menor valor do CT_{ABIC} , pode ser escrita na seguinte forma compacta:

$$Rd_{ABIC} = \underset{a}{\text{Min}} CTOT_{ABIC}^a = \underset{a}{\text{Min}} [CINV_{ABIC}^a + CPPA_{ABIC}^a] \quad (3.24a)$$

Sujeito a:

$$g_t^a(x, y) = 0 \quad (3.24b)$$

$$h_t^a(x, y) \leq 0 \quad (3.24c)$$

$$\underline{x}_t^a \leq x_t^a \leq \overline{x}_t^a \quad (3.24d)$$

$$NR_t^a \leq NR_{max} \quad (3.24e)$$

Onde:

$$CINV_{ABIC}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAI_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (3.25)$$

$$CPPA_{ABIC}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAP_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (3.26)$$

- 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 de estado y ;
- \underline{x} e \overline{x} – limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle;
- $CINV_{ABIC}^a$ = valor atual dos custos de investimentos associados a cada AET, que depende dos custos de aquisição dos reforços, montagem, etc;
- $CPPA_{ABIC}^a$ = valor atual dos custos de perdas ativas associadas a cada AET, que depende principalmente dos custos marginais e da topologia da rede.

3.4.2 Abordagem Baseada no Valor da Confiabilidade

Também nesta abordagem metodológica, o problema do PET probabilístico a multi-estágios de tempo é resolvido de forma interativa, onde a síntese da rede é feita com a intervenção do planejador, tal como na ABIC.

Porém esta forma interativa, aqui denominada de Abordagem Baseada no Valor Econômico da Confiabilidade – **ABVC**, consiste em comparar AET que atendam a um nível de risco máximo aceitável – **NR_{max}**, contemplando na análise econômica das AET formuladas uma penalidade proporcional ao seu nível de risco, ou seja, incluem uma parcela de custos incorridos pelos consumidores, em adição a parcelas de custos incorridos pelas concessionárias. As comparações das AET formuladas são, também, de três naturezas, a saber:

- ➡ Técnica - No que tange aos desempenhos técnicos das alternativas de configurações evolutivas, sob o ponto de vista elétrico;
- ➡ Confiabilidade – No que tange aos desempenhos probabilísticos, sob a ótica de adequação, das AET formuladas;
- ➡ Econômica - No que tange aos aspectos de custos de investimentos, de perdas ativas na transmissão e de interrupções de fornecimento de energia às diversas classes de consumidores, associados a cada AET formulada.

Vale lembrar que, na linha do PET probabilístico, executado mediante a ABVC, tem-se a proposta de metodologia [M_80] que, segundo a APTE, ilustrada na Figura 3.1, corresponde ao **Caminho 7b**, onde não se consideram as incertezas exógenas ao processo de formulação das AET.

3.4.2.1 Modelo de Seleção da AET de Menor Custo

A Figura 3.12 resume de forma esquemática e simplificada o modelo geral de seleção de investimentos que satisfaz os requisitos relativos aos aspectos técnicos, econômicos e de confiabilidade de atendimento aos consumidores, segundo a ABVC.

Como pode ser observada nesta figura, a execução da ABVC, exige o estabelecimento de um nível de risco máximo aceitável como dado de entrada do processo de formulação das AET. Isto significa que, para obter a solução do PET, torna-se necessária uma análise de confiabilidade (Tarefa CONF).

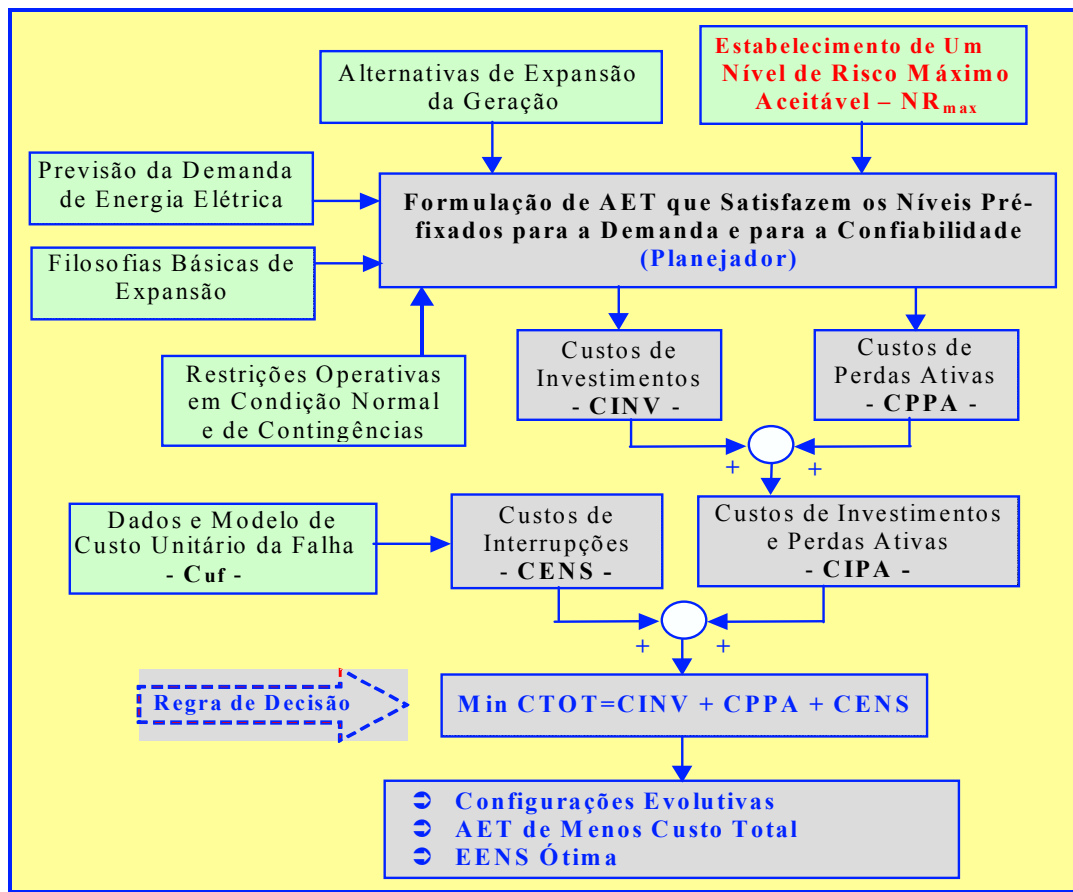


Figura 3. 12: Modelo Geral de Seleção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABVC

Tarefa CONF – Análise de Confiabilidade (Adequação)

Quando se analisam os comportamentos de configurações evolutivas com diferentes níveis de confiabilidade, as adições de reforços de transmissão, as quais ocorrem de forma discreta, e o contínuo aumento da demanda de energia elétrica, produz uma variação oscilante na confiabilidade em torno de um determinado valor médio esperado.

Este comportamento variável do índice de confiabilidade é ilustrado na Figura 3.13, onde mostra a oscilação do índice EIR_t^a para três AET hipotéticas ($a = 1, 2, 3$), que partindo de um nível de confiabilidade existente EIR_t^0 , resultam em três níveis de confiabilidade distintos: EIR_t^1 , EIR_t^2 e EIR_t^3 .

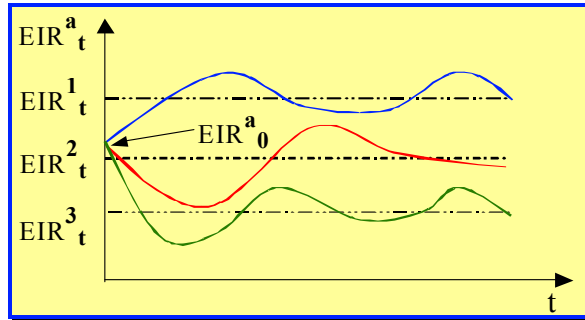


Figura 3. 13: Variação dos EIR das AET Hipotéticas

O objetivo básico da tarefa CONF, no contexto da ABVC, consiste em realizar a aferição do desempenho associado a cada AET formulada, com vistas ao atendimento do requisito mínimo aceitável, e posterior comparação econômica.

Como pode ser observada na Figura 3.12, a execução da ABVC, além do estabelecimento de um nível de risco máximo aceitável como dado de entrada do processo de formulação das AET, exige também o estabelecimento de um modelo para o Custo Unitário de Falha (ou de interrupção) – **Cuf** (US\$/MWh). Isto significa que, para realização das análises econômicas das AET, através da tarefa ECON, torna-se necessária uma análise de avaliação do Valor Econômico da Confiabilidade - **VECO**, em adição as análises contidas na ABIC.

Tarefa VECO – Análise do Valor Econômica da Confiabilidade

Permite ao planejador quantificar o valor econômico da confiabilidade, traduzido em termos de custos de interrupções de fornecimento de energia às classes consumidoras, e incluí-lo na função objetiva do problema de minimização do custo total.

Uma vez que os índices de confiabilidade apresentados anteriormente são, fundamentalmente, medidas relativas da confiabilidade da rede de transmissão, não são suficientes para estimar o impacto econômico das interrupções nos consumidores.

Logo, para quantificar o valor econômico da confiabilidade, traduzido em termos de custos de interrupções de fornecimento de energia às classes consumidoras, torna-se necessário estabelecer um procedimento para o cálculo do **Cuf** (expresso por US\$/kWh) e do custo das interrupções associadas às classes consumidoras.

⇒ Custo Unitário de Interrupção

Devido a sua importância para a ABIC e para os desenvolvimentos a serem realizados no âmbito da proposta de metodologia deste trabalho de dissertação, o conceito de custo unitário de interrupção de fornecimentos de energia, bem como a suas quantificações são apresentadas a seguir.

Um dos métodos utilizados para o cálculo dos custos unitários de interrupção se baseia em pesquisas diretas aos consumidores, os quais avaliam os danos causados pelas interrupções para as classes [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 geo-elétrica 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 conseqüências.

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 - T_i . O cálculo do $Cuf_k(T_i)$ pode ser feito através da ponderação do custo unitário associado a k -ésima classe consumidora - $Ccl_k(T_i)$ pela sua participação - fp_k na demanda total.

$$Cuf_k(T_i) = \sum_{k \in cl, i \in CEi} fp_k \cdot Ccl_k(T_i) \quad (3.27)$$

Onde:

$$f_{p_k} = \frac{w_k}{\sum_{k \in cl} w_k} \tag{3.28}$$

w_k – Participação da k-ésima classe consumidora;

CE_i – Conjunto de EENS produzidas pela combinação dos estados de falhas que compõem a i-ésima interrupção.

A título de ilustração, a Figura 3.14, 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 função $Ccl(T_i)$ não linear para o sistema brasileiro extraído de [E_92, MHS_92] está apresentada na Figura 3.15.

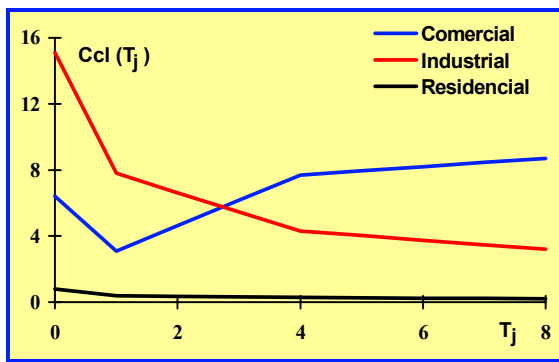


Figura 3. 14: Custo Unitário na Ontario Hydro

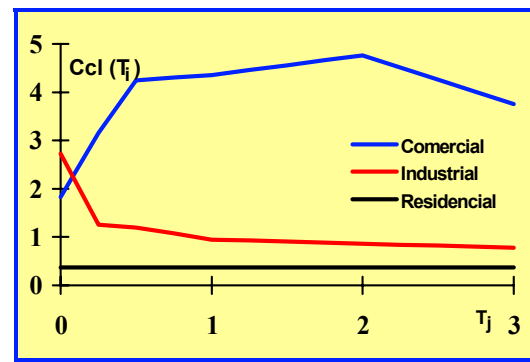


Figura 3. 15: Custo Unitário no Brasil

➤ Custo de Interrupção de Energia (Custo da EENS)

O custo de interrupção de Energia ou Custo da Expectativa de Energia Não Suprida - **CENS**, permite a quantificação dos prejuízos que incidem sobre as classes consumidoras, quando a rede de transmissão não é capaz de atender a demanda de energia.

Com esta definição, o índice CENS representa o impacto econômico das interrupções sobre os consumidores e pode ser avaliado através do produto da EENS pelo parâmetro $Cuf_k(T_i)$ associado a k-ésima classe consumidora, conforme apresentado na equação (3.29).

$$CENS = \sum_{k \in cl, i \in CE_i} Cuf_k(T_i) \cdot EENS(T_i) \tag{3.29}$$

O conceito do índice CENS é ilustrado na Figura 3.16, que mostra uma interrupção de fornecimento de energia entre os tempos t_1 a t_6 , com três níveis diferentes de cortes de carga - ΔP , envolvendo a classe residencial, comercial e industrial.

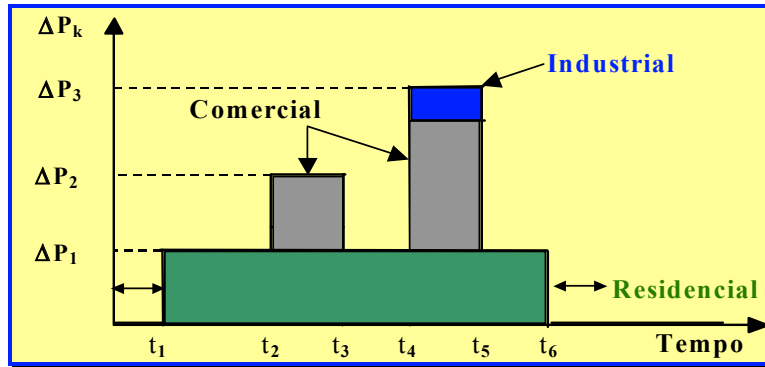


Figura 3. 16: Energia Interrompida por Classe Consumidora

Para a interrupção ilustrada nesta figura a equação (3.29) pode ser escrita como:

$$EENS = (\Delta P_1 - 0) \cdot (t_6 - t_1) \cdot fp_R \cdot Ccl(t_6 - t_1) + (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot (t_3 - t_2) \cdot (fp_C + 0 + 0) \cdot Ccl(t_3 - t_2) + (\Delta P_3 - \Delta P_1) \cdot (t_5 - t_4) \cdot (0 + fp_C + fp_I) \cdot Ccl(t_5 - t_4)$$

Ou, através da seguinte expressão:

$$EENS = EENS_1 \cdot fp_R \cdot Ccl(T_1) + EENS_2 \cdot fp_C \cdot Ccl(T_2) + EENS_3 \cdot (fp_C + fp_I) \cdot Ccl(T_4)$$

3.4.2.2 Análise de Desempenho e Síntese da Rede

Tal como na ABIC, para se definir, ano a ano, as configurações evolutivas, torna-se necessário verificar se elas são tecnicamente aceitáveis, isto é, satisfaçam níveis mínimos de desempenhos aceitáveis, através da execução das seguintes tarefas:

- Tarefa FPCN – Fluxo de Potência em Condição Normal;
- Tarefa DINA – Análise Dinâmica Permanente e Transitória;
- Tarefa TRAN – Análise de Transitórios Eletromagnéticos;
- Tarefa CONF – Análise de Confiabilidade (inclui a tarefa FPCE);
- Tarefa ECON – Análise Econômica (inclui os custos das interrupções).

3.4.2.3 Regra de Adições de Reforços de Transmissão

Como já bastante discutido, o PET a multiestágios de tempo de menor custo total é um problema combinatorialmente explosivo e requer uma avaliação complexa das possíveis adições de reforços de transmissão.

Esta característica exige que o desempenho de cada uma das AET formuladas seja avaliado detalhadamente, de forma a identificar os custos de perdas ativas e de interrupção

de energia, os quais, juntamente com os custos de investimentos irão definir as **qualidades** das AET formuladas.

Para reduzir a dimensão do problema combinatorial e avaliar o desempenho da rede, é introduzido um teste de aceitabilidade das adições de reforço baseado em um nível de risco máximo aceitável – NR_{max} , tal como na ABIC. Este teste consiste de uma comparação entre este nível de risco e os níveis de riscos – NR_t^a associados as “a=1, ..., M” AET, considerando os anos do período de planejamento $t=1, \dots, h$, conforme indicado na Figura 3.17.

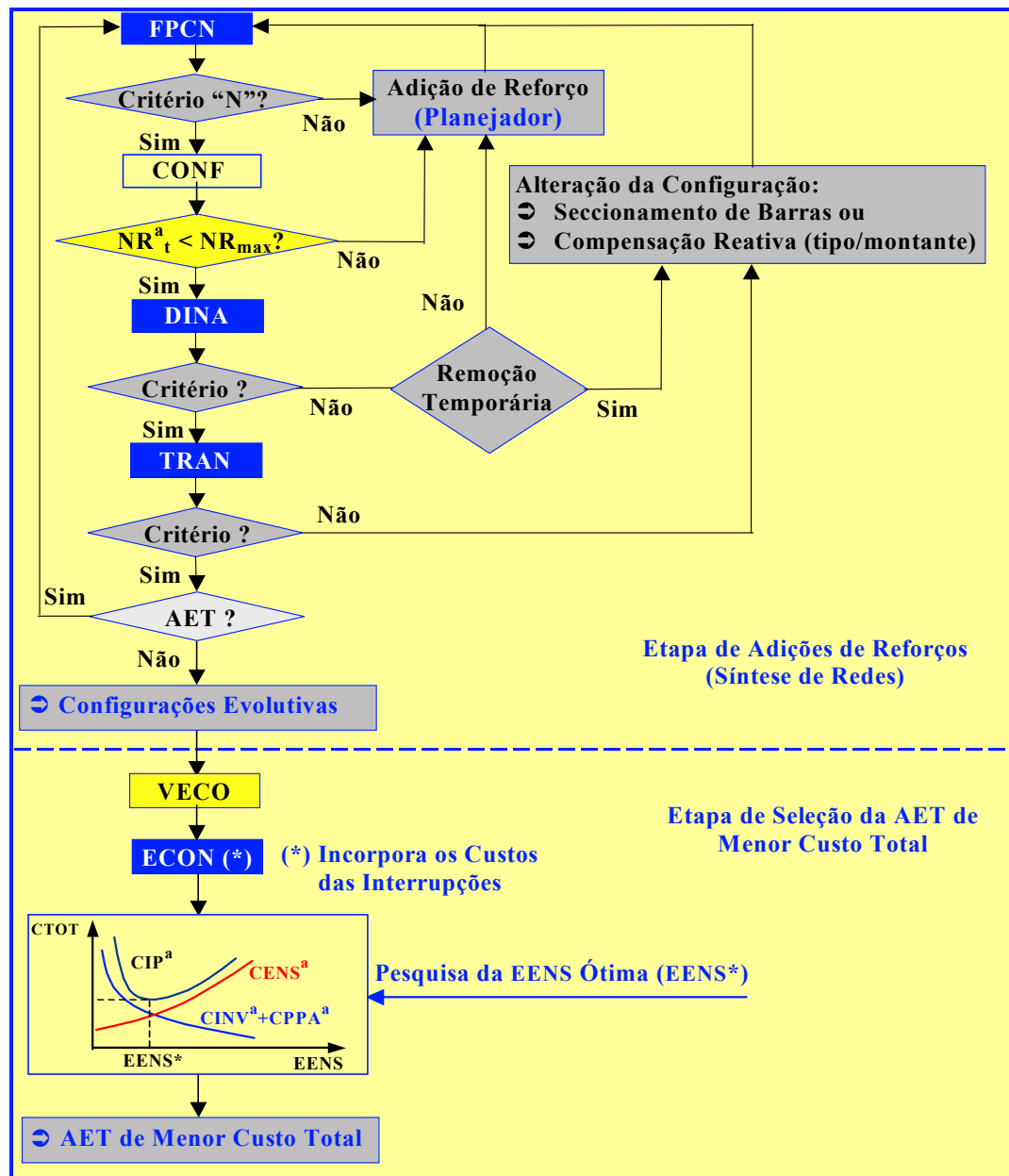


Figura 3. 17: Tarefas para Obtenção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABVC

Os inter-relacionamentos das tarefas CONF e VECO com as outras também são ilustrados nesta figura, bem como o uso das estratégias de diversificação de adições de reforços e de intensificação da busca da AET de menor custo.

Nesta situação, admite-se que, se os índices de desempenhos das configurações evolutivas das AET estiverem abaixo do padrão ($NC_t^a \leq NC_{Min}$), reforços são adicionados à rede de transmissão com o objetivo de levar os índices de confiabilidade das AET para níveis aceitáveis, ou seja, fazer com que a relação $NC_t^a \geq NC_{Min}$ seja atendida.

Como pode ser observado na Figura 3.18 e de forma similar a ABCA e a ABIC, o nível de detalhe das análises a serem realizadas varia de acordo com o objetivo do estudo, do número de AET estudadas e do horizonte de planejamento (HPLP, HPMP e HPCP). A Figura 3.18 apresenta as relações típicas de compromisso mediante a ABVC.

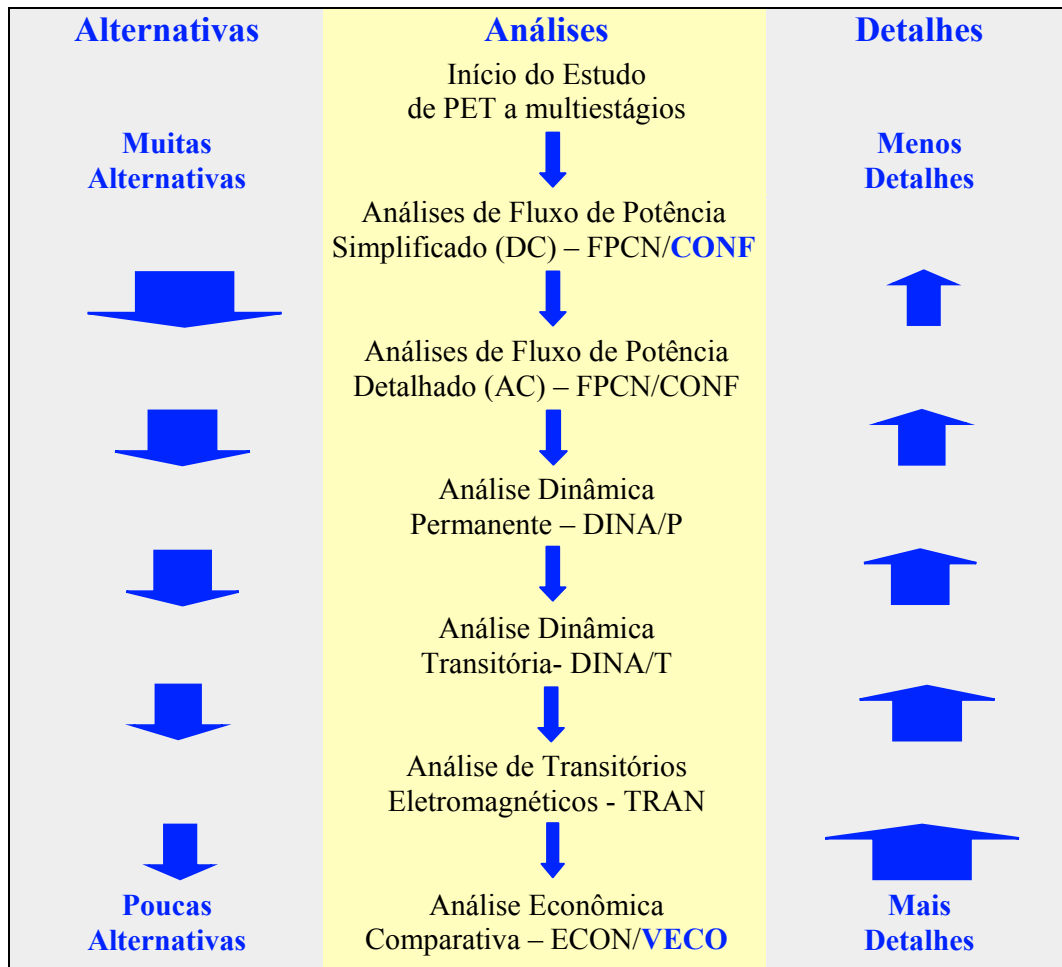


Figura 3. 18: Compromisso entre Nível de Detalhamento e Número de AET na ABVC

De forma objetiva percebe-se que, a partir da realização das tarefas acima mencionadas pode-se determinar **Onde**, **Quando** e **Quais** adições de reforços de transmissão devem ser implantadas para atender ao crescimento da demanda de energia com economia e que satisfaça ao nível de confiabilidade ótimo, a um menor custo total.

3.4.2.4 Regra de Seleção da Expansão de Menor Custo

O processo de seleção da AET de menor custo total, no contexto da ABVC, também consiste na determinação da seqüência de adições de reforços necessárias ao atendimento econômico e confiável para o crescimento do mercado previsto.

Não obstante, estes dois requisitos são claramente conflitantes, visto que se os custos de suprimento são reduzidos através da redução do nível de confiabilidade, os custos de interrupção de fornecimento de energia incorridos pelas classes de consumidores aumentam. Por outro lado, se o nível de confiabilidade da rede de transmissão for aumentado através de adições de reforços, novos investimentos serão necessários, o que resulta em um aumento dos custos de suprimento.

Diante destas constatações percebe-se que, para satisfazer às condições de otimalidade necessárias à obtenção do nível ótimo de confiabilidade, a AET de menor custo total deve atender aos seguintes requisitos:

- Nenhum incremento adicional em confiabilidade deve ser realizado se as reduções nos custos de interrupção de energia são maiores que o correspondente aumento nos custos de investimentos;
- Nenhuma redução de investimentos deve ser realizada se os aumentos nos custos de interrupção de energia são maiores que o correspondente aumento nos custos de investimentos.

Com estas condições, a tarefa principal do planejador consiste em encontrar a solução para o problema do PET por meio de um balanço adequado entre custos e confiabilidade, conforme ilustrado nas Figuras 3.19 e 3.20.

Nestas figuras são ilustrados os comportamentos típicos dos custos em função das variações dos índices de confiabilidade EIR e EENS, bem como das parcelas dos custos de suprimento de energia, o qual 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.

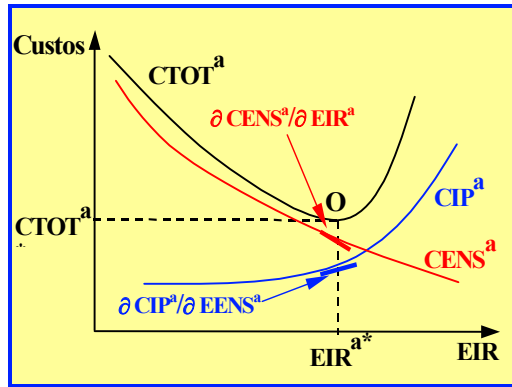


Figura 3. 19: Custos x Índice EIR

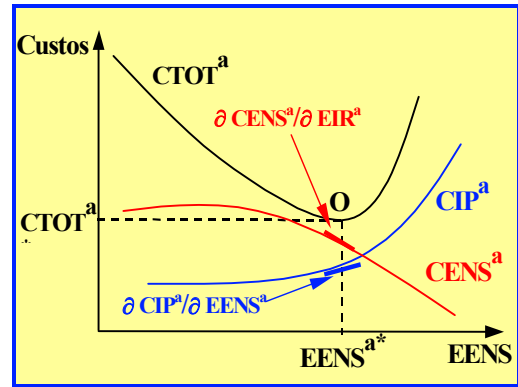


Figura 3. 20: Custos x Índice EENS

Em resumo o que se pretende demonstrar é que, o nível ótimo de confiabilidade, trazido pelo índice EIR* ou EENS*, corresponde ao ponto "O", onde se verifica a igualdade entre o somatório dos custos e dos benefícios marginais resultantes dos investimentos realizados na rede de transmissão, isto é, o nível de investimentos ótimo se fixa exatamente na condição de igualdade de custos e de benefícios marginais.

Os passos necessários para demonstração desta condição de igualdade são apresentados a seguir, iniciando pela definição das variáveis e pelo conceito do significado do Benefício Líquido Total - **BLT** máximo propiciado por uma determinada AET formulada.

➤ Variáveis de Análise do Benefício Líquido Total

Em razão de que as AET são formuladas para atender ao crescimento previsto para a demanda - D_t com um nível mínimo de confiabilidade, pode-se considerar que a demanda é função das seguintes variáveis:

$EENS_{min}$ - representa o nível de EENS mínimo aceitável (definido *a priori*);

P - variável que representa o preço da energia elétrica;

Y - variável que representa a magnitude da atividade econômica;

V - outras variáveis independentes que podem afetar a demanda de energia elétrica.

Utilizando uma notação matemática para as variáveis acima apresentadas, deduz-se a seguinte função:

$$D_t = D_t(p_t, Y_t, EENS_{t(min)}, V_t) \tag{3.30}$$

Além disso, para cada AET e horizonte de estudo, pode-se escrever a função custo de interrupção em função das variáveis contidas na seguinte função:

$$CENS_t^a = CENS_t^a(EENS_t^a, D_t, EENS_{t(min)}) \tag{3.31}$$

Em palavras esta equação significa que, o custo da EENS é função da EENS de cada AET, da projeção da demanda de energia e do valor mínimo aceitável para EENS.

Por outro lado, cada AET tem custo de investimento mais perdas ativas - CIP que pode ser expresso através da seguinte função:

$$CIP_t^a = CIP_t^a(EENS_t^a, D_t) \tag{3.32}$$

Desta equação infere-se que, o custo de investimento mais perdas ativas é função da EENS de cada AET e do crescimento da demanda de energia ao longo dos anos do horizonte de planejamento.

➤ 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 iguala 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 3.21 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 de energia atendida - **D_t**, no período de estudo e **CTOT(D_t)** representa o custo total associado a uma determinada AET formulada para tender ao nível de demanda agregada. Note que a distância entre estas duas curvas medem o benefício econômico, a quantidade de demanda de energia consumida e custos.

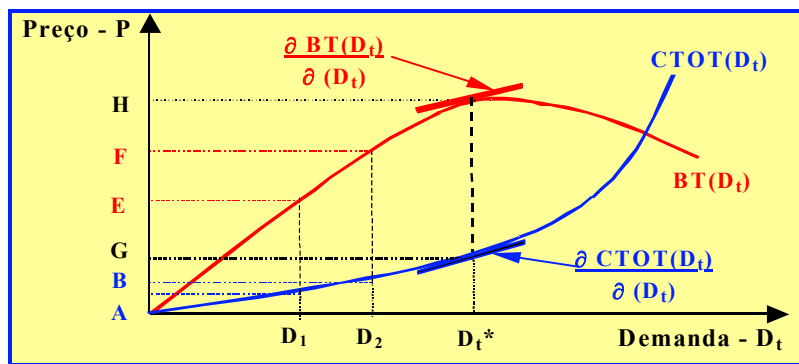


Figura 3. 21: Ilustração Gráfica da Eficiência Econômica de Pareto-Ótima

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 se dá 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^* . Note que, neste nível de demanda o benefício marginal iguala-se ao custo marginal.

Esta análise de custos e benefício indica que se ocorrer um aumento do nível de demanda do valor D_1 para o valor D_2 , e o benefício é maior que o custo (por exemplo, segmento de reta GH maior que os segmentos de retas AB e EF), o fator que provocou o incremento de demanda de energia 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 seguinte equação:

$$BLT_t^a = (BT_t^a - CIP_t^a) - CENS_t^a \quad (3.33)$$

Onde;

$BLT_t^a = BLT_t^a(EENS_t^a, D_t)$ - representa a função correspondente ao benefício econômico líquido total 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 de BT com o nível de confiabilidade da rede de transmissão é desprezível quando comparada com a dependência com a demanda de energia elétrica.

Na metodologia tradicional de planejamento (ABCA) ambos D_t e $EENS_t^a$ são pré-fixados, e o BLT é maximizado quando o valor do CIP_t^a é minimizado, isto é, corresponde a 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 (3.33) deduz-se que a condição de primeira ordem necessária para maximização do BLT da AET pode ser expressa pela equação:

$$\frac{d(BLT_t^a)}{dEENS_t^a} = - \frac{d(CIP_t^a + CENS_t^a)}{dEIR_t^a} + \frac{d(BT_t^a)}{dEENS_t^a} = 0 \tag{3.34}$$

Onde;

$$\frac{d(BLT_t^a)}{dEENS_t^a} = - \frac{\partial(BLT_t^a)}{\partial D_t} \frac{\partial D_t}{\partial EENS_t^a} + \frac{\partial(BT_t^a)}{\partial EENS_t^a} \tag{3.35}$$

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:

$$\frac{dCENS_t^a}{dEENS_t^a} = - \frac{dCIP_t^a}{dEENS_t^a} \tag{3.36}$$

A condição de otimalidade expressa por (3.34) diz que, o nível ótimo de EENS pode ser aumentado através de incrementos na capacidade de transmissão até que a condição (3.36) seja satisfeita. Um outro caminho de explicar este resultado é que, desde que o BT é independente de $EENS_t^a$, o BLT é maximizado quanto o valor de CIP_t^a é minimizado.

Da equação (3.33) deduz-se que o máximo de BLT 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 3.22 apresenta, de forma esquemática, as possíveis evoluções das grandezas acima mencionadas, bem como a região que representa, graficamente, o valor do BLT.

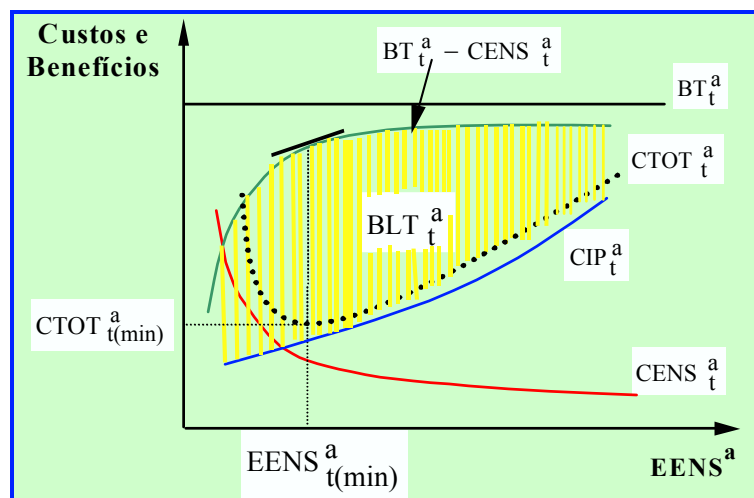


Figura 3. 22: Evolução dos Custos e Benefícios em Função da EENS

➤ Benefício Líquido Total Máximo

Considerando o efeito do crescimento da demanda de energia elétrica, o modelo de otimização deverá selecionar a AET, cuja evolução global, no horizonte de estudo, 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 constante o nível de EENS, pode-se determinar o Valor Atual do BLT - **VA-BLT**, através da seguinte expressão:

$$VABLT_t^a = \sum_{t=1}^h \left[\sum_{a=1}^M \frac{(BT_t^a - CIP_t^a) - CENS_t^a}{(1 + \tau)^t} \right] \quad (3.37)$$

Onde “ τ ” é a taxa de desconto.

Tendo em vista que o objetivo é também ajustar o nível de confiabilidade a fim de maximizar o VABLT, podemos admitir que um ajuste incremental de uma determinada AET, realizado através de pequenas mudanças na rede de transmissão, resultará em uma variação incremental no VABLT.

Assim, usando (3.37) e as equações (3.30) a (3.32), pode-se escrever a seguinte expressão para o VABLT associado a uma determinada AET, com custos de investimentos mais perdas ativas e de interrupções, calculados para todo horizonte (h).

$$\Delta VABLT_t^a = \sum_{t=1}^h \sum_{a=1}^M \frac{\frac{\partial BT_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a + \frac{\partial BT_t^a}{\partial D_t} \Delta D_t - \frac{\partial CENS_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (3.38a)$$

$$+ \sum_{t=1}^h \sum_{a=1}^M \frac{-\frac{\partial CENS_t^a}{\partial D_t} \Delta D_t - \frac{\partial CIP_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a - \frac{\partial CIP_t^a}{\partial D_t} \Delta D_t}{(1 + \tau)^t} \quad (3.38b)$$

Onde;

$$\Delta EENS_t^a = EENS_t^{a+1} - EENS_t^a \quad (3.39)$$

$$\Delta D_t = \frac{\partial D_t}{\partial EENS_t^a} \cdot \Delta EENS_t^a \quad (3.40)$$

Em (3.39) e (3.40) $\Delta EENS_t^a$ e ΔD_t representam, respectivamente, o incremento do nível de confiabilidade e o aumento da demanda, induzida pelo aumento do nível de confiabilidade da rede de transmissão. Portanto, geralmente ΔD_t 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 3.20).

Em consequência tem-se: $\Delta D_t = 0$ e $\partial BT_t^a / \partial EENS_t^a = 0$. Com estas considerações a expressão (3.38) fica reduzida a:

$$\Delta VABLT_t^a = - \sum_{t=1}^h \left(\sum_{a=1}^M \frac{\frac{\partial CENS_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a - \frac{\partial CIP_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a}{(1+\tau)^t} \right) \quad (3.41)$$

Separando os dois somatórios do lado direito da equação (3.41) chega-se a seguinte expressão:

$$\Delta VABLT_t^a = - \sum_{t=1}^h \left(\sum_{a=1}^M \frac{\frac{\partial CENS_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a}{(1+\tau)^t} \right) - \sum_{t=1}^h \left(\sum_{a=1}^M \frac{\frac{\partial CIP_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a}{(1+\tau)^t} \right) \quad (3.42)$$

Denominando as duas parcelas do lado direito da equação (3.42) de $\Delta VACENS_t^a$ e $\Delta VACIP_t^a$, respectivamente, chega-se as seguintes expressões:

$$\Delta VACENS_t^a = - \sum_{t=1}^h \left(\sum_{a=1}^M \frac{\frac{\partial CENS_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a}{(1+\tau)^t} \right) \quad (3.43)$$

$$\Delta VACIP_t^a = - \sum_{t=1}^h \left(\sum_{a=1}^M \frac{\frac{\partial CIP_t^a}{\partial EENS_t^a} \Delta EENS_t^a}{(1+\tau)^t} \right) \quad (3.44)$$

Com estas definições, a equação (3.42) toma a seguinte forma compacta;

$$\Delta VABLT_t^a = - \Delta VACENS_t^a - \Delta VACIP_t^a \quad (3.45)$$

Note que o impacto secundário na demanda de energia elétrica e no custo de interrupção, devido à uma variação na expectativa de confiabilidade, está incluído nas respectivas derivadas parciais: $\partial D_t / \partial EENS_t$ e $\partial CENS_t^a / \partial EENS_t^a$.

Finalmente, para que o VABLT seja máximo, torna-se necessário que a igualdade $\Delta VABLT_t^a = 0$ seja satisfeita. Esta consideração de otimalidade resulta de (3.45) que:

$$-\Delta VACENS_t^a = \Delta VACIP_t^a \quad (3.46)$$

Esta equação retrata o que se queria demonstrar que, a condição de maximização do BLT pelo consumo de eletricidade, propiciado por uma dada AET, é obtida para um nível de confiabilidade tal que o 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 várias reforços de pequenos portes, como são sugeridas nas curvas do CIP_{ABVC}^a das Figuras 3.19 e 3.20, e que na prática só existe a possibilidade de adições finitas de reforços, então, o problema se resolve selecionando a topologia da rede e a seqüência de adições de reforços de transmissão, de forma a obter a condição de igualdade dada pela equação (3.46).

➤ Regra de Seleção da AET Ótima

Considerando que a confiabilidade oferecida às classes consumidoras por cada AET é medida pela continuidade de fornecimento de energia, o bem de serviço social não atendido pode ser expresso em unidades de energia não suprida. Neste caso, o custo deste bem de serviço é equivalente ao custo de interrupção definido como CENS.

Face esta consideração, a regra de decisão - Rd_{ABVC} adotada na ABVC para selecionar a AET que minimiza, simultaneamente, o valor do $CTOT_{ABVC}$ e da EENS pode ser escrita da seguinte maneira:

$$Rd_{ABVC} = \underset{a}{\text{Min}} CTOT_{ABVC}^a = \underset{a}{\text{Min}} [CINV_{ABVC}^a + CPPA_{ABVC}^a + CENS_{ABVC}^a] \quad (3.47a)$$

Sujeito a:

$$g_t^a(x, y) = 0 \quad (3.47b)$$

$$h_t^a(x, y) \leq 0 \quad (3.47c)$$

$$\underline{x}_t^a \leq x_t^a \leq \overline{x}_t^a \quad (3.47d)$$

$$NR_t^a \leq NR_{\max} \quad (3.47e)$$

$$EENS^{a*} = EENS_{\min}^a \quad (3.47f)$$

$$\text{CINV}_{ABVC}^a = \sum_{t=1}^h \frac{\text{CAI}_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (3.48)$$

$$\text{CPPA}_{ABVC}^a = \sum_{t=1}^h \frac{\text{CAP}_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (3.49)$$

$$\text{CENS}_{ABVC}^a = \sum_{t=1}^h \frac{\text{CENS}_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (3.50)$$

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 de estado y ;

\underline{x} e \bar{x} – limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle;

CINV_{ABVC}^a = valor atual dos custos de investimentos associados a cada AET, que depende dos custos de aquisição dos reforços, montagem, etc;

CPPA_{ABVC}^a = valor atual dos custos de perdas ativas associadas a cada AET, que depende principalmente dos custos marginais e da topologia da rede.

3.5 Principais Constatações

Nos itens que se seguem, são apresentadas as principais constatações extraídas das análises efetuadas, dando ênfase aos aspectos metodológicos e de modelagem da rede, aos critérios de adições de reforços, e finalmente a regra de decisão para seleção da AET de menor custo total.

3.5.1 Aspectos Metodológicos

Iniciamos a discussão sob o aspecto metodológico ressaltando que, os conceitos contidos na ABVC estão recebendo cada vez maior atenção nos países desenvolvidos como ferramenta de otimização dos elevados níveis de investimentos. Nos países em desenvolvimento como o Brasil, e dado o momento de consolidação das mudanças estruturais por que atravessam, a consideração destas metodologias se faz ainda mais imperiosa.

⇒ Em razão do exposto no item 3.2.2, podemos afirmar que, sem sombras de dúvi-

das, as análises contempladas na ABVC conduzem a uma avaliação bastante criteriosa e abrangente e, conseqüentemente, a soluções mais próximas da realidade para o problema do PET a multiestágios de tempo, do que a ABIC;

- ⇒ Tal como na ABCA, é parte essencial da ABIC, a extensiva categoria de eventos (geralmente contingências simples), os quais se baseiam nas análises das piores situações, pelas quais as AET formuladas são submetidas, de modo a satisfazer as condições técnicas e econômicas e os requisitos de confiabilidade;
- ⇒ A utilização dos antigos conceitos de estratégias de **Diversificação** de AET e **Intensificação** na busca da solução de menor custo de expansão, executadas pelo planejador mediante a ABIC e a ABVC aumentam sobremaneira as possibilidades de alcançar o objetivo principal do PET;
- ⇒ Uma limitação bastante clara da ABIC, é a necessidade de pré-estabelecer um nível de risco máximo aceitável para a rede de transmissão como um todo ou parte da rede, sem avaliar antecipadamente o impacto do nível de confiabilidade escolhido para adições dos reforços, sobre os custos das AET formuladas.

De fato, em certas situações, um pequeno incremento de custos resulta em uma melhoria significativa de confiabilidade, enquanto que em outras situações, um pequeno relaxamento da confiabilidade implica em economias significativas;

- ⇒ No modelo de seleção da AET de menor custo total adotado na ABIC e na ABVC, está implícito que o preço da tarifa de energia não é função da AET selecionada, e também que a variação da demanda com relação à confiabilidade é considerada desprezível. Em casos em que isto não ocorra, deve ser previsto um mecanismo de realimentação que atue sobre as premissas iniciais;
- ⇒ O modelo de medidas corretivas, baseado em otimização, e o conjunto de indicadores fornecido pelo modelo computacional NH2, se mostram bastantes úteis e eficientes para o diagnóstico do desempenho elétrico da rede de transmissão, sob o enfoque de continuidade e adequação.

3.5.2 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede

Ressalta-se, inicialmente, que todo o processo de tomada de decisão, relativo às adições de reforços de transmissão, tanto com a ABIC como a ABVC, está fundamentado na premissa de análises de custos e de confiabilidade, sob o enfoque de adequação.

A análise de confiabilidade tem como objetivo identificar os estados operativos da rede de transmissão, definida por sua configuração topológica, ou seja, pela forma como os seus componentes são conectados e pelas características individuais de cada um deles.

Para a análise dos possíveis estados operativos da rede de transmissão e cálculo dos índices de confiabilidade, é utilizado um modelo de natureza estocástica, conhecido como processo de Markov, e os valores estatísticos do comportamento passado que caracteriza cada um dos componentes da rede.

- Tanto a ABIC como a ABVC, consideram a aleatoriedade das cargas e das falhas das linhas de transmissão e equipamentos de subestações. Portanto, incorporam a natureza estocástica dos dados de entrada do problema do PET aos modelos de representação da rede de transmissão.

Diante deste fato, a incorporação destes parâmetros vem a contribuir para uma representação mais fiel da rede de transmissão, e conseqüentemente, para obter uma solução mais robusta para o problema do PET a multiestágios de tempo, em termos técnicos e econômicos;

- No caso específico da ABVC, pode-se verificar níveis de riscos bastante diferenciados entre as AET formuladas, o que invalida a hipótese de equivalência de desempenho elétrico associado às configurações evolutivas. Para contornar este aspecto inconveniente são levados em conta os custos associados às EENS, de modo a avaliar e evidenciar as vantagens inerentes às diversas AET formuladas.

3.5.3 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições

Iniciamos a discussão relativa aos critérios ressaltando que, tanto a ABIC como a ABVC consideram contingências simples durante o processo de formulação das AET, e conseqüentemente, na definição da seqüência de adições de reforços.

- A experiência obtida com a ABIC tem demonstrado que as adições de reforços definidos de modo a atender a um nível de risco pré-fixado não necessariamente resultam na melhor solução, dada a inexistência de um único referencial de risco máximo aceitável que possa ser aplicado a qualquer rede de transmissão;
- Além da inexistência de um valor único, o mecanismo de pré-fixação implica em uma grande carga de subjetividade na definição do valor do nível de risco, e distorce, em grande parte, a intenção de aperfeiçoamento do cálculo das outras parcelas de custos envolvidos.

Vale lembrar que, o valor do nível de risco máximo aceitável pode ser estabelecido, tanto a partir de experiência operativa como através de dispositivos legais, ou adaptando à rede de transmissão em análise, valores definidos em outros países de maior desenvolvimento;

- Como visto na ABVC, a determinação exata do valor da confiabilidade é uma tarefa essencial para avaliar o impacto das interrupções na definição da seqüência de adições de reforços;
- A principal dificuldade na avaliação exata do custo da energia não suprida - CENS consiste na dependência do custo unitário de interrupção com a duração da interrupção, que é um dos aspectos que pode influenciar os resultados.

3.5.4 Aspectos Relativos à Função Custo

Com a introdução da análise de confiabilidade no processo de formulação e seleção das AET mais atrativas, a função custo da ABTI apresenta a seguinte forma:

$$CTOT_{ABIC}^a = f(CINV_t^a, CPPA_t^a, NR^{\max}, D_t) \quad (3.51)$$

Infere-se desta função que as parcelas de custos anuais que compõem o custo total associado a cada AET - **a** são obtidas através da fixação de um nível probabilístico, em vez de um nível determinístico como ocorre no critério "N-1" utilizado pela ABCA.

Portanto, se os índices de confiabilidade das configurações evolutivas das AET estiverem abaixo do padrão ($NR^a \geq NR_{\max}$), reforços são adicionados à rede de transmissão com o objetivo de levar os índices de confiabilidade do sistema para níveis aceitáveis.

Esta dependência com um índice puramente probabilístico se constitui na principal mudança da função custo utilizada pela ABIC, em relação a função custo adotada na ABCA.

Para superar esta forte limitação imposta pela ABIC, a função custo utilizada pela ABVC, além da fixação de um nível de risco máximo aceitável, contempla as expectativas dos custos decorrentes das interrupções de fornecimento de energia, como mostra a equação (3.52) apresentada abaixo:

$$CTOT_{ABVC}^a = f(CINV_t^a, CPPA_t^a, CENS_t^a, NR^{\max}, D_t) \quad (3.52)$$

Com esta concepção constata-se que a função custo da ABVC passa a incorporar os custos dos impactos sofridos pelas classes consumidoras em adição aos custos incorridos pelas empresas.

Esta incorporação se constitui em uma mudança substancial na definição da seqüência de adições dos reforços de transmissão, uma vez que exige, a rigor, o cálculo do custo unitário de interrupção de fornecimento de energia associado a cada uma das classes de consumidores.

3.5.5 Aspectos Relativos à Solução de Menor Custo

Com a incorporação dos testes probabilísticos em substituição aos determinísticos utilizados pela ABCA, a regra de decisão (3.24a) relativa a escolha da AET economicamente mais atrativa toma a seguinte forma:

$$Rd_{ABIC} = \text{Min}_a \text{CTOT}_{ABIC}^a \quad (3.53a)$$

Sujeito a:

$$g_t^a(x, y) = 0 \quad (3.53b)$$

$$h_t^a(x, y) \leq 0 \quad (3.53c)$$

$$\underline{x}_t^a \leq x_t^a \leq \bar{x}_t^a \quad (3.53d)$$

$$NR_t^a \leq NR_{\max} \quad (3.53e)$$

Observa-se que, os custos embutidos nas equações (3.53a), estão em consonância com o critério de seleção da expansão de menor custo total atualizado e de modo a atender ao critério de confiabilidade probabilístico, pré-fixado durante a formulação das AET, e as restrições de igualdades e desigualdades do modelo de fluxo de potência não linear, representadas pelas equações (3.53b, 3.53c e 3.53d).

Percebe-se que com esta regra de decisão, tem-se a dificuldade de avaliar o real valor do custo do critério de dimensionamento, ou seja, em quanto se vai incorrer ao aumentar ou abrandar a severidade de um requisito de desempenho, resultando na dificuldade em estimar até que ponto é vantajosa uma ou outra medida operativa.

Chama-se ainda a atenção de que as adições de reforços de transmissão apontadas por esta abordagem não necessariamente resulta na AET mais atrativa, do ponto de vista da relação de compromisso entre as parcelas de custos e a EENS.

Por sua vez, para garantir o balanço adequado entre custos e confiabilidade, deve-se incorporar ao processo de pesquisa da AET de menor custo total o valor da confiabilidade, traduzido em termos econômicos.

Neste sentido, a ABVC torna-se atrativa e eficiente, uma vez que ela minimiza o somatório dos custos de investimentos, de perdas ativas e de interrupção do fornecimento de energia, conforme indicado na regra de decisão a seguir:

$$\text{Rd}_{ABVC} = \underset{a}{\text{Min}} \text{CTOT}_{ABVC}^a \quad (3.54a)$$

Sujeito a:

$$g_t^a(x, y) = 0 \quad (3.54b)$$

$$h_t^a(x, y) \leq 0 \quad (3.54c)$$

$$\underline{x}_t^a \leq x_t^a \leq \bar{x}_t^a \quad (3.54d)$$

$$\text{NR}_t^a \leq \text{NR}_{\text{max}} \quad (3.54e)$$

$$\text{EENS}^{a*} = \text{EENS}_{\text{min}}^a \quad (3.54f)$$

Com esta concepção, o nível de confiabilidade deixa de ser apenas um parâmetro definido **a priori** como ocorre na ABIC, para converter-se em uma variável dependente muito importante, e da qual se deduz o valor ótimo quando a condição (3.54f) é satisfeita.

Capítulo 4

Abordagem Metodológica Baseada em Trade-Off e em Indicador de Mérito Econômico

4.1 Introdução

A introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica no Brasil impôs necessidades específicas ao processo do PET a multiestágios de tempo, as quais podem ser sumarizadas nos seguintes aspectos:

- ➔ Maximização dos benefícios propiciados pelas redes de transmissão, reconhecendo que múltiplos agentes e setores da sociedade beneficiam-se dele. Dentre aqueles que se beneficiam incluem-se:
 - ✓ As entidades geradoras que são agentes econômicos com preços não reguladas e submetidas à competição;
 - ✓ As entidades distribuidoras que são agentes econômicos proprietários de monopólios regionais, com preços submetidos à forte regulação;
 - ✓ As entidades típicas que se formam em decorrência do ambiente competitivo, como os grandes e pequenos consumidores, os produtores independentes de energia – PIE e os fornecedores de serviços auxiliares (Ancillary Services).

A título de ilustração, a Figura 4.1 apresenta as entidades emergentes da nova indústria de eletricidade que se apropriam dos benefícios oferecidos pela rede de transmissão e que influenciam sobretudo na solução final do problema do PET.

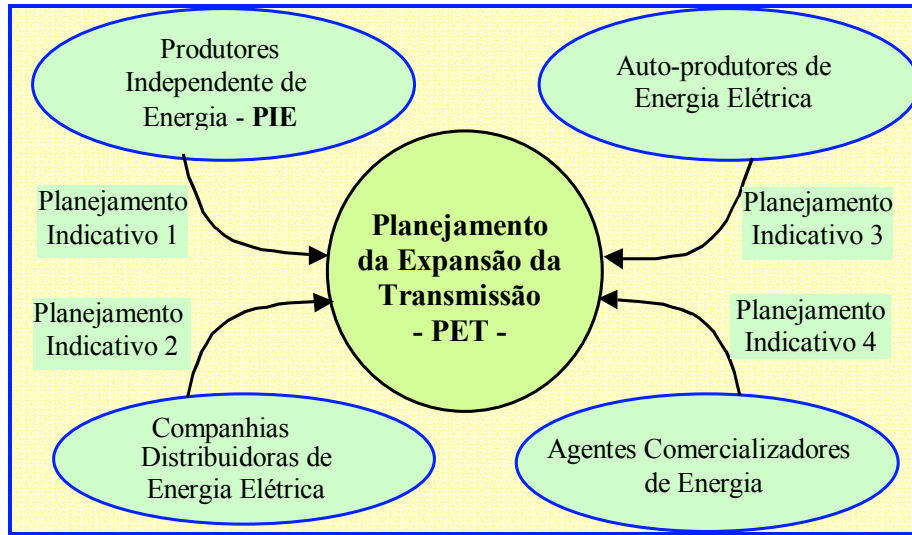


Figura 4.1: Entidades Emergentes na Indústria de Eletricidade Brasileira

- Minimização dos custos, tanto no transporte quanto no mercado global de energia elétrica. Este aspecto de custo complementa o objetivo de prover um mercado competitivo no suprimento de energia elétrica, justo e equitativo, de forma que a competição possa conduzir a preços mais baixos para a tarifa de energia. Em resumo, este aspecto exige uma política de investimentos na rede de transmissão mais criteriosa, no sentido de obter uma maior eficiência econômica;
- Dimensionamento adequado da reserva de capacidade de transmissão da rede com o objetivo de buscar maior eficiência no transporte de energia elétrica. Este aspecto rebate nos custos de investimentos em adições de reforços de transmissão e de perdas ativas;
- Flexibilidade no gerenciamento da confiabilidade propiciado pela rede ao atendimento ao mercado consumidor de energia elétrica. Este aspecto implica que os cortes de cargas sejam negociados por meio de contratos bilaterais.

Estes vários aspectos revelam, claramente, o elevado grau de importância e o aumento da complexidade da atividade do PET no novo contexto, cujo produto deverá resultar em uma rede de transmissão de livre acesso, para que as diversas classes de agentes geradores possam escoar suas produções.

Espera-se ainda que estes agentes pressionem para que as redes de transmissão não sejam expandidas a qualquer custo, de modo que eles possam tomar suas decisões apoiadas não apenas nos seus custos de instalação e de combustível, sem se importarem com os custos decorrentes da expansão da transmissão.

4.2 Motivação para Elaboração de Nova Abordagem

De forma objetiva percebe-se que, neste novo contexto setorial o conceito de PET a custo mínimo difere da estrutura tradicional e normativa do setor elétrico brasileiro, quando comparada à estrutura competitiva, por causa dos aspectos relacionados no item acima. Em resumo, o PET a custo mínimo, em ambiente competitivo, deve levar em conta os múltiplos interesses das partes beneficiadas e que são afetados pelos custos de expansão das redes de transmissão, além de impor necessidades de considerar objetivos conflitantes.

Naturalmente, estes interesses e necessidades resultam em uma mudança substancial na **função objetiva**, impondo que todo o processo do PET leve em consideração fatores que possam contribuir para a formação do preço da tarifa da energia, tais como os citados anteriormente.

Considerando os aspectos e fatos acima mencionados e tomando como ponto de partida os conceitos embutidos na ABVC, que utiliza como parâmetro de relevância o custo da interrupção de fornecimento de energia elétrica, a questão que surge é como incorporar ao problema do PET, matematicamente e metodologicamente, os seguintes aspectos:

- Um procedimento que permita formular, com base em custos e benefícios econômicos, configurações evolutivas tecnicamente viáveis, e que minimize a capacidade de transmissão ociosa, ou seja, que otimize a reserva de capacidade de transmissão e, conseqüentemente, a seqüência ótima de adições de reforços;
- O caráter combinatório de grande escala resultante das possibilidades combinações de adições de reforços de transmissão previstos para os anos do período de estudo;
- Uma regra eficiente que permita hierarquizar grandes quantidades de configurações evolutivas tecnicamente viáveis e que contemple custos e benefícios econômicos, dado que os números de possibilidades crescem exponencialmente com a estrutura e a complexidade da rede de transmissão;
- Um critério eficiente que permita reduzir o número de configurações evolutivas decorrentes do processo combinatorial utilizado para formulação de AET;
- Uma regra de decisão eficiente que permita selecionar a AET ótima, diante dos requisitos conflitantes: minimização dos custos e maximização dos benefícios econômicos. O não atendimento desta regra poderá estimular os agentes a se dirigirem para regiões que ofereçam baixos custos de acesso.

As considerações destes aspectos relevantes permitirão formalizar a proposta de metodologia apresentada neste trabalho de dissertação em termos de procedimentos, de modelos, de critérios e de regras de decisões, conforme será visto de forma mais detalhada nos itens que se seguem.

4.3 Abordagem Metodológica Proposta

Iniciamos a apresentação da Abordagem Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico - **ABTI**, para solução do problema do PET a multiestágios de tempo, ressaltando que ela está em consonância com os conceitos estabelecidos para o **Caminho Ob** da APTE ilustrada na Figura 3.1 do capítulo 3 deste trabalho de dissertação. A obtenção da AET de mínimo custo total e EENS ótima, segundo esta nova abordagem metodológica, exige a realização das cinco tarefas ilustradas na Figura 4.2.

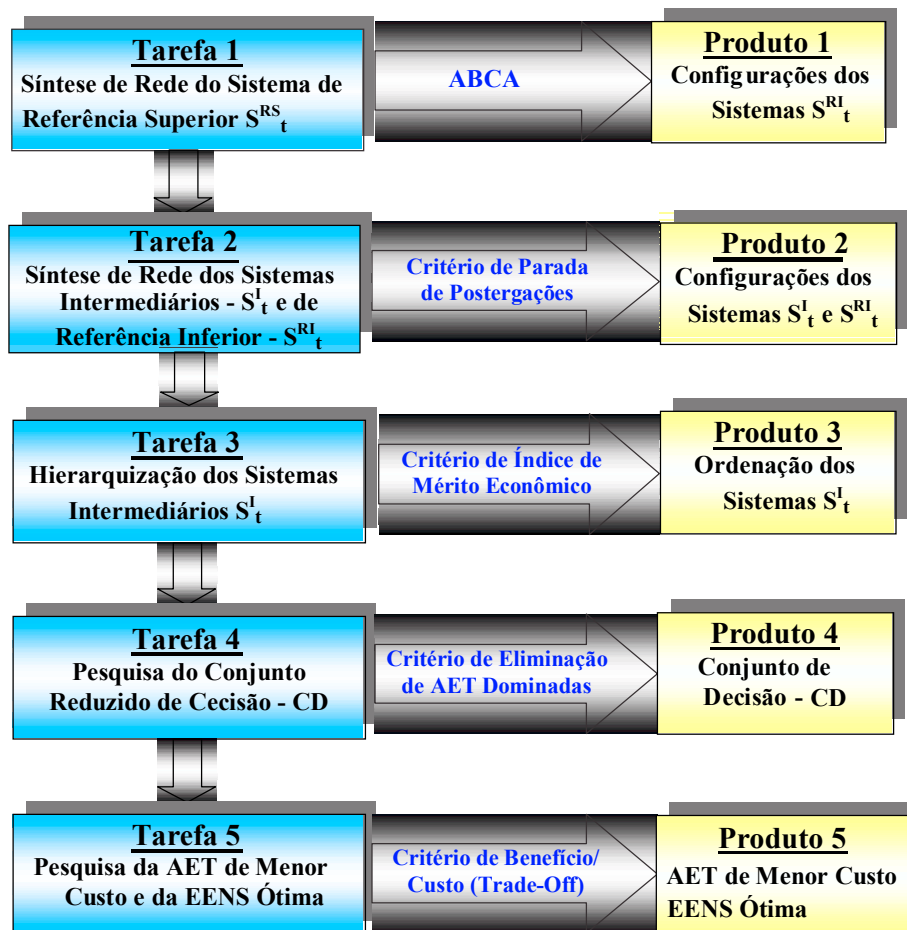


Figura 4.2: Tarefas, Critérios e Produtos da Abordagem Metodológica Proposta

A análise desta figura revela que, esta forma diferenciada de abordar o problema do PET a multiestágios de tempo introduz novas bases para formulação de AET, através de técnicas eficientes e modernas, que permitem obter a solução de compromisso (**trade-off**) entre os custos e a confiabilidade de atendimento as várias classes de consumidores.

As novas bases consistem em considerar, de maneira explícita (i.e. diretamente na função objetiva do problema e durante a formulação das AET), os custos decorrentes das interrupções de fornecimento de energia, além de subsidiar a definição da seqüência ótima das adições de reforços de transmissão, ao longo de todo o período de planejamento.

4.3.1 Algoritmo Geral da Metodologia Proposta

Para realização de cada uma das cinco tarefas torna-se necessário o desenvolvimento de modelos adequados e critérios eficientes de modo a alcançar seus objetivos finais, caracterizados por produtos indicados na Figura 4.2.

Em linhas gerais, a ABTI consiste em determinar configurações evolutivas a partir das configurações de referências definidas de modo a atender a critérios pré-estabelecidos (critério de "N-1" componentes). A estas configurações denominaremos, daqui em diante, de Sistema de Referência Superior - S_t^{RS} .

No extremo oposto, como balizamentos inferiores, são definidas as configurações evolutivas para a rede de transmissão, em que apenas são garantidos os atendimentos às cargas em condições normais de operação (critério de "N-0" componentes). A estas configurações denominaremos de Sistema de Referência Inferior - S_t^{RI} .

Tomando como referências estes dois sistemas extremos, são geradas configurações evolutivas intermediárias denominadas de Sistemas Intermediários - S_t^I , através de **combinações de postergações** das adições de reforços de transmissão previstas no período de planejamento, até que sejam alcançadas as configurações mínimas tecnicamente aceitáveis, ou seja, o sistema de referência inferior.

Finalmente, com o objetivo de garantir que a AET de menor custo encontrada para a alternativa tecnológica em análise é robusta, frente às incertezas inerentes ao processo do PET, é efetuada uma análise de sensibilidade através de variações no custo unitário da energia não suprida, nos parâmetros estocásticos dos componentes da rede de transmissão, na demanda de energia a ser suprida e na taxa de desconto.

O fluxograma ilustrado na Figura 4.3 traduz, de forma qualitativa, a estrutura simplificada do algoritmo geral da ABTI para formulação dos sistemas S_t^I e S_t^{RI} .

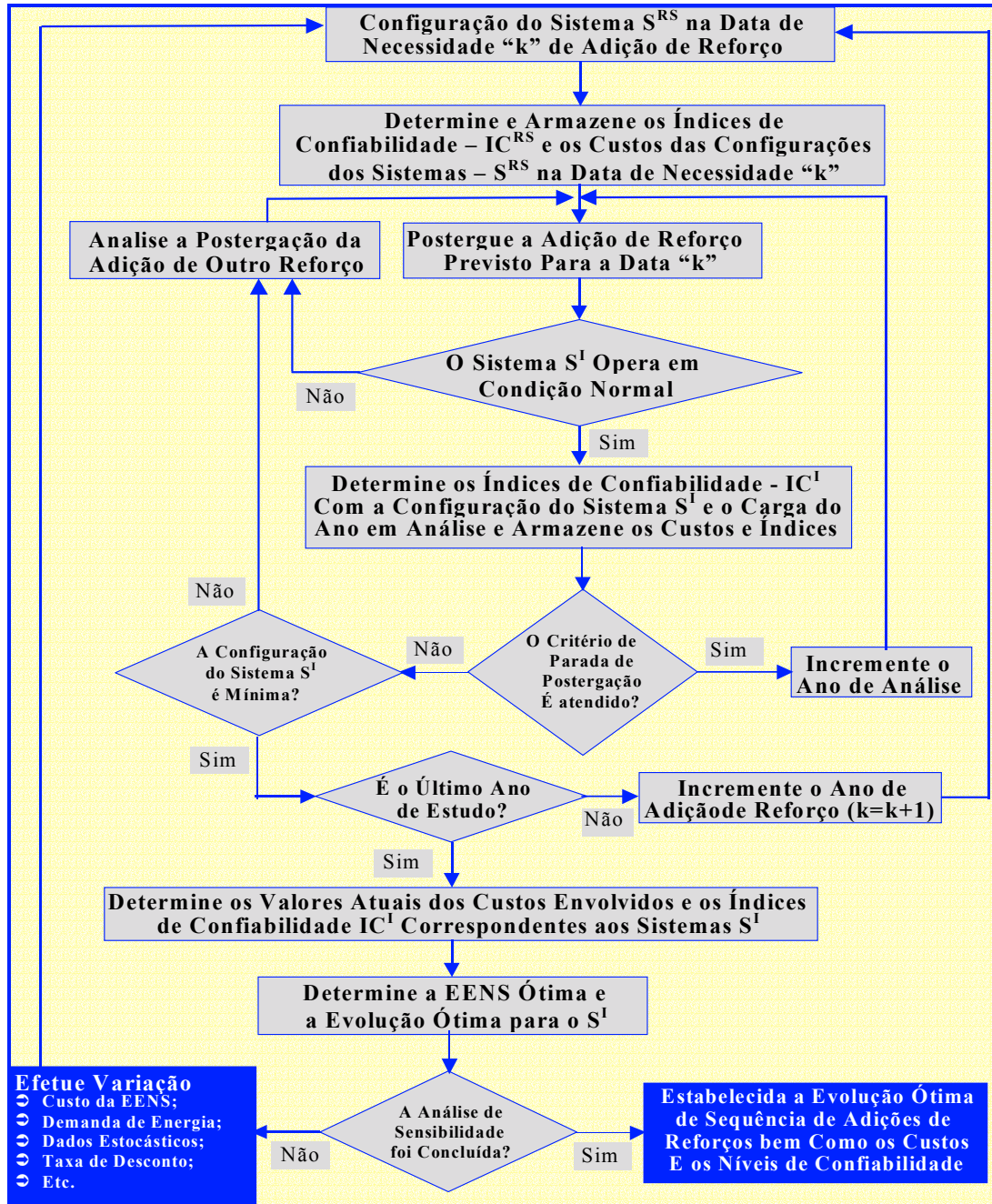


Figura 4.3: Algoritmo Geral Simplificado da Abordagem Metodológica Proposta

Fica evidente que, com esta filosofia de combinações postergações, a sistemática utilizada pela ABTI, explora o caráter combinatório das adições de reforços, formula famílias de AET tecnicamente viáveis e estabelece os custos incorridos pelas concessionárias CIP_t^I e CIP_t^{RI} (custos de investimentos mais perdas ativas), os custos incorridos pelos consumido-

res $CENS_t^I$ e $CENS_t^{RI}$, os quais são decorrentes das energias não supridas inerentes às configurações evolutivas, e os respectivos índices de confiabilidade IC_t^I e IC_t^{RI} .

4.4 Dimensionamentos dos Sistemas

A seguir são apresentadas as tarefas necessárias para definição das configurações evolutivas do sistema S_t^{RS} , dos sistemas S_t^I e do sistema S_t^{RI} . As fundamentações teóricas contidas neste capítulo correspondem às **Tarefas** ① e ② indicadas na Figura 4.2.

4.4.1 Dimensionamento do Sistema de Referência S_t^{RS}

Conforme vislumbrado e indicado na Figura 4.3, o primeiro passo para aplicação da ABTI, consiste em gerar uma rede de transmissão de referência e determinar os custos incorridos pelas concessionárias (custos de investimentos mais perdas ativas), os custos incorridos pelos consumidores, os quais são decorrentes das energias não supridas inerentes às configurações evolutivas, e os respectivos índices de confiabilidade.

Como o principal objetivo da ABTI é otimizar a seqüência de adições de reforços de transmissão ao longo do período de planejamento, a partir do sistema de referência, a AB-CA será utilizada para o seu dimensionamento. Como resultado da execução das tarefas contidas nesta abordagem determinística, emerge o sistema de referência superior - S_t^{RS} , traduzido em termos de:

- Anos em que são realizadas as adições de reforços (linhas de transmissão e acréscimos nas capacidades de transformação das principais subestações);
- Custos de investimentos e perdas ativas, associados às configurações evolutivas.

Em termos práticos, a análise de síntese resume-se em dimensionar as configurações evolutivas deste sistema pelo processo determinístico tradicional, porém realizando uma análise de confiabilidade, em adição as contidas na AB-CA:

- Tarefa FPCN – Fluxo de Potência em Condição Normal;
- Tarefa DINA – Análise Dinâmica Permanente e Transitória;
- Tarefa TRAN – Análise de Transitórios Eletromagnéticos;
- Tarefa ECON – Análise Econômica (inclui os custos das interrupções).

As configurações evolutivas do sistema S_t^{RS} assim dimensionadas, isto é, para suportar a perda de qualquer um de seus elementos sem cortes de carga, apesar de apresentarem elevados níveis de confiabilidade, apresentarão inevitáveis sobrecustos de investimentos provocado pelo excesso de reserva de capacidade, em relação a rede de transmissão que, hipoteticamente, seria obtido caso fosse otimizada a sua reserva de capacidade.

Além destes tipos de sobrecustos, manter os componentes do sistema S_t^{RS} em níveis elevados de disponibilidade requer uma estrutura de manutenção adequada que pode ser limitada pelo alto custo envolvido e pela expectativa de penalidade dos agentes transmissores por indisponibilidades dos reforços.

Em seguida realiza-se a tarefa CONF (inclui a tarefa FPCE) para produzir os valores dos índices LOLP, LOLE, LOLF, EPNS, EENS, XLOL e EIR, associados às configurações evolutivas do sistema S_t^{RS} .

4.4.1.1 Reserva de Capacidade do Sistema de Referência S_t^{RS}

A Figura 4.4 ilustra o efeito do critério de dimensionamento da reserva de capacidade RT_t^{RS} pelo critério "N-1" componentes da rede, para atender a perda de qualquer um dos componentes da rede, considerando seis adições de reforços. Nesta figura, cada degrau corresponde a uma ou mais adições de reforços, onde o tamanho do degrau representa uma capacidade adicionada à rede ao longo do período de análise.

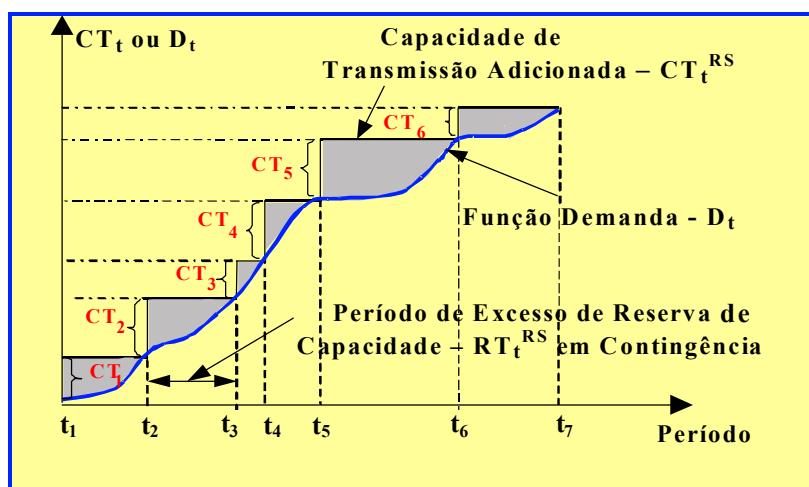


Figura 4.4: - Ilustração Gráfica de RT_t^{RS} e CT_t^{RS} pelo Critério "N-1"

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 do Sistema Superior - CT_t^{RS} , linear no tempo, aumenta em degraus ao longo do período.

Considerando que as adições dos reforços à rede de transmissão 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 do Sistema Superior - RT_t^{RS} e em consequência a confiabilidade da rede resultante das adições é função, não só de definir o **Que** e **Onde** adicionar novos reforços, mas também de **Quando** instalar, ou seja, é função do parâmetro tempo - t .

Em razão do exposto e dado que o nível de confiabilidade mínimo aceitável é estabelecida *a priori*, através do critério "N-1", o montante de reserva de capacidade do sistema S_t^{RS} relaciona-se com a função da demanda de energia - D_t , não linear no tempo, e a capacidade de transmissão CT_t^{RS} , linear no tempo, através da seguinte expressão:

$$RT_t^{RS} \cong f(CT_t^{RS}, D_t) \quad (4.1)$$

Como indicado pela área sombreada da figura, fica bastante evidente que este critério de dimensionamento conduz a períodos de tempos onde se verificam excessos de reservas de capacidades de transmissão, em condições normais de operação, indicando, claramente, elevadas ociosidades temporárias nos valores da função CT_t^{RS} , ou seja, $RT_t^{RS} > 0$.

Uma vez que a área sombreada, definida pela região entre as curvas das funções CT_t^{RS} e D_t , representa o excesso de capacidade, então o montante de RT_t^{RS} fica estabelecido pela seguinte integral:

$$RT_t^{RS} \cong \int_{t_1}^{t_1+1} (CT_t^{RS} - D_t) dt > 0 \quad (4.2)$$

Como cada variação incremental efetuada na capacidade da rede afeta o montante de RT_t^{RS} , para atendimento a demanda de energia no ano "t" em análise, e os níveis de investimentos futuros- $CINV_t^{RS}$ realizados no sistema S_t^{RS} , a capacidade de transmissão CT_t^{RS} de cada configuração evolutiva pode ser expressa através da seguinte função:

$$CT_t^{RS} \cong f(CINV_t^{RS}) \quad (4.3)$$

Os fatos acima discutidos se constituem em fortes argumentos para que se otimize a confiabilidade da rede e, conseqüentemente, a seqüência de adições de reforços previstos para este sistema de referência superior.

4.4.2 Dimensionamento dos Sistemas S_t^I

O segundo passo para aplicação da ABTI ao problema do PET, consiste em efetuar postergações das adições dos reforços previstos nas configurações do sistema S_t^{RS} de modo a obter as configurações intermediárias tecnicamente viáveis. Os testes de viabilidade técnica são feitos através das tarefas FPCN e FPCE, considerando a possibilidade de corte de carga e/ou redespacho de potência ativa e reativa como medida corretiva.

Em seguida, caso seja necessário, realiza-se a tarefa DINA - T e em caso de verificação de instabilidade nas configurações evolutivas destes sistemas, diante de defeitos transitórios, adaptam-se os mesmos para que se atendam os critérios dinâmicos.

Uma vez feitos os primeiros testes operativos nestes sistemas e verificados desempenhos dinâmicos satisfatórios, frente às perturbações que não modificam a estrutura da rede, passa-se a obter os indicativos de defeitos permanentes mais severos quanto aos seus desempenhos dinâmicos, através da tarefa DINA - P, levando em conta a possibilidade de corte de carga/retirada de geração para obter sistemas estáveis, diante destes defeitos.

Para as configurações evolutivas dos sistemas S_t^{RI} que operem em condições normais, sem restrições de tensão e carregamentos, obtêm-se os custos dos investimentos, de perdas ativas e dos custos de interrupções, através execução da tarefa ECON.

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 reforço do sistema - S_t^{RI} , repetindo-se os passos anteriores.

A Figura 4.6 apresenta, de modo esquemático e simplificado, a seqüência das análises acima descritas para obtenção dos sistemas S_t^I e S_t^{RI} .

O número de anos que uma ou mais adições de reforços de transmissão previstos para o sistema 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 E-ENS decorrentes das postergações, conforme será visto de forma detalhada mais adiante.

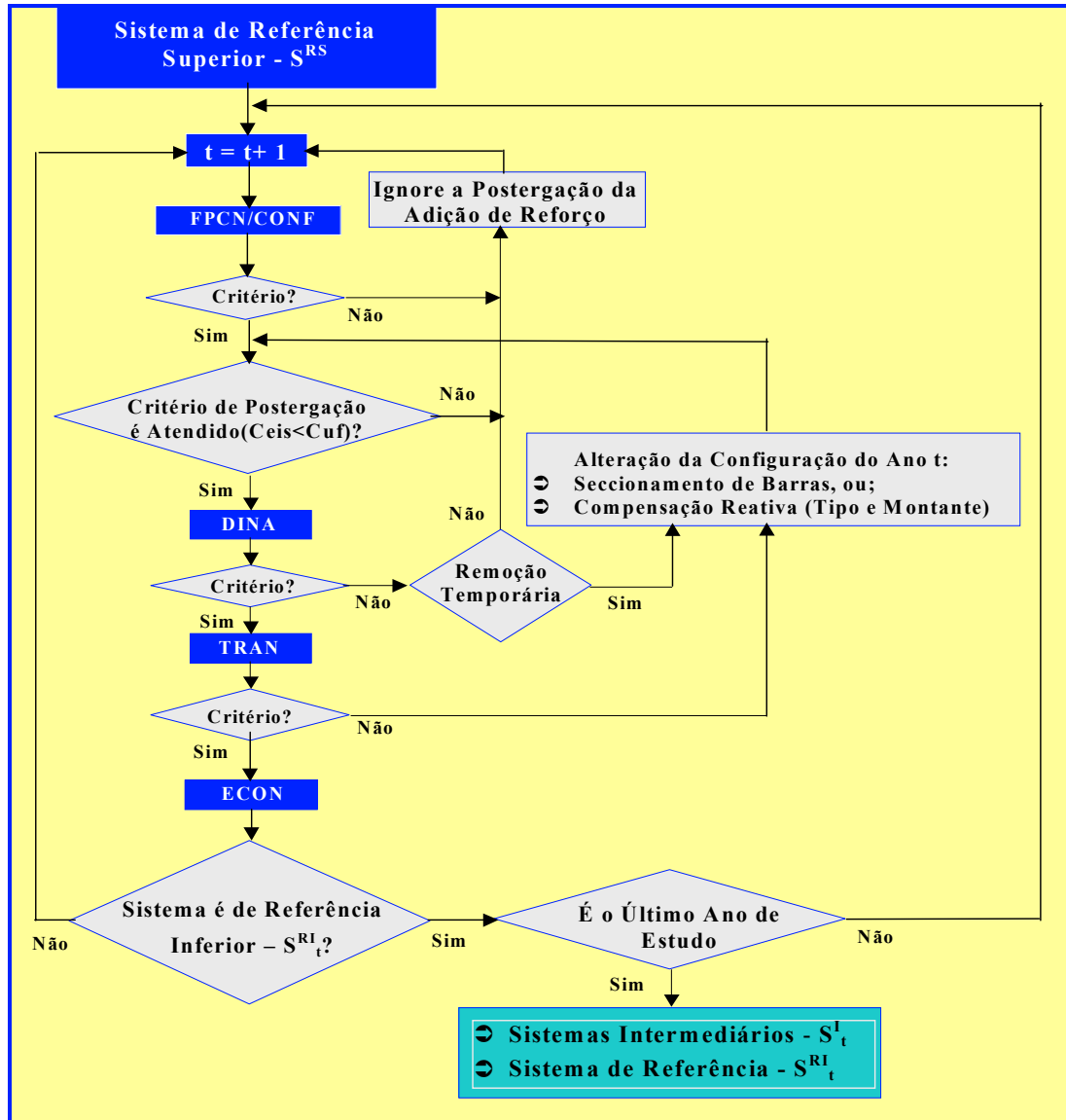


Figura 4.5: Tarefas Necessárias para Obtenção dos Sistemas S_t^I e Inferior S_t^{RI}

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 IC_t^I e IC_t^{RI} .

Por sua vez, para evitar esta explosão combinatorial é introduzido um critério de parada de postergação, o qual será descrito com detalhes mais adiante neste capítulo.

Os índices de confiabilidade IC_t^1 associados as configurações evolutivas do sistema S_t^1 são obtidos por meio da tarefa CONF, fazendo uso das configurações “degradadas” e utilizando a demanda do ano de análise. Neste caso, considera-se a possibilidade de corte de carga e/ou redespacho de geração ativa e reativa, em condições de contingências, como medida corretiva.

4.4.2.1 Reservas de Capacidades dos Sistemas S_t^1

A Figura 4.7 mostra, graficamente, o mesmo processo de dimensionamento da expansão da rede de transmissão ilustrado nas Figuras 4.4 e 4.5, porém com a possibilidade de corte de carga em condições de contingências.

Mais especificamente, são ilustradas as conseqüências das postergações das datas de adições previstas para os reforços #2 e #4 de um sistema S_t^{RS} hipotético.

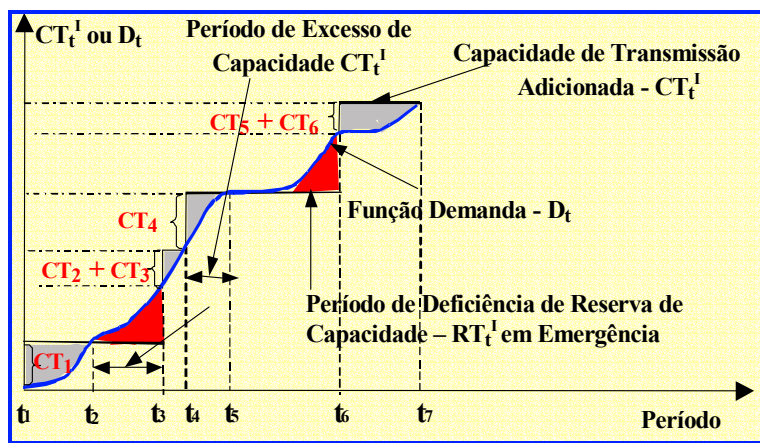


Figura 4.6:- Ilustração Gráfica de RT_t^1 e CT_t^1 Diante de Postergações

A comparação destas duas figuras ilustra o caráter conflitante anteriormente citado, uma vez que uma excessiva deficiência de reserva RT_t^1 para atender ao crescimento da demanda pode estimular os futuros consumidores livres a procurar novos pontos de suprimento. Ainda do ponto de vista dos consumidores, o excesso de reserva RT_t^1 pode resultar em elevados níveis tarifários.

A Tabela 4.1 ilustra os efeitos nos custos $CINV_p^1$ e $CENS_p^1$, na capacidade CT_p^1 e na reserva de capacidade RT_p^1 , diante de uma variação no Período de Postergação - p das adições de reforços de transmissão.

As variações indicadas nesta tabela significam que, a postergação na data de implantação dos reforços de transmissão resulta em menores capacidades de transmissão - $CT_p^I \downarrow$, e consequentemente, menores custos de investimentos - $CINV_p^I \downarrow$. Entretanto, a redução na reserva de capacidade - $RT_p^I \downarrow$ resulta em maiores cortes de carga, ou seja, em maiores custos de interrupção - $CENS_p^I \uparrow$.

Alem disto, a época de implantação afeta a quantidade ótima econômica de adições de reforços, que por sua vez influencia as parcelas que compõem o custo total, como será visto mais adiante.

Tabela 4. 1: Efeitos em $CINV_p^I$, $CENS_p^I$, CT_p^I , e RT_p^I Devida à Variação em p

| Sentido da Variação em p | Custo de Investimento, Capacidade de Transmissão e Reserva de Capacidade | | | |
|----------------------------|--|-----------------------|---------------------|---------------------|
| \uparrow | $CINV_p^I \downarrow$ | $CENS_p^I \uparrow$ | $CT_p^I \downarrow$ | $RT_p^I \downarrow$ |
| \downarrow | $CINV_p^I \uparrow$ | $CENS_p^I \downarrow$ | $CT_p^I \uparrow$ | $RT_p^I \uparrow$ |

Note ainda que, visto do lado da demanda o aumento da área sombreada pode ser interpretada como um acréscimo na previsão, provocado, por exemplo, pelas conexões de novos consumidores à rede com demanda superior à capacidade de transmissão.

Visto do lado da geração, o aumento da área sombreada pode ser interpretada como uma redução da capacidade de geração prevista, provocada, por exemplo, pelo atraso na instalação de unidades geradoras térmicas em determinados pontos da rede, resultando em deficiência de reserva de capacidade de transmissão diante de contingências simples.

Com estas duas interpretações, de certo modo, a sistemática utilizada pela ABTI simula, as incertezas exógenas relacionadas à demanda e a geração de energia, durante o processo de formulação de configurações evolutivas e obtenção da solução ótima para o problema do PET a multiestágios de tempo.

4.4.3 Dimensionamento do Sistema RT_t^{RI}

As configurações evolutivas dimensionadas para atender ao critério "N-0", isto é, para suportar a perda de qualquer um de seus elementos permitindo cortes de carga, apesar de apresentarem baixos custos de investimentos, também apresentam níveis de confiabilidade relativamente baixos.

4.4.3.1 Reserva de Capacidade do Sistema de Referência RT_t^{RI}

Na Figura 4.5 é apresentado um exemplo ilustrativo do dimensionamento da expansão da Reserva de Capacidade de Transmissão do Sistema Inferior- RT_t^{RI} , para atender apenas a condição normal de operação, considerando, um horizonte de seis anos.

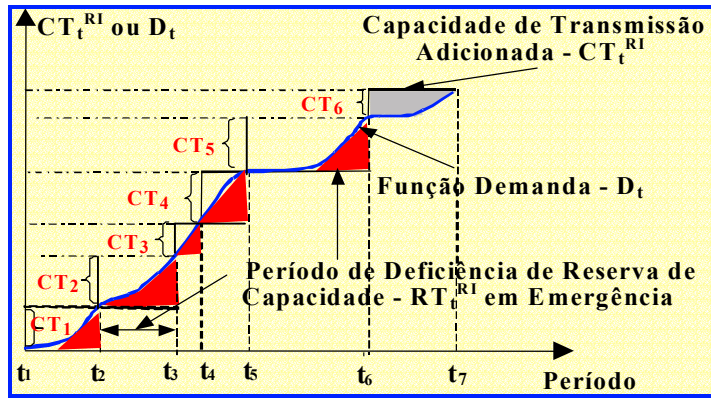


Figura 4.7:- Ilustração Gráfica de RT_t^{RI} e CT_t^{RI} pelo Critério "N-0"

Em razão do exposto nesta figura e considerando que o nível de confiabilidade mínimo aceitável é estabelecida a priori, através do critério "N-0", o montante de reserva de capacidade do sistema S_t^{RI} relaciona-se com a função da demanda de energia - D_t , não linear no tempo, e a capacidade CT_t^{RI} , linear no tempo, através da seguinte função:

$$RT_t^{RI} \cong f(CT_t^{RI}, D_t) \tag{4.4}$$

Como pode ser visualizada na área sombreada da figura, este critério de dimensionamento conduz a períodos de tempos onde se verificam deficiências de reservas de capacidades de transmissão, em condições de emergências, indicando, claramente, elevadas restrições temporárias nos valores da função CT_t^{RI} , ou seja, $RT_t^{RI} < 0$.

Uma vez que a área sombreada, definida pela região entre as curvas das funções CT_t^{RI} e D_t , representa a deficiência de capacidade, então o montante de RT_t^{RI} fica estabelecido pela seguinte integral:

$$RT_t^{RI} \cong \int_{t_i}^{t_{i+1}} (CT_t^{RI} - D_t) dt < 0 \tag{4.5}$$

Como cada variação incremental efetuada na capacidade da rede afeta o montante de RT_t^{RI} , para atendimento a demanda de energia no ano "t" em análise, e os níveis de investimentos futuros- $CINV_t^{RI}$ realizados no sistema S_t^{RI} , a capacidade de transmissão CT_t^{RI} de cada configuração evolutiva pode ser expressa através da seguinte função:

$$CT_t^{RI} \cong f(CINV_t^{RI}) \quad (4.6)$$

As configurações evolutivas assim dimensionadas, isto é, para suportar a perda de qualquer um de seus elementos com cortes de carga, apesar de apresentarem baixos níveis de investimentos, também apresentam níveis de confiabilidade demasiadamente baixos.

Este baixo nível de confiabilidade se constitui no principal motivo para que se otimize a reserva de capacidade de transmissão e, em consequência a seqüência de adições de reforços de transmissão.

Diante destas constatações e das anteriores, o desafio consiste em estabelecer uma AET possível de ser concretizada, que não possibilite congestionamento na rede de transmissão em condição normal de operação, e que reflita um menor custo, contribuindo assim para o incremento da competição nos segmentos de geração de energia.

4.4.4 Índices de Confiabilidade Equivalentes - ICeq

Os índices de confiabilidade utilizados pela ABTI, para medir o impacto das interrupções originadas nas configurações evolutivas definidas para os sistemas, são traduzidos em termos de probabilidade, freqüência, duração média e expectativa de energia não suprida equivalente. Atenção especial é dada aos valores das EENS, as quais permitem quantificar o valor econômico da confiabilidade de cada AET formulada.

Com será visto mais adiante, os índices de confiabilidade equivalentes espelham as variações anuais de uma determinada AET, em termos de um valor econômico constante.

4.4.4.1 Comportamento das EENS Diante de Postergações

À medida que são feitas postergações de um ou mais anos em uma ou mais adições de reforços de transmissão previstos para uma determinada AET - a, os valores de $EENS_t^{ap}$ no período de postergação - p tendem a crescer, até que novas adições sejam efetuadas.

O comportamento variável e crescente dos valores de $EENS_t^{ap}$ é função da topologia do sistema S_t^{RS} , do porte da demanda e do período de postergação. Logo, infere-se que:

$$EENS_t^{ap} \cong f(S_t^{RS}, D_t, p) \tag{4.7}$$

Observa-se que quando se analisam configurações com postergações de adições de reforços, os quais ocorrem de forma discreta, e o aumento contínuo da demanda de energia, produz-se uma variação oscilante na $EENS_t^{ap}$ em torno de um valor médio.

Este comportamento variável do índice de risco é ilustrado na Figura 4.8, onde se mostra a oscilação da $EENS_t^{ap}$ para "M" AET (a = 1, 2, ..., M;), que partindo de um nível existente $EENS_t^0$, resultam em "M" níveis, representados por $EENS_t^{1p}$, $EENS_t^{2p}$, ..., $EENS_t^{Mp}$.

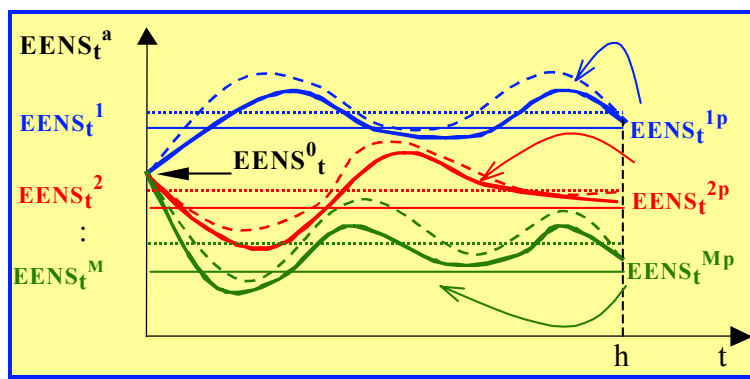


Figura 4.8:- Variação da EENS das Configurações Diante de Postergações

Note que, no que diz respeito ao valor médio, antevê-se um aumento em virtude das postergações das adições dos reforços de transmissão, como pode ser visto na Figura 4.8 (linhas pontilhadas).

4.4.4.2 Conceituação da EENS Equivalente - EENS_{eq}

Para efeito de uma melhor visualização comparativa entre a distribuição dos índices $EENS_t^a$, ao longo de um determinado horizonte de análise, e o valor médio anteriormente citado, no qual os índices oscilam em torno dele, introduz-se o conceito de Energia Não Suprida Equivalente - $EENS_{eq}^a$, que espelha a variação anual dos índices $EENS_t^a$ de uma determinada AET, em termos de um valor constante, como mostra a Figura 4.9.

Com esta concepção a $EENS_{eq}^a$ corresponde a energia não suprida equivalente, cujo valor atual dos seus custos iguala-se ao valor atual dos custos das $EENS_t^a$ anuais inerentes às configurações evolutivas.

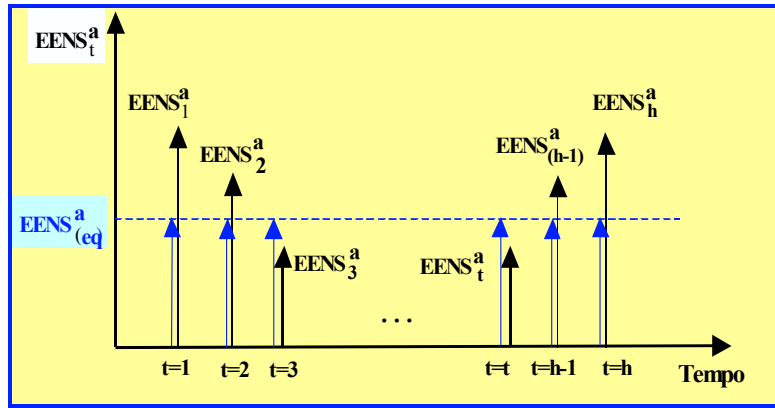


Figura 4.9:- $EENS_{eq}^a$ e Variações Anuais das $EENS_t^a$ das AET

Com este valor equivalente e constante, através da comparação das $EENS_{eq}^a$ representativas das configurações evolutivas das AET com os valores dos índices anuais do período de análise $EENS_t^a$, torna-se possível:

- Pesquisar e definir níveis de riscos máximos aceitáveis para as configurações evolutivas tecnicamente viáveis;
- Ajustar a seqüência de adições de reforços de transmissão de modo a obter, ao longo do período de estudo, uma evolução com uma distribuição mais uniforme em termos de EENS e de reserva de capacidade de transmissão;
- Identificar as configurações evolutivas mais críticas em termos de reserva de capacidade de transmissão e de nível de risco;
- Estabelecer outros índices de confiabilidade equivalentes, derivados de $EENS_t^a$;
- Realizar análise de trade-off do tipo $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$.

4.4.4.3 Custo Médio Unitário de Interrupção - Cuf

Pelo que foi discutido no capítulo 3 deste trabalho de dissertação, um dos parâmetros mais relevantes para o cálculo do valor das interrupções de fornecimento de energia é o custo unitário de interrupção.

Considerando apenas a dependência do custo unitário com a duração total da interrupção e que o custo unitário de interrupção não é estratificado por classe de consumidores, a equação (3.30) toma a seguinte forma aproximada:

$$Cuf_k(T_i) \approx Cuf \quad (4.8)$$

Com estas considerações, o parâmetro Cuf passa a representar um valor médio fixo e igual para todos os consumidores, porém obtido através dos custos unitários associados às diversas classes consumidoras.

4.4.4.4 Obtenção dos Valores das EENSeq

Para obter a expressão que relaciona as séries uniformes de fluxos de custos de energias não supridas equivalentes utilizaremos o modelo do diagrama ilustrado na Figura 4.10.

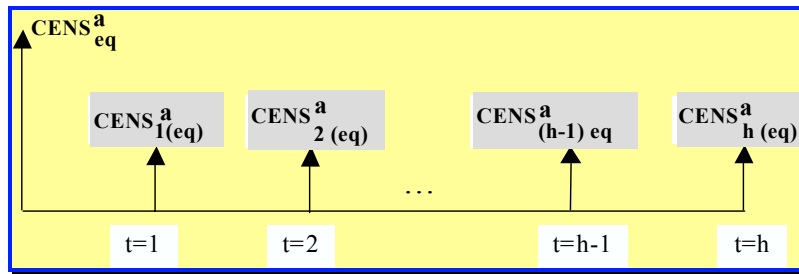


Figura 4.10: Diagrama de Fluxos Financeiros de $CENS_t^a = Cuf \times EENS_t^a$

Considerando o custo unitário de interrupção constante, ou seja, independente da duração da interrupção, o conceito de EENS equivalente - $EENS_{eq}^a$ (em MWh/ano) e as séries uniformes de fluxos de custos de energias não supridas, tem-se a seguinte relação de igualdade financeira:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times EENS_{eq}^a}{(1 + \tau)^t} = \sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times EENS_t^a}{(1 + \tau)^t} \tag{4.9}$$

Onde "τ" é a taxa de desconto.

Cancelando o termo comum da igualdade acima, ou seja, o custo unitário de interrupção - Cuf, e uma vez que $EENS_{eq}^a$ é constante, por definição, deduz-se que:

$$EENS_{eq}^a = FVA(\tau, h) \times \sum_{t=1}^h \frac{EENS_t^a}{(1 + \tau)^t} \tag{4.10}$$

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

$$FVA(\tau, h) = 1 / \sum_{t=1}^h \frac{1}{(1 + \tau)^t} = \frac{\tau(1 + \tau)^h}{(1 + \tau)^h - 1} \tag{4.11}$$

A partir da equação (4.9), juntamente com as expressões matemáticas indicadas abaixo, se consegue calcular todos os outros índices de confiabilidade equivalentes, como será visto mais adiante.

$$EENS_t^a = T \times EPNS_t^a \quad (4.12)$$

$$LOLP_t^a \times T = LOLF_t^a \times LOLD_t^a \quad (4.13)$$

$$EENS_t^a = T \times XLOL_t^a \times LOLP_t^a \quad (4.14)$$

$$EENS_t^a = T \times XLOL_t^a \times LOLF_t^a \times LOLD_t^a \quad (4.15)$$

$$XLOL_t^a = \frac{EPNS_t^a}{LOLP_t^a} = \frac{EENS_t^a}{LOLD_t^a} \quad (4.16)$$

4.4.5 Obtenção dos Outros Índices Equivalentes

Seguindo o mesmo procedimento podem-se achar as expressões que medem os impactos das interrupções, traduzidos em termos dos outros Índices de Confiabilidade Equivalentes – IC_{eq} , tais como: probabilidade, frequência, duração de perda de carga e expectativas de energia e de potência não suprida apresentadas a seguir:

4.4.5.1 Expectativa de Potência Não Suprida Equivalente - $EPNS_{eq}^a$

Em termos de equivalência financeira a relação de igualdade matemática (4.9) pode ser escrita ainda da seguinte forma:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times T \times EPNS_{eq}^a}{(1 + \tau)^t} = \sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times T \times EPNS_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (4.17)$$

Cancelando os termos comuns da igualdade matemática acima, ou seja, o custo unitário de interrupção - Cuf e o período de tempo T, e uma vez que $EPNS_{eq}^a$ é constante, por definição, deduz-se que:

$$EPNS_{eq}^a = \frac{FVA(\tau, h)}{T} \cdot \sum_{t=1}^h \frac{EENS_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (4.18)$$

4.4.5.2 Expectativa de Corte de Carga Condicional - $XLOL_{eq}^a$

A dedução da $XLOL_{eq}^a$ (em MW) é feita da mesma maneira em que se deduziu a $EPNS_{eq}^a$, ou seja, utilizando como referência a equação (4.9), porém substituindo a EENS pelo seu valor algébrico correspondente, dado pela equação 4.14.

Com este procedimento e incluindo nesta expressão o parâmetro equivalente $XLOL_{eq}^a$ a ser determinado, chega-se a seguinte expressão:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times XLOL_{eq}^a \times LOLP_t^a \times T}{\theta + \tau^t} = \sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times XLOL_t^a \times LOLP_t^a \times T}{\theta + \tau^t} \quad (4.19)$$

Cancelando os termos comuns, ou seja, o custo unitário de interrupção – Cuf e o período de tempo T, e dado que $XLOL_{eq}^a$ é constante, por definição, deduz-se que:

$$XLOL_{eq}^a \times \sum_{t=1}^h \frac{LOLP_t^a}{\theta + \tau^t} = \sum_{t=1}^h \frac{XLOL_t^a \times LOLP_t^a}{\theta + \tau^t} \quad (4.20)$$

Uma vez que o produto $ECC_t^a \times LOLP_t^a$ é equivalente a relação $EENS_t^a / T$, conclui-se que:

$$XLOL_{eq}^a = \frac{1}{T} \times \sum_{t=1}^h \frac{EENS_t^a}{\tau^t} \Big/ \sum_{t=1}^h \frac{LOLP_t^a}{\tau^t} \quad (4.21)$$

4.4.5.3 Probabilidade de Perda de Carga Equivalente - $LOLP_{eq}^a$

Com o valor de $XLOL_{eq}^a$ definido, pode-se agora obter o índice de confiabilidade equivalente $LOLP_{eq}^a$, seguindo o mesmo raciocínio, ou seja, fazendo:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times XLOL_{eq}^a \times LOLP_{eq}^a \times T}{\theta + \tau^t} = \sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times XLOL_t^a \times LOLP_t^a \times T}{\theta + \tau^t} \quad (4.22)$$

Cancelando os termos comuns, neste caso o custo unitário de interrupção – Cuf, a $LOLP_{eq}^a$ e o período de tempo T, e uma vez que $LOLP_{eq}^a$ é constante, por definição, deduz-se que:

$$LOLP_{eq}^a = FVA(\tau, h) \times \sum_{t=1}^h \frac{LOLP_t^a}{\theta + \tau^t} \quad (4.23)$$

Com os valores de $EENS_{eq}^a$ e $LOLP_{eq}^a$ definidos pelas equações (4.18) e (4.23), respectivamente, juntamente com a relação dada pela equação 4.12, deduz-se que:

$$XLOL_{eq}^a = \frac{EPNS_{eq}^a}{LOLP_{eq}^a} = \frac{EENS_{eq}^a}{LOLE_{eq}^a} \quad (4.24)$$

Através deste índice de aferição da confiabilidade da rede de transmissão é possível identificar o máximo mercado de energia que pode ser atendido por cada uma das configurações evolutivas formuladas.

4.4.5.4 Frequência de Perda de Carga Equivalente - $LOLF_{eq}^a$

Da maneira similar em que se definiram os outros índices de confiabilidade, define-se a expectativa de frequência de perda de carga equivalente - $LOLF_{eq}^a$ (em ocorrências/ano), como sendo constante ao longo do horizonte de estudo e que espelha as variações das interrupções reais ocorridas no sistema, em termos econômicos.

A dedução de $LOLF_{eq}^a$ é feita da mesma maneira em que se deduziu, por exemplo a $LOLP_{eq}^a$, porém já incluindo na expressão algébrica o parâmetro $XLOL_{eq}^a$ obtido. Com este procedimento, chega-se a seguinte equivalência financeira:

$$\sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times XLOL_{eq}^a \times LOLF_{eq}^a \times LOD_t^a \times T}{(\theta) + \tau^t} = \sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times XLOL_{eq}^a \times LOLF_{eq}^a \times LOD_t^a \times T}{(\theta) + \tau^t} \quad (4.25)$$

Cancelando os termos comuns, neste caso o custo unitário de interrupção - Cuf, o parâmetro $XLOL_{eq}^a$ e o período de tempo T, e uma vez que $LOLF_{eq}^a$ é constante, por definição, deduz-se que:

$$LOLF_{eq}^a = \frac{\sum_{t=1}^h \frac{LOLP_t^a \times LOD_t^a}{(\theta) + \tau^t}}{\sum_{t=1}^h \frac{LOLD_t^a}{(\theta) + \tau^t}} \quad (4.26)$$

Ou ainda através da seguinte forma compacta:

$$LOLF_{eq}^a = T \times \frac{\sum_{t=1}^h \frac{LOLP_t^a}{(\theta) + \tau^t}}{\sum_{t=1}^h \frac{LOLD_t^a}{(\theta) + \tau^t}} \quad (4.27)$$

4.4.5.5 Duração de Perda de Carga Equivalente - $LOLD_{eq}^a$

Com o valor de $LOLD_{eq}^a$ (em horas) definido, pode-se agora obter este índice de confiabilidade equivalente, seguindo o mesmo raciocínio, ou seja, substituindo-o na expressão acima. Com esta operação de substituição chega-se a seguinte expressão:

$$LOLD_{eq}^a = FVA(\tau, h) \times \sum_{t=1}^h \frac{LOLD_t^a}{(1) + \tau^t} \quad (4.28)$$

É importante salientar que também são válidas as seguintes relações entre os índices de confiabilidade equivalentes calculados:

$$EENS_{eq}^a = T \times EPNS_{eq}^a \quad (4.29)$$

$$LOLP_{eq}^a \times T = LOLF_{eq}^a \times LOLD_{eq}^a \quad (4.30)$$

$$EENS_{eq}^a = T \times XLOL_{eq}^a \times LOLP_{eq}^a \quad (4.31)$$

$$EENS_{eq}^a = T \times XLOL_{eq}^a \times LOLF_{eq}^a \times LOLD_{eq}^a \quad (4.32)$$

$$XLOL_{eq}^a = \frac{EPNS_{eq}^a}{LOLP_{eq}^a} = \frac{EENS_{eq}^a}{LOLE_{eq}^a} \quad (4.33)$$

4.4.6 Modelo de Perdas Ativas Equivalentes

Os parâmetros de definições das Potências de Perdas Ativas - **PPA**, utilizados pela ABIC para medir os impactos das postergações das adições de reforços de transmissão são traduzidos em termos custos marginais de expansão de energia e demanda máxima e do fator de perdas equivalente, como se verá adiante.

A principal característica destes parâmetros equivalentes consiste no fato de que a das perdas ativas é expressa pelo porte do gerador regional que suprirá estas perdas. Estes parâmetros podem ser obtidos a partir dos resultados normalmente impressos pelos programas de cálculo de fluxo de potência.

Com estas definições, o custo da perda ativa deverá se igualar ao custo médio da geração equivalente na região, em termos de demanda máxima e em termos de energia.

4.4.6.1 Comportamento das Perdas Diante de Postergações

Da mesma forma que acontece com o comportamento da EENS, à medida que são feitas postergações de um ou mais anos em um ou mais reforços de transmissão previstos para uma determinada AET - a associada ao sistema S_t^{RS} , os valores de potências de perdas ativas - PPA_t^{1p} no período de postergação - p tendem a crescer, até que novas adições de reforços ao sistema sejam efetuadas.

O comportamento variável e crescente dos valores de PPA_t^{ap} é função da topologia da configuração do sistema, do porte da demanda de energia atendida e do período de postergação, ou seja:

$$PPA_t^{ap} \cong f(S_t^{RS}, D_{zt}, p) \tag{4.34}$$

Observa-se que quando se analisam configurações com postergações de reforços de transmissão, os quais ocorrem de forma discreta, e o aumento contínuo da demanda de energia elétrica, produz-se uma variação oscilante na PPA_t^a em torno de um valor médio.

Este comportamento variável das perdas é ilustrado na Figura 4.11, onde se mostra a oscilação do parâmetro PPA_t^a para "M" AET (a = 1, 2, ..., M), que partindo de um nível existente PPA_t^0 , resultam em "M" níveis, representados pelos valores das perdas PPA_t^{1p} , PPA_t^{2p} , ..., PPA_t^{Mp} .

No que diz respeito ao valor médio, denominado no desenvolvimento da metodologia proposta de PPA_{eq}^a , antevê-se um aumento em virtude das postergações das adições dos reforços previstos, como indicado na Figura 4.11 (linhas pontilhadas).

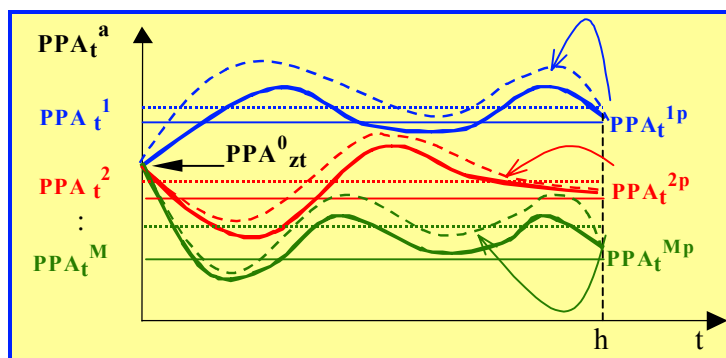


Figura 4.11: Variação da PPA das AET Diante de Postergações

4.4.6.2 Conceituação de Perda Ativa Equivalente - PPAeq

Para efeito de uma melhor visualização comparativa entre a distribuição das perdas ativas PPA_t^a , ao longo do período de estudo, e o valor médio anteriormente citado, no qual os valores anuais oscilam em torno dele, introduz-se o conceito de Potência de Perdas Ativas Equivalente - PPA_{eq}^a , que espelha a variação das perdas ativas PPA_t^a de uma dada alternativa de configurações evolutivas, em termos de um valor constante, conforme procura mostrar o diagrama da Figura 4.12.

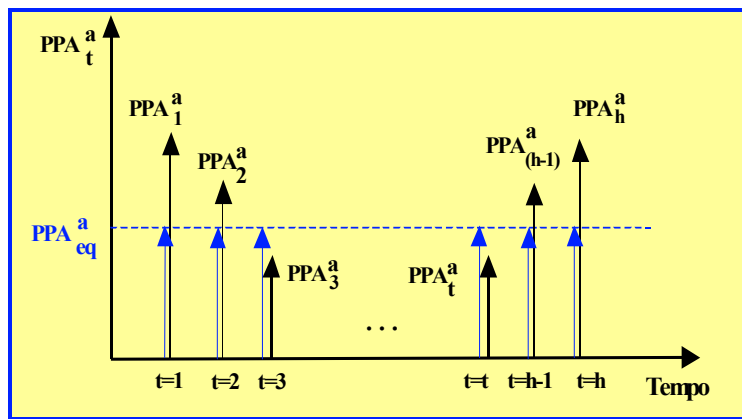


Figura 4.12: Equivalente PPA_{eq}^a e Variações das PPA_t^a das AET

Então, conforme conceituado, o parâmetro equivalente PPA_{eq}^a corresponde à potência de perda ativa, cujo valor atual dos seus custos iguala-se ao valor atual dos custos das perdas anuais inerentes às configurações evolutivas.

Com este valor equivalente e constante, através da comparação das PPA_{eq}^a com os valores dos índices anuais PPA_t^a do período de análise é possível:

- Pesquisar e definir níveis de perdas máximas aceitáveis para as configurações evolutivas tecnicamente viáveis;
- Ajustar a seqüência de adições de reforços de transmissão de modo a obter, ao longo do período de estudo, uma evolução com uma distribuição mais uniforme em termos de perdas ativas;
- Identificar as configurações evolutivas mais críticas em termos de capacidade de transporte de energia e nível de perdas ativas;
- Realizar análise de trade-off do tipo $CTOT_{eq} \times PPA_{eq}^a$.

4.4.7 Custo Médio Unitário das Perdas Ativas - Cup

Os parâmetros considerados mais relevantes para valorar os custos das perdas ativas no transporte de energia elétrica são: o Custo Marginal de Expansão da Energia - CMEE (em US\$/MWh), o Custo Marginal de Expansão da Demanda Máxima - CMED (em US\$/kW) e o fator de perdas - FP. Logo, a função de custo que relaciona os parâmetros acima mencionados com o Custo Médio Unitário de Perda Ativa - Cup_k para o k -ésimo intervalo é:

$$Cup_k = Cup(CMED_k, CMEE_k, FP, k) \quad (4.35)$$

4.4.7.1 Custo Unitário da Perda Ativa de Demanda

A partir das simulações de fluxo de potência determina-se a potência perdida, na condição de demanda máxima, e associa-se um valor que representa o custo de uma usina gerando o necessário para repor a perda ativa.

Considerando que esta usina tem uma vida útil, pode-se imaginar que para repor uma determinada potência de perda ativa na hora de demanda máxima, será necessário desembolsar um valor anual, durante a vida útil da usina, tal que se chegue ao custo total desta usina hipotética.

Conhecido o custo unitário de CMED, o Custo Anual da Potência de Perda Ativa - CAPD, na hora de demanda máxima, pode ser escrita da seguinte forma algébrica:

$$CAPD_k = CMED_k \times PPA_t^a \quad (4.36)$$

4.4.7.2 Custo Unitário da Perda Ativa de Energia

Com o custo unitário de energia CMEE produzida pela usina hipotética (custo marginal de expansão de energia), determina-se o Custo Anual da Energia Perdida - CAEP pela expressão:

$$CAEP_{(k)} = 8,76 \times CMEE_{(k)} \times FP_{(k)} \times PPA_t^a \quad (4.37)$$

Os valores dos custos unitários são geralmente fornecidos por intervalo - "k" de cinco anos, ou seja, do 1º ao 5º ano $k = 5$, do 6º ao 10º ano $k = 10$, do 11º ao 15º ano $k=15$ e do 16º ano em diante $k=15$.

Estes custos unitários, empregados na fórmula abaixo, fornecem os valores de Cup_k (em US\$/MW), por intervalo de cinco anos.

$$\text{Cup}(k) = \text{CMED}(k) + 8,76 \times \text{CMEE}(k) \times \text{FP}(k) \quad (4.38)$$

$$\text{FP}(k) = K \times \text{Fc}(k) + (1 - K) \times \text{Fc}(k)^2 \quad (4.39)$$

O coeficiente "K" geralmente varia conforme as características de cada sistema de transmissão, podendo ser obtido a partir do histórico dos dados de carga.

4.4.7.3 Custo Anual da Potência de Perda Ativa

Os valores dos custos médios unitários e as perdas ativas em condição de demanda máxima - PPA_t^a (em MW) das alternativas de configurações evolutivas - a , obtidos dos estudos de fluxos de potências, empregados na fórmula abaixo, fornece o valor do Custo Anual de Potência de Perda Ativa - CAP_t^a (em US\$).

$$\text{CAP}_{t(k)}^a = \text{Cup}(k) \times \text{PPA}_t^a \quad (4.40)$$

Ou, também, por meio da seguinte equação:

$$\text{CAP}_{t(k)}^a = (\text{CMED}(k) + 8,76 \times \text{CMEE}(k) \times \text{FP}) \times \text{PPA}_t^a \quad (4.41)$$

4.4.8 Obtenção das Perdas Ativas Equivalentes - PPAeq

Para obter a expressão matemática que relaciona as séries uniformes de fluxos de custos de perdas ativas equivalentes com periodicidade uniforme, utilizaremos o modelo do diagrama ilustrado na Figura 4.13.

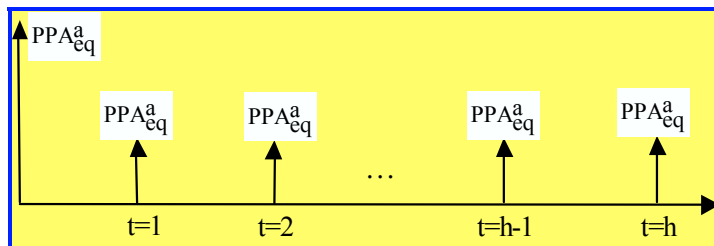


Figura 4.13: Diagrama de Fluxos de $\text{CPPA}_t^a = \text{Cup} \times \text{PPA}_t^a$

Considerando a periodicidade e as séries uniformes dos fluxos de custos de perdas ativas das configurações evolutivas, para efeito de análise econômica, os valores de CAP_t^a verificados ao longo dos anos do horizonte de estudo - h , são trazidos a valor presente através de uma taxa de desconto - τ , de acordo com as seguinte expressão:

$$\sum_{t=1}^h \frac{\text{Cup}(k) \times \text{PPA}_{\text{eq}}^a}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \frac{\text{Cup}(k) \times \text{PPA}_t^a}{(1+\tau)^t} \quad (4.42)$$

Logo,

$$\text{PPA}_{\text{eq}}^a = \frac{\sum_{t=1}^h \frac{\text{Cup}(k) \times \text{PPA}_t^a}{(1+\tau)^t}}{\sum_{t=1}^h \frac{\text{Cup}(k)}{(1+\tau)^t}} \quad (4.43)$$

Caso os custos marginais de expansão do sistema de transmissão sejam constantes ao longo dos anos do horizonte de análise, a expressão acima se reduz a:

$$\text{PPA}_{\text{eq}}^a = \text{FVA}(\tau, h) \times \sum_{t=1}^h \frac{\text{PPA}_t^a}{(1+\tau)^t} \quad (4.44)$$

4.4.9 Obtenção dos Valores de FPeq

Seguindo o mesmo procedimento pode-se achar as expressões que medem os impactos das postergações, em função dos custos marginais da energia e de demanda máxima e do fator de perdas, conforme apresentado a seguir:

4.4.9.1 Fator de Perdas Equivalente

A dedução matemática deste parâmetro é feita da mesma maneira em que se deduziu PPA_{eq}^a , porém já incluindo o seu valor algébrico na expressão (4.42). Com a substituição a relação de igualdade financeira (4.42) toma a forma da equação (4.45):

$$\sum_{t=1}^h \frac{[\text{CMED}(k) + \text{CMEE}(k) \cdot 8,76 \cdot \text{FP}_{\text{eq}}] \cdot \text{PPA}_{\text{eq}}^a}{(1+\tau)^t} = \sum_{t=1}^h \frac{[\text{CMED}(k) + \text{CMEE}(k) \cdot 8,76 \times \text{FP}(k)] \cdot \text{PPA}_t^a}{(1+\tau)^t} \quad (4.45)$$

Cancelando os termos comuns da igualdade, obtém-se a equação (4.46):

$$\text{FP}_{\text{eq}} = \frac{\sum_{t=1}^h \frac{\text{FP}(k) \times \text{CMEE}(k)}{(1+\tau)^t}}{\sum_{t=1}^h \frac{\text{CMEE}(k)}{(1+\tau)^t}} \quad (4.46)$$

Caso os fatores de perdas ativas sejam constantes ao longo dos anos do horizonte de análise, a expressão acima se reduz a: $\text{FP}_{\text{eq}} = \text{FP}$.

4.4.10 Custos Incorridos Pelos Consumidores – CIC

De acordo com o procedimento indicado na Figura 4.2, as próximas **Tarefas** a serem executadas pela ABTI são ③, ④ e ⑤, que correspondem, respectivamente, a:

- Hierarquização das configurações evolutivas dos sistemas intermediários s_t^I ;
- Pesquisa do Conjunto de Decisão, formado pelas AET mais não dominadas;
- Pesquisa da AET de mínimo custo total e de mínima EENS (ótima).

Entretanto, para que estas tarefas sejam realizadas com sucesso, tornam-se necessários estabelecer os modelos de obtenções dos Custos Incorridos pelos Consumidores - **CIC** e dos Custos Incorrido pelo Sistema - **CIS**, o que é feito a seguir.

Os custos decorrentes das reduções dos níveis de confiabilidade das AET, provocados pelas postergações das adições dos reforços previstos, ou seja, os custos dos aumentos das frequências e/ou durações das interrupções são estimados pela quantificação do valor da energia interrompida que resulta da simulação do sistema de transmissão s_t^{RI} degradado.

4.4.10.1 Método de Custeio das Interrupções

Um dos avaliadores mais adequados para priorizar investimentos em adições de reforços de transmissão é o custo de interrupção ou Custo Social da Energia não Suprida - **CENS**. Este custo é mais adequado do que o custo do não faturamento da venda de energia porque representa, em última análise, o quanto a sociedade está disposta a investir na rede, através das concessionárias (preços das tarifas de energia), para evitar os prejuízos que as interrupções no fornecimento de energia lhe causa.

Considerando constante o custo unitário de interrupção, pelos motivos já mencionados, o valor do custo de interrupção associado a uma determinada AET - a pode ser mensurado, através do produto do custo unitário de interrupção (em US\$/MWh) pelo montante da EENS (MWh) decorrente da interrupção de fornecimento de energia, por meio da equação apresentada abaixo:

$$\text{CENS}_t^a = C_{uf} \times \text{EENS}_t^a \quad (4.47)$$

Deste modo, para efeito de análise econômica das AET formuladas, os valores de CENS_t^a verificados ao longo dos anos do horizonte de estudo - h, são trazidos a valor presente através de uma taxa de desconto - τ , de acordo com as seguinte expressão:

$$CENS^a = \sum_{t=1}^h \frac{CENS_t^a}{() + \tau^t} = \sum_{t=1}^h \frac{Cuf \times EENS_t^a}{() + \tau^t} \tag{4.48}$$

Uma vez que o valor do Cuf é constante, por definição, deduz-se que:

$$CENS_{eq}^a = Cuf \times \sum_{t=1}^h \frac{EENS_t^a}{() + \tau^t} \tag{4.49}$$

Substituindo (4.10) nesta equação, obtém-se a equação de custo em função dos valores equivalentes de $EENS_{eq}^a$, representativos de cada sistema degradado S_t^I , podem-se calcular os custos decorrentes das interrupções através da seguinte expressão geral:

$$CENS_{eq}^a = \frac{Cuf}{FVA(\tau, h)} \times EENS_{eq}^a \tag{4.50}$$

4.4.10.2 Comportamento dos Custos das EENS

Para efeito de análise do comportamento da função custo de interrupção, descrita através da equação (4.40), inicialmente consideramos apenas a dependência com os parâmetros τ e h , ou seja, supondo que o $Cuf = 1$ e que $EENS_{eq}^a$.

Com estas considerações, o comportamento da função $K1 = CENS_{eq}^a = f(\tau, h)$ é do tipo não linear crescente com o parâmetro h , conforme pode ser visto na Figura 4.14.

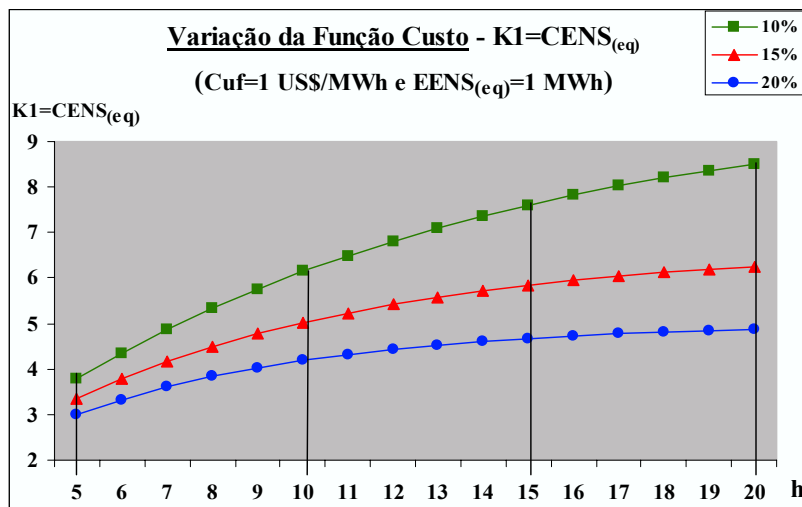


Figura 4.14: Variação de $CENS_{eq}^a$ em Função dos Parâmetros τ e h

Destes comportamentos pode-se inferir que, quanto maior o ano horizonte de estudo, menor será a influência da variação da taxa de desconto no custo de interrupção, ou seja, maior será a redução do custo de interrupção. Em números, significa que;

- No HPCP (5 anos) 5% de acréscimo na taxa de desconto de 10% a.a. tem o efeito de reduzir o custo de interrupção em cerca de 13%. Já um aumento de 5% na taxa de desconto de 15% a.a. decresce o $CENS_{eq}^a$ em cerca de 12%;
- No HPMP (10 anos) 5% de acréscimo na taxa de desconto de 10% a.a. tem o efeito de reduzir o custo de interrupção em cerca de 22%. Já um aumento de 5% na taxa de desconto de 15% a.a. decresce o $CENS_{eq}^a$ em cerca de 20%;
- No HPLP (15 anos) 5% de acréscimo na taxa de desconto de 10% a.a. tem o efeito de reduzir o custo de interrupção em cerca de 30%. Já um aumento de 5% na taxa de desconto de 15% a.a. decresce o $CENS_{eq}^a$ em cerca de 25%.

Por outro lado, considerando a dependência dos parâmetros $FVA(\tau, h)$ e $EENS_{eq}^a$, ou seja, supondo inicialmente que o parâmetro custo unitário $Cuf = 1$, o comportamento da função $CENS_{eq}^a = f(EENS_{eq}^a)$ apresenta uma característica não linear, monotonicamente crescente, com o valor do parâmetro $EENS_{eq}^a$, como pode ser visto na Figura 4.15.

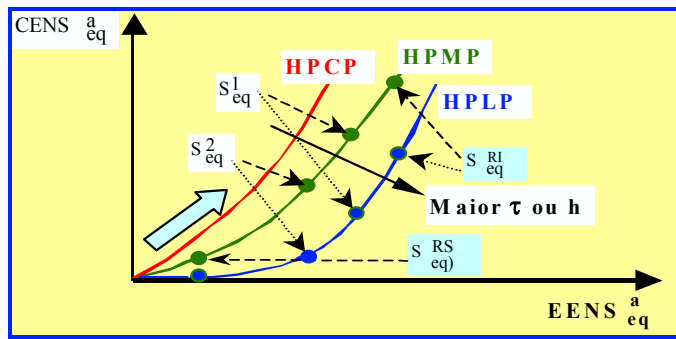


Figura 4.15: Variações de $CENS_{eq}^a$ em Função das $EENS_{eq}^a$

Os comportamentos desta curvas revelam que, quanto maior o nível de reserva de capacidade de transmissão existente no sistema, o que é normalmente verificado no dimensionamento pelo critério de "N-1" componentes da rede de transmissão, mais próxima da origem do plano cartesiano fica o sistema S_t^{RS} .

No outro extremo, quanto menor o nível de reserva de capacidade de transmissão existente no sistema, o que é normalmente verificado no dimensionamento pelo critério de "N-0" componentes, mais distante da origem fica o sistema S_t^{RI} .

Infere-se, ainda, que sistemas de transmissão com predominância de problemas de sobrecargas em condições de contingências a curvatura torna-se côncava, enquanto que em redes com predominância de violações de tensões a curvatura torna-se convexa.

Em outras palavras, a curvatura depende do grau de não linearidade dos valores de $EENS_t^a$ anuais, que por sua vez dependem, fortemente, da topologia da rede de transmissão, do nível de reserva de capacidade de transmissão do sistema degradado e do período de postergação das adições dos reforços previstos.

Já as inclinações das curvas dependem do valor adotado para mensurar o custo da EENS, ou seja, depende diretamente do parâmetro C_{uf} .

4.4.11 Custos Incorridos pelo Sistema - CIS

Na ABTI, os custos incorridos pelo sistema - **CIS**, ou custos incorridos pela empresa de transmissão, são valorados por meio de duas parcelas, a saber: custos das potências de perdas ativas e custos de investimentos em adições de reforços de transmissão.

Assim sendo, o custeio de cada alternativa de configurações evolutivas é realizado através do método do valor presente dos custos anuais equivalentes de cada investimento e o custeio das perdas anuais é feito em função dos custos marginais de expansão de ponta e energia, como já discutido de forma detalhada no item anterior.

4.4.11.1 Método de Custeio das Perdas Ativas

Os valores dos custos médios unitários e as perdas ativas em condição de demanda máxima - PPA associados às alternativas de configurações evolutivas - a, obtidos dos estudos de fluxos de potências, empregados na equação (4.51), fornecem os valores dos Custos anuais das Perdas Ativas - CAP_t^a , em US\$.

$$CAP_t^a = C_{up(eq)} \times PPA_t^a \quad (4.51)$$

Desse modo, para efeito de análise econômica, os valores de CAP_t^a verificados ao longo dos anos do horizonte de estudo - h, são trazidos a valor presente através de uma taxa de desconto - τ , de acordo com as seguintes expressões:

$$CPPA_{eq}^a = \sum_{t=1}^h \frac{CAP_t^a}{(1 + \tau)^t} = \sum_{t=1}^h \frac{C_{up} \times PPA_t^a}{(1 + \tau)^t} \quad (4.52)$$

Uma vez que o valor do custo Cup é constante, por definição, deduz-se que:

$$CPPA_{eq}^a = Cup_{(eq)} \times \sum_{t=1}^h \frac{PPA_t^a}{(1 + \tau)^t} \tag{4.53}$$

Substituindo (4.44) nesta equação, obtém-se a equação de custo em função dos valores equivalentes de PPA_{eq}^a , representativos de cada sistema degradado S_{eq}^I , podem-se calcular os custos decorrentes das potências de perdas ativas equivalentes, através da seguinte expressão geral:

$$CPPA_{eq}^a = \frac{Cup_{(eq)}}{FVA(\tau, h)} \times PPA_{eq}^a \tag{4.54}$$

4.4.11.2 Comportamento dos Custos das Perdas Ativas

Para efeito de análise do comportamento da função custo de perdas, descrita através da equação (4.54), inicialmente, consideramos apenas a dependência com os parâmetros τ e h , ou seja, supondo que o custo $Cup = 1$ e que $PPA_{eq}^a = 1$. Com esta considerações, o comportamento da função $K2 = CPPA_{eq}^a = f(\tau, h)$ é do tipo não linear crescente com o parâmetro h , conforme ilustrado na Figura 4.16.

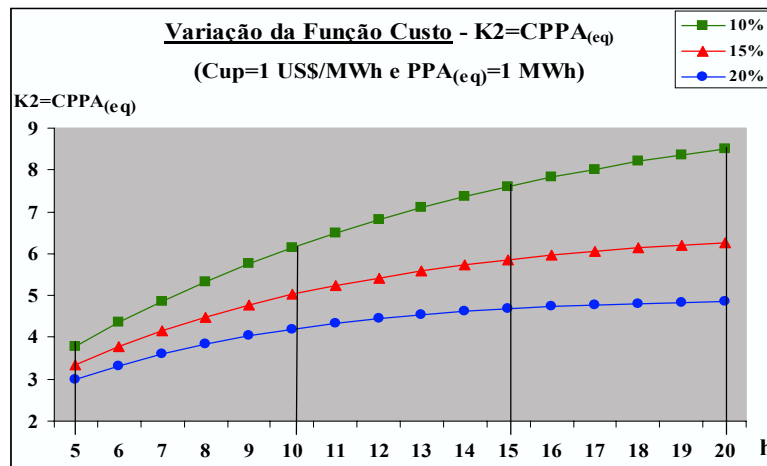


Figura 4.16: Variações de $CPPA_{eq}^a$ em Função dos Parâmetros τ e h

Destes comportamentos podem-se inferir constatações semelhantes às obtidas na análise de custo de interrupção, isto é: quanto maior o ano horizonte de estudo, menor será a influência da taxa de desconto no custo das perdas ativas.

Por outro lado, considerando apenas a dependência com os parâmetros $FVA(\tau, h)$ e PPA_{eq}^a , ou seja, supondo que o parâmetro $Cup = 1$, o comportamento da função custo de perdas ativas $CPPA_{eq}^a = f(PPA_{eq}^a)$ também apresenta uma característica não linear crescente com o valor do parâmetro PPA_{eq}^a , como pode ser visto na Figura 4.17.

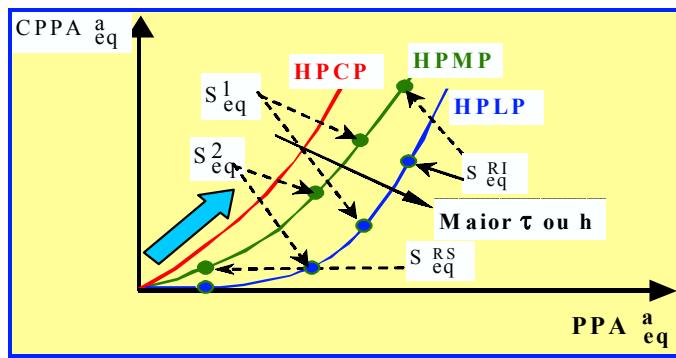


Figura 4.17: Variações de $CPPA_{eq}^a$ em Função das PPA_{eq}^a

Os comportamentos desta curvas revelam que, quanto maior o nível de reserva de capacidade de transmissão existente no sistema, o que é normalmente verificado no dimensionamento pelo critério de "N-1" componentes, mais próxima da origem do plano cartesiano fica o sistema S_{eq}^{RS} .

No outro extremo, quanto menor o excesso de capacidade de transporte existente na rede de transmissão, o que é normalmente verificado no dimensionamento pelo critério de "N" componentes, mais distante da origem fica o sistema S_{eq}^{RI} .

Pode-se inferir, ainda, que a curvatura depende do grau de não linearidade dos valores de PPA_t^a anuais, que por sua vez dependem, fortemente, da topologia da rede de transmissão, do nível de excesso de capacidade de transmissão do sistema degradado e do período de postergação dos reforços previstos.

Já a inclinação da referida curva depende do valor adotado para o custo que vai valorar a PPA, ou seja, depende diretamente do parâmetro Cup.

4.4.11.3 Método de Custeio dos Investimentos

A seguir é apresentado o método de cálculo utilizado para determinação dos custos anuais equivalentes. Inicialmente, para cada custo de investimento INV_t^a , realiza-

do em um ano - t qualquer, dentro do horizonte de planejamento - h , os custos anuais equivalentes - INV_{eq}^a podem ser expressos pela seguinte equação algébrica:

$$CINV_{eq}^a = FRC(\tau, v) \times CINV_t^a \tag{4.55}$$

$$FRC(\tau, v) = \frac{\tau(1 + \tau)^v}{(1 + \tau)^v - 1} \tag{4.56}$$

$FRC(\tau, v)$ - fator financeiro denominado de Fator de Recuperação do Capital, por ter a capacidade de determinar uma quantia constante e periódica de amortização de um determinado capital;

v - vida útil do equipamento.

Com esta definição de equivalência financeira, é possível representar o custo de investimento INV_t^a , de forma equivalente à mostrada na Figura 4.18 a seguir.

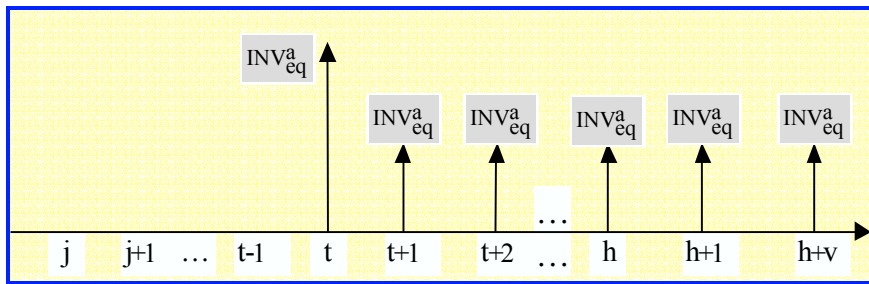


Figura 4.18: Representação Gráfica da Série Uniforme dos INV_{eq}^a

Em seguida, a série uniforme de valores de INV_{eq}^a verificados ao longo dos anos do horizonte de estudo - h , são trazidos a valor presente através de uma taxa de desconto - τ de acordo com a seguinte expressão:

$$CINV_{eq}^a = \sum_{t=j+1}^h \frac{INV_{eq}^a}{(1 + \tau)^t} \tag{4.57}$$

Uma vez que o valor do INV_{eq}^a é constante, por definição, deduz-se que:

$$CINV_{eq}^a = \frac{1}{FVA(\tau, h)} \times INV_{eq}^a \tag{4.58}$$

4.4.11.4 Comportamento dos Custos de Investimentos

Para efeito de análise do comportamento da função custo, descrita através da equação (4.58), inicialmente, consideramos apenas a dependência com os parâmetros τ e h , ou seja, supondo um investimento unitário $INV_{eq}^a = 1$.

Com esta consideração, o comportamento de $K3 = CINV_{eq}^a = f(\tau, h)$ é do tipo não linear, monotonicamente crescente, com o parâmetro h , como ilustrado na Figura 4.19.

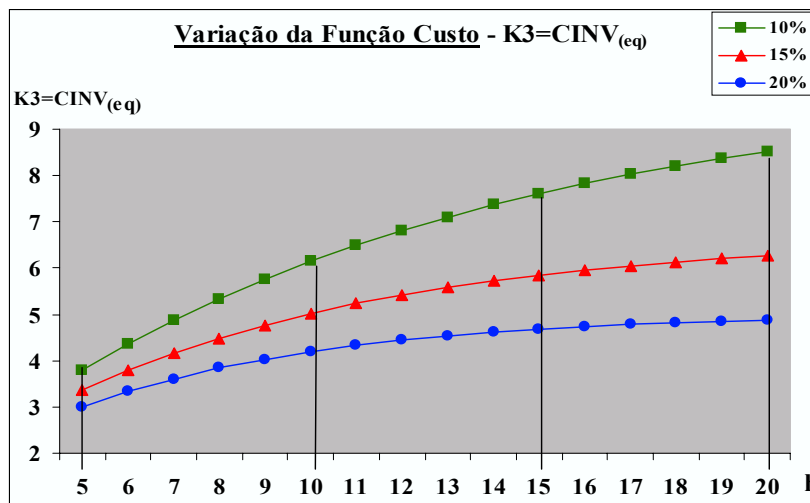


Figura 4.19: Variações de $CINV_{eq}^a$ em Função os parâmetros τ e h

Destes comportamentos pode-se extrair as mesmas constatações obtidas nas análises de custos de interrupção e de perdas ativas, isto é, que quanto maior o ano horizonte de estudo, menor será a influência da taxa de desconto no custo de investimentos.

Por outro lado, considerando apenas a dependência com o parâmetro INV_{eq}^a o comportamento da função custo de investimento, dada por $CINV_{eq}^a = f(INV_{eq}^a)$, apresenta uma característica não linear, monotonicamente decrescente, com o parâmetro INV_{eq}^a , como se ver na Figura 4.20.

Infere-se desta figura, uma tendência contrária a observada com os custos de interrupções e de perdas ativas, no sentido de que os comportamentos são decrescentes, ou seja, quanto maior a quantidade de adições de reforços de transmissão, o que é normalmente verificado no dimensionamento pelo critério de "N-1" componentes, mais distante da origem fica o sistema S_{eq}^{RS} .

No outro extremo, quanto menor quantidade de adições de reforços de transmissão, o que é normalmente verificado no dimensionamento pelo critério de "N-0" componentes, mais próxima da origem fica o sistema S_{eq}^{RI} .

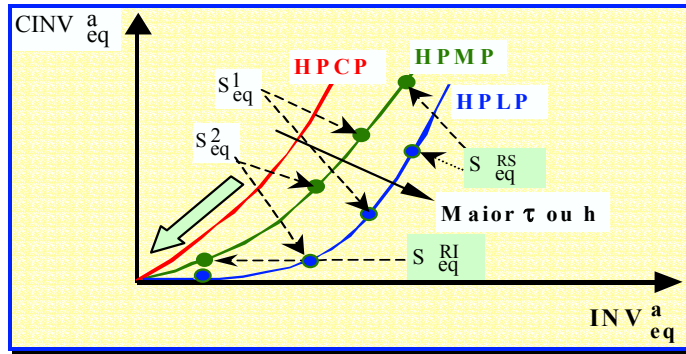


Figura 4.20: Variações de $CINVA_{eq}^a$ em Função dos $INVA_t^a$

Pode-se inferir, ainda, que a curvatura depende do grau de não linearidade dos valores de $INVA_t^a$ anuais, os quais dependem, fortemente, da quantidade de reforços adicionados ao sistema e do período de postergação.

4.4.12 Custos Totais das AET - CTOT

Uma vez que a abordagem metodológica proposta para selecionar a AET ótima contempla multiestágios de tempo, o custo equivalente incorrido pelo sistema, dado por $CIS_{eq}^a = CIP_{eq}^a$, de uma determinada AET - $a = 1, 2, \dots, M$, corresponde ao somatório dos custos equivalentes de investimentos - $CINVA_{eq}^a$ e dos custos das perdas ativas - $CPPA_{eq}^a$ enquanto que o custo incorrido pelo consumidor - CIC_{eq}^a corresponde ao custo das interrupções - $CENS_{eq}^a$, todos eles computados dentro do horizonte de estudo - h .

4.4.12.1 Método de Custeio das AET

Considerando a definição estabelecida acima, deduz-se as seguintes equações alternativas para o custo total - $CTOT_{eq}^a$ de cada alternativa de configurações evolutivas.

$$CTOT_{eq}^a = CSIS_{eq}^a + CIC_{eq}^a \tag{4.59}$$

$$CTOT_{eq}^a = [CINV_{eq}^a + CPPA_{eq}^a] + CENS_{eq}^a \quad (4.60)$$

Ou seja, o $CTOT_{eq}^a$ de cada alternativa de configurações evolutivas, é composto da soma de três parcelas distintas, como pode ser visto através da Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Ilustração das Parcelas de Custos Equivalentes das AET

| Sistemas S_{eq}^a | Parcelas de Custos de Investimentos, Custos de Perdas e Custos de EENS | | |
|---------------------|--|---------------|---------------|
| S_{eq}^1 | $CINV_{eq}^1$ | $CPPA_{eq}^1$ | $CENS_{eq}^1$ |
| S_{eq}^2 | $CINV_{eq}^2$ | $CPPA_{eq}^2$ | $CENS_{eq}^2$ |
| ... | ... | ... | ... |
| S_{eq}^M | $CINV_{eq}^M$ | $CPPA_{eq}^M$ | $CENS_{eq}^M$ |

Desta análise infere-se que este modelo de custo total equivalente permite determinar o valor econômico da alternativa – VEA.

4.4.12.2 Comportamento dos Custos Mediante q e t

Pelo que já foi discutido percebe-se que a decisão de **Quando** e **Quanto** adicionar reforços de transmissão influencia diretamente as parcelas que compõem o $CTOT_{eq}^a$ de cada AET, ou seja, influencia diretamente as parcelas de custos $CINV_{eq}^a$, $CENS_{eq}^a$ e $CPPA_{eq}^a$. Ou seja, uma variação na data de adição do reforço - **t (Quando)** e/ou na quantidade de adições reforços de transmissão - **q (Quanto)** afeta diretamente as parcelas de custos que compõem o custo total $CTOT_{eq}^a$ de cada AET, conforme ilustrado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Efeitos nos Custos Devida às Variações dos parâmetros q e t

| Época -t e Quantidade de Reforços- q | Parcelas de Custos Equivalentes de Investimentos, de Perdas Ativas e de EENS | | |
|--------------------------------------|--|--------------------------|--------------------------|
| q e/ou t ↑ | $CINV_{eq}^a \uparrow$ | $CPPA_{eq}^a \uparrow$ | $CENS_{eq}^a \downarrow$ |
| q e/ou t ↓ | $CINV_{eq}^a \downarrow$ | $CPPA_{eq}^a \downarrow$ | $CENS_{eq}^a \uparrow$ |

As variações significam que, um incremento na quantidade de adições de reforços de transmissão, tem o efeito de aumentar a capacidade de transmissão e, conseqüentemente, na reserva de capacidade de transmissão, resultando em custos de investimentos e perdas ativas mais elevadas.

Já uma rede de transmissão com maior capacidade de transmissão implica em menores cortes de carga, e conseqüentemente, em menores custos para os consumidores. Por outro lado, a postergação na data de adição de um ou mais combinações de reforços resulta em menores capacidades de transporte, e conseqüentemente na reserva de capacidade de transmissão, resultando em custos de investimentos e de perdas ativas menores.

Entretanto, a redução na capacidade de transmissão resulta em maiores cortes de carga, ou seja, em maiores custos de $EENS_{seq}^a$. Além disso, a época de adição afeta a quantidade ótima econômica, que por sua vez influencia as parcelas que compõem o custo total.

4.4.13 Modelo de Seleção da AET de Mínimo Custo

A Figura 4.21 resume de forma esquemática o modelo geral de seleção da AET de mínimo custo total, adotado na ABTI, que satisfaz os requisitos técnicos, econômicos e de EENS.

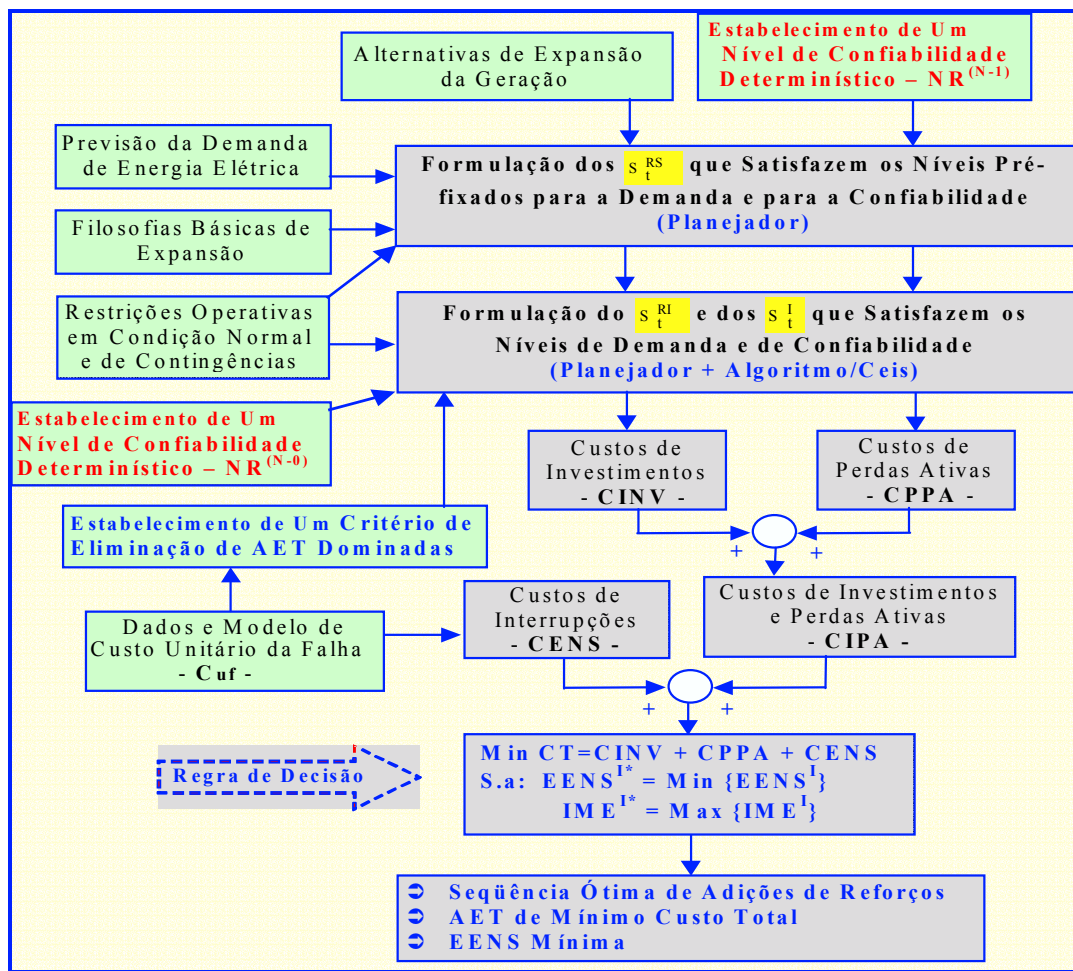


Figura 4.21: Modelo Geral de Seleção da AET de Menor Custo Total Mediante a ABTI

4.4.13.1 Análise de Desempenho e Síntese das Redes

Tal como na ABVC, para se definir, ano a ano, as configurações evolutivas das AET formuladas, torna-se necessário verificar se os desempenhos técnicos delas são aceitáveis, através da execução das seguintes tarefas básicas:

- Tarefa FPCN – Fluxo de Potência em Condição Normal;
- Tarefa DINA – Análise Dinâmica Permanente e Transitória;
- Tarefa TRAN – Análise de Transitórios Eletromagnéticos;
- Tarefa ECON – Análise Econômica (inclui os custos das interrupções).

Não obstante, a síntese dos sistemas - S_{eq}^I , resultantes do processo combinatorial, requer análises adicionais no sentido de obter a seqüência ótima de adições de reforços. As tarefas vislumbradas para realização de tais análises são:

- Tarefa CONF – Análise de Confiabilidade (inclui a análise de FPCE);
- Tarefa RACE – Análise de Redução da Árvore de Configurações Evolutivas;
- Tarefa HIER – Análise de Hierarquização de AET Heterogêneas;
- Tarefa DOMI – Análise Dominância.

A Figura 4.22 ilustra de forma esquemática e de maneira simplificada o inter-relacionamento da tarefa CONF com as três últimas.

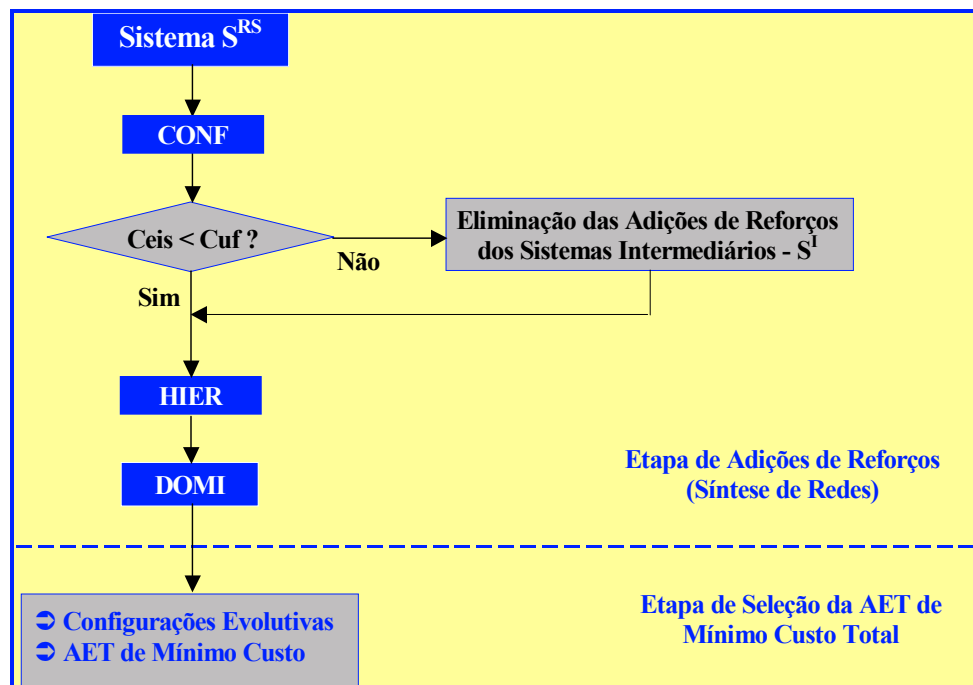


Figura 4.22: Análises para Obtenção da AET de Menor Custo Mediante a ABTI

Tarefa RACE – Análise de Redução da ACE

Permite a redução de ramos da Árvore de Configurações Evolutivas – **ACE** de grande porte gerada pelo processo combinatorial decorrente das diversas possibilidades de adições de reforços. A redução da ACE é alcançada através da aplicação do CPPR, o qual faz uso do Custo Equivalente de Interrupção do Sistema – **Ceis** como mecanismo de poda da ACE.

4.4.13.2 Critério de Parada de Postergação de Reforços - CPPR

O CPPR de adições de reforços de transmissão, adotado neste trabalho como mecanismo de redução de ramos da ACE, tem como principal finalidade eliminar as postergações de adições de reforços de transmissão por um ou mais anos que resultem em elevados custos de interrupções.

Considera-se economicamente viável a postergação de um ou mais adições de reforços de transmissão de um ou mais anos, se o valor da redução incremental do custo de investimento dado por $\Delta^{-}CINV_p^{RS \rightarrow RI}$ for igual ou superior ao valor do acréscimo do custo da EENS, representado por $\Delta^{+}CENS_p^{RS \rightarrow RI}$, mais o acréscimo do custo da PPA, representado por $\Delta^{+}CPPA_p^{RS \rightarrow RI}$, resultantes das postergações das adições dos reforços de transmissão.

A designação incremental deve ser entendida como valores de custos diferenciais em relação aos sistemas S_t^{RS} anuais.

Em uma notação de causas e efeitos podem-se relacionar estas variações incrementais por meio da seguinte equação:

$$\Delta^{-}CINV_p^{RS \rightarrow RI} \geq \Delta^{+}CENS_p^{RS \rightarrow RI} + \Delta^{+}CPPA_p^{RS \rightarrow RI} \tag{4.61}$$

Onde,

$$\Delta^{-}CINV_p^{RS \rightarrow RI} = INV_0^{RS} - \frac{INV_p^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^p} = \frac{\tau \cdot INV_0^{RS}}{frc(\tau p)} \tag{4.62}$$

$$\Delta^{+}CENS_p^{RS \rightarrow RI} = \sum_{k=1}^p \frac{CENS_k^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^k} = \sum_{k=1}^p \frac{Cuf \times \Delta^{+}EENS_k^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^k} \tag{4.63}$$

$$\Delta^{+}CPPA_p^{RS \rightarrow RI} = \sum_{k=1}^p \frac{CPPA_k^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^k} = \sum_{k=1}^p \frac{Cup \times \Delta^{+}PPA_k^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^k} \tag{4.64}$$

Substituindo estas duas últimas equações em 4.61, obtém-se a seguinte expressão:

$$\frac{\tau \cdot INV_0^{RS}}{frc(\tau k)} \geq \sum_{k=1}^p \frac{Cuf \times \Delta^{+}EENS_k^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^k} + \sum_{k=1}^p \frac{Cup \times \Delta^{+}PPA_k^{RS \rightarrow RI}}{(1 + \tau)^k} \tag{4.65}$$

$\tau \cdot \text{INV}_k$ - redução do custo de investimento por cada ano de postergação de reforço;

$\Delta^+ \text{EENS}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}$ - acréscimo de EENS por cada ano de postergação de reforço;

$\Delta^+ \text{PPA}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}$ - acréscimo de PPA por cada ano de postergação de reforço.

O primeiro membro da equação mostra o somatório do valor presente dos benefícios emergentes da postergação de investimentos, enquanto que o segundo membro corresponde ao somatório dos custos ocasionados pela postergação do reforço.

Considerando o custo unitário de interrupção – Cuf independente da duração da interrupção, ou seja, constante, de (4.65) deduz-se que:

$$\text{Cuf} \leq \left(\frac{\tau \times \text{INV}_0^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}}{\text{frc}(\tau, k)} - \sum_{k=1}^p \frac{\Delta^+ \text{CPPA}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}}{(1 + \tau)^k} \right) \Bigg/ \left(\sum_{k=1}^p \frac{\Delta^+ \text{EENS}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}}{(1 + \tau)^k} \right) \quad (4.67)$$

Observe que o segundo membro da equação (4.67) tem a dimensão de US\$/MWh e pode ser interpretado como o Custo Equivalente de Interrupção do Sistema - **Ceis**, associado aos anos do período de postergação – **p**.

Com esta concepção, a condição de parada de postergação de adições de reforços ocorre quando a seguinte relação de custos for atendida.

$$\text{Cuf} \geq \text{Ceis}_p^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}} \Rightarrow \text{Ceis}_p^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}} \leq \text{Cuf} \quad (4.68)$$

4.4.13.3 Ilustração Gráfica do Conceito do CPPR

A seguir é feita uma ilustração geométrica do conceito do $\text{Ceis}_p^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}$ e do CPPR, utilizando o gráfico da Figura 4.22, considerando apenas os custos decorrentes das EENS para efeito de ilustração do modelo, onde cada círculo do espaço cartesiano representa uma determinada AET, tecnicamente viável, com adições postergadas de um a quatro anos.

Para estabelecer o período máximo de postergação de reforços de transmissão, procura-se os sistemas localizados na região do espaço cartesiano tal que a inclinação não seja muito acentuada, significando que pequenos aumentos nos custos $\Delta^+ \text{CMWh}_p^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}$ resulta em acentuadas reduções nos valores de benefícios econômicos $\Delta^- \text{CINV}_p^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}$.

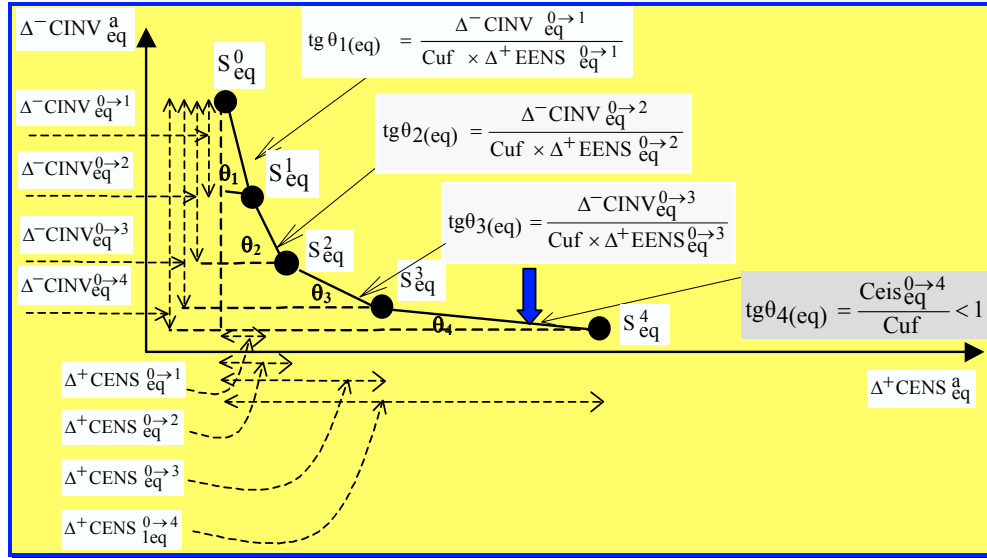


Figura 4.23: Ilustração Gráfica do Critério de Parada de Postergações – CPPR

Por premissa construtiva, a postergação de um ano dos reforços previstos resulta em uma redução do custo de investimento - $\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 1}$ maior que o aumento do custo de interrupção dado por $\Delta^{+}CENS_p^{0 \rightarrow 1}$, ou seja,

$$\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 1} > \Delta^{+}CENS_p^{0 \rightarrow 1} \Rightarrow \frac{\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 1}}{\Delta^{+}CENS_p^{0 \rightarrow 1}} > 1 \Rightarrow \frac{\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 1}}{Cuf \times \Delta^{+}EENS_p^{0 \rightarrow 1}} > 1$$

Aplicando a definição do custo Ceis, dado pelo segundo membro da equação (5.57), deduz-se que: $Ceis_p^{0 \rightarrow 1} > Cuf$

Em palavras, esta relação indica que o Custo Equivalente de Interrupção do Sistema – Ceis no período de postergação é superior ao custo unitário de interrupção - Cuf. Logo, é economicamente viável a postergação dos reforços por mais um ano.

A postergação de mais um ano resulta ainda, por premissa construtiva, em uma redução dos custos de investimentos - $\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 2}$ maior que o aumento do custo de interrupção dado por $\Delta^{+}CENS_p^{0 \rightarrow 2}$. Logo, infere-se que:

$$\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 2} > \Delta^{+}CENS_p^{0 \rightarrow 2} \Rightarrow \frac{\Delta^{-}CINV_p^{0 \rightarrow 2}}{Cuf \times \Delta^{+}EENS_p^{0 \rightarrow 2}} > 1 \Rightarrow Ceis_p^{0 \rightarrow 2} > Cuf$$

A postergação de mais um ano dos reforços previstos resulta também, por premissa construtiva, em uma redução do custo de investimento - $\Delta^- \text{CINV}_p^{0 \rightarrow 3}$ maior que o aumento do custo de interrupção dado por $\Delta^+ \text{CENS}_p^{0 \rightarrow 3}$. Logo, pode-se concluir que:

$$\Delta^- \text{CINV}_p^{0 \rightarrow 3} > \Delta^+ \text{CENS}_p^{0 \rightarrow 3} \Rightarrow \frac{\Delta^- \text{CINV}_p^{0 \rightarrow 3}}{\text{Cuf} \times \Delta^+ \text{EENS}_p^{0 \rightarrow 3}} > 1 \Rightarrow \text{Ceis}_p^{0 \rightarrow 3} > \text{Cuf}$$

Já a postergação de reforços previstos por quatro anos resulta, por premissa construtiva, em uma redução dos custos de investimentos $\Delta^- \text{CINV}_p^{0 \rightarrow 4}$ inferior ao aumento do custo de interrupção dado por $\Delta^+ \text{CENS}_p^{0 \rightarrow 4}$. Diante desta constatação, deduz-se a seguinte relação de custos incrementais:

$$\Delta^- \text{CINV}_p^{0 \rightarrow 4} < \Delta^+ \text{CENS}_p^{0 \rightarrow 4} \Rightarrow \frac{\Delta^- \text{CINV}_p^{0 \rightarrow 4}}{\text{Cuf} \times \Delta^+ \text{EENS}_p^{0 \rightarrow 4}} < 1 \Rightarrow \text{Ceis}_p^{0 \rightarrow 4} < \text{Cuf}$$

Esta relação significa que o benefício econômico total no período torna-se inferior ao custo total, não sendo, portanto, economicamente atrativo postergar mais do que três anos as adições de reforços previstos para o sistema de transmissão hipotético em análise.

De forma objetiva percebe-se que o indicador econômico **Ceis** tem a capacidade de identificar e eliminar, durante o processo de formulação das configurações evolutivas, as **AET Extremas - e**, as quais se situam nas regiões extremas do plano cartesiano $\text{CTOT}_{eq}^a \times \text{EENS}_{eq}^a$, como pode ser visto na Figura 4.24.

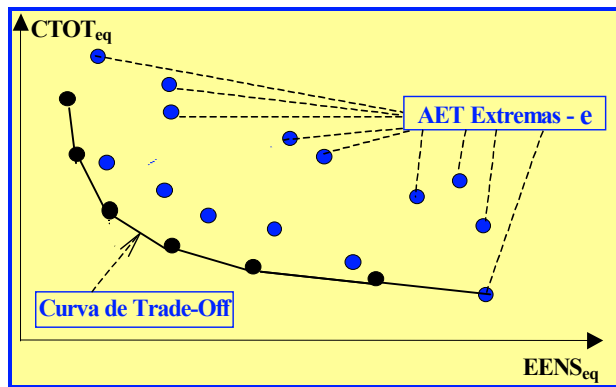


Figura 4.24: Ilustração Gráfica das AET Extremas

Infere-se desta análise gráfica que, as AET eliminadas segundo o CPPR apresentam níveis de reserva de capacidade de transmissão mais elevados, quando comparados com os níveis de reserva das AET situadas próximas e sobre a curva de trade-off $\text{CTOT}_{eq}^a \times \text{EENS}_{eq}^a$.

Tarefa HIER – Análise de Hierarquização de AET

No contexto do problema de comparação e ordenação das AET heterogêneas as variáveis de decisão "t" (período de postergação) e "q", (quantidade de reforços adicionados) influenciam de forma decisiva na disponibilidade e na confiabilidade das configurações evolutivas, e conseqüentemente, nas parcelas de custos $CINV_{eq}^{a-e}$, $CPPA_{eq}^{a-e}$ e $CENS_{eq}^{a-e}$ ($\{a-e\}$ é o conjunto de AET que resultou após a eliminação das AET extremas), bem como exerce forte influência no custo final da expansão da rede de transmissão e na quantidade ótima econômica de adições de reforços.

Entretanto, a análise direta destas parcelas de custos não permite ao planejador estabelecer, a priori, a comparação e a ordenação do elenco de AET com características bastante heterogêneas. Torna-se, então, necessário inserir no modelo de hierarquização de AET variáveis que permitam capturar, simultaneamente, os comportamentos antagônicos ($CENS_{eq}^{a-e}$ e $CPPA_{eq}^{a-e}$ crescentes e $CINV_{eq}^{a-e}$ decrescente) das parcelas de custos envolvidas, como pode ser visto na Tabela 4.3.

Neste sentido, a execução desta tarefa permite comparar e hierarquizar as AET formuladas (sistemas intermediários) com características heterogêneas, segundo um indicador denominado neste trabalho de Índice de Mérito Econômico - IME_{eq}^{a-e} .

4.4.13.4 Modelo de Hierarquização das AET

Este indicador utilizado pela ABTI é expresso por uma relação incremental custo-benefício econômico, onde o benefício econômico incremental está associado ao alívio financeiro resultante de postergações de reforços de transmissão e é medido pela redução do custo de investimento equivalente representado por $\Delta^- CINV_{eq}^{a-e}$.

Já o custo incremental corresponde à degradação das condições operativas, em condição de contingências simples, decorrentes dos adiamentos das adições de reforços de transmissão e é medido pelo acréscimo do custo de $EENS_{eq}^{a-e}$ mais PPA_{eq}^{a-e} equivalentes, ou seja, pela equação:

$$\Delta^+ CMWh_{eq}^{a-e} = \Delta^+ CENS_{eq}^{a-e} + \Delta^+ CPPA_{eq}^{a-e} \quad (4.69)$$

A designação incremental é aplicada no sentido de se trabalhar com valores diferenciais em relação ao sistema de referência S_{eq}^{RS} , que poderia retratar, por exemplo, uma AET planejada com critério de "N-1" componentes da rede de transmissão.

A Tabela 4.4 resume as parcelas de variações dos custos incrementais equivalentes necessárias para a obtenção dos valores dos IME_{eq}^{a-e} e posteriormente hierarquização dos sistemas S_{eq}^I , considerando que $K < M$ (número total de AET formuladas).

Tabela 4.4: Variações dos Custos $\Delta^-CINV_{eq}^{a-e}$, $\Delta^+CPPA_{eq}^{a-e}$, $\Delta^+CENS_{eq}^{a-e}$, e $\Delta^+CMWh_{eq}^{a-e}$

| Sistemas S_{eq}^{a-e} | Parcelas de Variações de Custos de Investimentos de Perdas Ativas e Custos de EENS | | | |
|-------------------------|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| S_{eq}^1 | $\Delta^-CINV_{eq}^1$ | $\Delta^+CPPA_{eq}^1$ | $\Delta^+CENS_{eq}^1$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^1$ |
| S_{eq}^2 | $\Delta^-CINV_{eq}^2$ | $\Delta^+CPPA_{eq}^2$ | $\Delta^+CENS_{eq}^2$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^2$ |
| ... | ... | ... | ... | ... |
| S_{eq}^K | $\Delta^-CINV_{eq}^K$ | $\Delta^+CPPA_{eq}^K$ | $\Delta^+CENS_{eq}^K$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^K$ |

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

$$IME_{eq}^{a-e} = \frac{\Delta^-CINV_{eq}^{a-e}}{\Delta^+CMWh_{eq}^{a-e}} = \frac{\Delta^-CINV_{eq}^{a-e}}{\Delta^+CENS_{eq}^{a-e} + \Delta^+CPPA_{eq}^{a-e}} \tag{4.69}$$

Onde;

$$\Delta^+CENS_{eq}^{a-e} = Cuf \times [EENS_{eq}^{RS} - EENS_{eq}^{a(-)}] \tag{4.70}$$

$$\Delta^+CPPA_{eq}^{a-e} = Cup \times [PPA_{eq}^{RS} - PPA_{eq}^{a(-)}] \tag{4.71}$$

$a^{(-)}$ - significa que o S_{eq}^{RS} está excluído dos cálculos de $EENS_{eq}^{a-e}$ e de PPA_{eq}^{a-e} .

A análise da equação (4.69) revela que, através deste indicador de mérito econômico pode-se visualizar todas as conseqüências, positivas e negativas, de cada uma das postergações de adições de reforços de transmissão previstos para o sistema S_{eq}^{RS} .

Além de ordenar as AET heterogêneas o IME, conforme concebido, também permite identificar as AET que se localizam na curva de trade-off **Custo x EENS_{eq}** e próximas a esta. As AET assim localizadas são denominadas de **Pareto-Ótimas**.

Mais ainda, estabelece uma nova escala para o tratamento das variáveis de decisão, onde os aspectos relativos à confiabilidade das AET, das perdas ativas, dos custos unitários de interrupção e de perdas ativas estão agregados neste indicador de mérito econômico.

4.4.13.5 Critério de Hierarquização das AET

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

4.4.13.6 Ilustração Gráfica do Critério de Hierarquização

A seguir é feita uma ilustração geométrica do conceito do IME_{eq}^{a-e} e do critério de ordenação, utilizando o gráfico da Figura 4.25, onde cada círculo indicado no espaço cartesiano $CTOT_{eq}^{a-e} \times CMWh_{eq}^{a-e}$ representa uma AET tecnicamente viável.

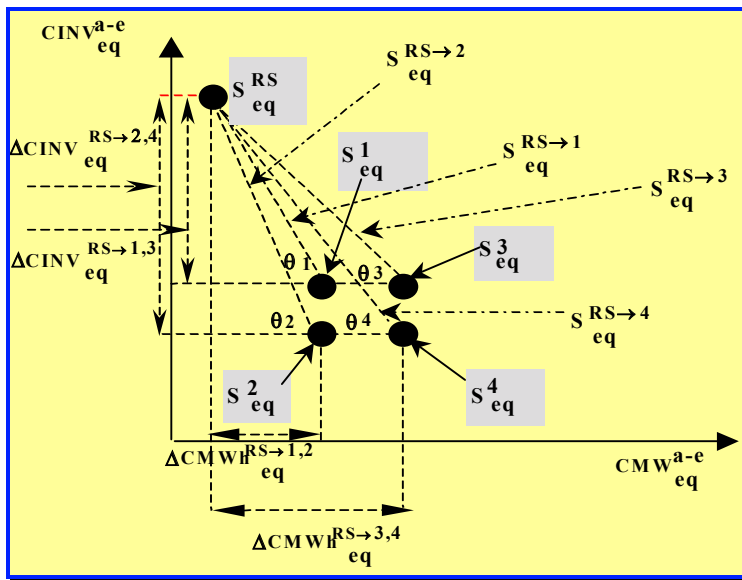


Figura 4.25: Ilustração Gráfica do Critério de Hierarquização de AET

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

Como pode ser visto, nesta figura identificam-se duas situações hipotéticas, envolvendo quatro AET de configurações evolutivas, criadas com o intuito específico de exemplificar o critério de hierarquização das AET heterogêneas.

4.4.13.7 Interpretação do Critério de Hierarquização

A primeira situação envolve a comparação dos sistemas S_{eq}^1 e S_{eq}^2 localizados em uma região do espaço cartesiano tal que $CMWh_{eq}^1 = CMWh_{eq}^2$ e $CINV_{eq}^1 \neq CINV_{eq}^2$, ou seja, com valores iguais de custos de EENS mais PPA.

Nesta situação, para se evoluir do sistema S_{eq}^{RS} para o sistema S_{eq}^2 resulta em uma redução do custo de investimento - $\Delta^- CINV_{eq}^{RS \rightarrow 2}$ maior que a redução do custo de investimento - $\Delta^- CINV_{eq}^{RS \rightarrow 1}$ resultante da evolução para o sistema S_{eq}^1 .

Assim, infere-se desta análise analítica a seguinte relação de variação de custos incrementais equivalentes:

$$\Delta^- CINV_{eq}^{RS \rightarrow 2} > \Delta^- CINV_{eq}^{RS \rightarrow 1}$$

Onde,

$$\Delta^- CINV_{eq}^{RS \rightarrow 2} = CINV_{eq}^{RS} - CINV_{eq}^2$$

$$\Delta^- CINV_{eq}^{RS \rightarrow 1} = CINV_{eq}^{RS} - CINV_{eq}^1$$

Isto significa que a reta $S_{eq}^{RS \rightarrow 2}$ está localizada em uma região do espaço cartesiano com inclinação - $tg \theta_{eq}^2$ mais acentuada que a inclinação - $tg \theta_{eq}^1$ da reta $S_{eq}^{RS \rightarrow 1}$. Conseqüentemente, $tg \theta_{eq}^2 > tg \theta_{eq}^1$.

Dado que a tangente do ângulo representa a inclinação da reta, deduz-se que:

$$tg \theta_{eq}^1 = \frac{\Delta^- CINV_{eq}^1}{\Delta^+ CMWh_{eq}^1} = \frac{\Delta^- CINV_{eq}^1}{\Delta^+ CENS_{eq}^1 + \Delta^+ CPPA_{eq}^1}$$

$$tg \theta_{eq}^2 = \frac{\Delta^- CINV_{eq}^2}{\Delta^+ CMWh_{eq}^2} = \frac{\Delta^- CINV_{eq}^2}{\Delta^+ CENS_{eq}^2 + \Delta^+ CPPA_{eq}^2}$$

Com estas definições, deduz-se a seguinte expressão algébrica de ordenação:

$$\frac{\Delta^- CINV_{eq}^2}{\Delta^+ CMWh_{eq}^2} > \frac{\Delta^- CINV_{eq}^1}{\Delta^+ MWh_{eq}^1}$$

Aplicando o mesmo raciocínio de análise aos sistemas S_{eq}^3 e S_{eq}^4 , onde, por definição, $CMWh_{eq}^3 = CMWh_{eq}^4$ e $CINV_{eq}^3 \neq CINV_{eq}^4$, e considerando que a reta $S_{eq}^{RS \rightarrow 3}$ está localizada em uma região do espaço cartesiano com inclinação - $tg \theta_{eq}^3$ menos acentuada que a inclinação $tg \theta_{eq}^4$ da reta $S_{eq}^{RS \rightarrow 4}$, deduz-se que $tg \theta_{eq}^4 > tg \theta_{eq}^3$.

Lembrando que a inclinação de uma reta é dada pela tangente do ângulo, vem:

$$\operatorname{tg} \theta_{\text{eq}}^3 = \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^3}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^3} = \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^3}{\Delta^+ \text{CENS}_{\text{eq}}^3 + \Delta^+ \text{CPPA}_{\text{eq}}^3}$$

$$\operatorname{tg} \theta_{\text{eq}}^4 = \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^4}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^4} = \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^4}{\Delta^+ \text{CENS}_{\text{eq}}^4 + \Delta^+ \text{CPPA}_{\text{eq}}^4}$$

Com estas definições, deduz-se a seguinte expressão algébrica de ordenação:

$$\frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^4}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^4} > \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^3}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^3}$$

Já a segunda situação envolve a comparação dos sistemas S_{eq}^1 e S_{eq}^3 , localizados em uma região do espaço cartesiano tal que $\text{CINV}_{\text{eq}}^1 = \text{CINV}_{\text{eq}}^3$ e $\text{CMWh}_{\text{eq}}^1 \neq \text{CMWh}_{\text{eq}}^3$. Neste caso, para se evoluir do sistema $S_{\text{eq}}^{\text{RS}}$ para o sistema S_{eq}^3 resulta em uma redução de custo - $\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^{\text{RS} \rightarrow 3}$ maior que a redução do custo - $\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^{\text{RS} \rightarrow 1}$ resultante da evolução para o sistema S_{eq}^1 .

Assim, infere-se que $\operatorname{tg} \theta_{\text{eq}}^3 < \operatorname{tg} \theta_{\text{eq}}^1$ e, em consequência:

$$\frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^1}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^1} > \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^3}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^3}$$

Aplicando o mesmo raciocínio de análise aos sistemas S_{eq}^2 e S_{eq}^4 , e considerando a premissa construtiva de que $\text{CINV}_{\text{eq}}^2 = \text{CINV}_{\text{eq}}^4$ e $\text{CMWh}_{\text{eq}}^2 \neq \text{CMWh}_{\text{eq}}^4$, infere-se que $\operatorname{tg} \theta_{\text{eq}}^4 < \operatorname{tg} \theta_{\text{eq}}^2$ e, em decorrência:

$$\frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^2}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^2} > \frac{\Delta^- \text{CINV}_{\text{eq}}^4}{\Delta^+ \text{CMWh}_{\text{eq}}^4}$$

Desta análise puramente analítica pode-se extrair as seguintes relações de preferências de ordenação das quatro AET hipotéticas:

- O sistema S_{eq}^2 é preferível ao sistema S_{eq}^1 , isto é, $S_{\text{eq}}^2 \succ S_{\text{eq}}^1$;
- O sistema S_{eq}^1 é preferível ao sistema S_{eq}^3 , isto é, $S_{\text{eq}}^1 \succ S_{\text{eq}}^3$;
- O sistema S_{eq}^2 é preferível ao sistema S_{eq}^4 , isto é, $S_{\text{eq}}^2 \succ S_{\text{eq}}^4$;
- O sistema S_{eq}^4 é preferível ao sistema S_{eq}^3 , isto é, $S_{\text{eq}}^4 \succ S_{\text{eq}}^3$.

No processo de hierarquização o indicador de mérito econômico, associada à cada AET, deve estar coerente com as preferências de hierarquização, de modo que se possa evitar inconsistência na estruturação da hierarquização. Logo, deve obedecer a propriedade de transitividade [KR_93] que estabelece que: se $A > B$ e $B > C$ então $A > C$.

Como resultado das relações de preferências apontadas em (a) e (b) ou das condições (c) e (d), infere-se a relação de preferência de ordenação (e) que atende a propriedade de transitividade:

e) O sistema S_{eq}^2 é preferível ao sistema S_{eq}^3 isto é, $S_{eq}^2 > S_{eq}^3$.

A Tabela 4.5 resume os resultados da análise de hierarquização do exemplo hipotético, indicando a ordenação e as parcelas de variações dos custos incrementais equivalentes associados a cada um das quatro alternativas de configurações evolutivas, onde os números entre parêntesis indicam a ordem de prioridade.

Tabela 4. 5: Ordenação das AET e Variações dos Custos Incrementais Equivalentes

| Sistemas S_{eq}^{a-e} | Ordem de Prioridade | Parcelas de Variações de Custos Equivalentes de Investimentos , de Perdas Ativas e de EENS | | |
|-------------------------|---------------------|--|-----------------------|-----------------------|
| S_{eq}^2 | IME $^{2(1)}_{eq}$ | $\Delta^-CINV_{eq}^2$ | $\Delta^+CENS_{eq}^2$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^2$ |
| S_{eq}^1 | IME $^{1(2)}_{eq}$ | $\Delta^-CINV_{eq}^1$ | $\Delta^+CENS_{eq}^1$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^1$ |
| S_{eq}^4 | IME $^{4(3)}_{eq}$ | $\Delta^-CINV_{eq}^4$ | $\Delta^+CENS_{eq}^4$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^4$ |
| S_{eq}^3 | IME $^{3(4)}_{eq}$ | $\Delta^-CINV_{eq}^3$ | $\Delta^+CENS_{eq}^3$ | $\Delta^+CMWh_{eq}^3$ |

Desta análise infere-se que cada uma das quatro AET apresenta um valor de IME_{eq}^{a-e} e as respectivas parcelas de custos incrementais e EENS equivalentes. Entretanto, a análise isolada destes valores, apesar de ordenados, não permite definir a AET ótima, ou seja, a seqüência de adições de reforços que, simultaneamente, minimiza o $CTOT_{eq}^{a-e}$ e a $EENS_{eq}^{a-e}$ e maximiza o valor correspondente do IME_{eq}^{a-e} .

Tarefa DOMI – Análise de Dominância

A execução desta tarefa permite identificar, entre as AET que passaram pelo crivo do CPPR, àquelas que são dominadas por outras de melhores desempenhos em termos de custos incrementais equivalentes, ou seja, as AETs técnica e economicamente inferiores (soluções dominadas), e eliminá-las segundo um critério baseado no conceito de **Dominância** da Teoria da Decisão [KR_93].

4.4.13.8 Conceito de Dominância e Critério de Pré-seleção

Como já são conhecidos neste ponto os "k" valores de $IME_{eq}^1, IME_{eq}^2, IME_{eq}^i, \dots, IME_{eq}^k$ associados aos sistemas $S_{eq}^1, S_{eq}^2, S_{eq}^i, \dots, S_{eq}^k$, que passaram pelo crivo do CPPR e do critério de hierarquização, o conceito de dominância utilizado pela ABTI, no sentido de Pareto, estabelece que:

➤ Caso das AETs 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 AETs 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 $\{a-e\}$.

Diante desta regra de pré-seleção das AETs mais eficientes, o pressuposto básico para que determinadas AET 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, além de se constituir em um mecanismo adequado e eficiente para comparação e hierarquização de AET com características heterogêneas, tem a capacidade de identificar as AETs dominadas.

4.4.13.9 Ilustração Gráfica de AET Dominadas

A Figura 4.26 apresentada a seguir ilustra o conceito de AETs dominadas, no sentido de Pareto, indicando a direção do aumento da preferência pelas AETs mais eficientes.

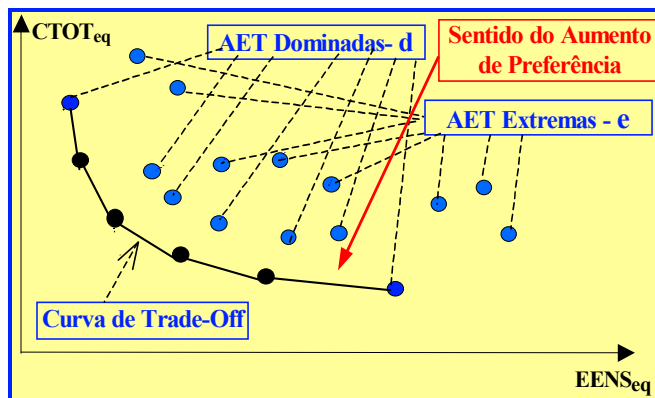


Figura 4.26: Ilustração Gráfica de AET Dominadas

Infere-se desta figura que, as AET eliminadas segundo o critério de dominância apresentam níveis de reserva de capacidade de transmissão maiores que os níveis de reserva das configurações evolutivas situadas na curva de trade-off $CTOT_{eq}^{\Gamma} \times EENS_{eq}^{\Gamma}$.

Finalmente, percebe-se que a tarefa DOMI se constitui em um mecanismo bastante eficiente de intensificação de busca de alternativas mais eficientes para a seqüência de adições dos reforços, sob o ponto de vista do trade-off $CTOT_{eq}^{\Gamma} \times EENS_{eq}^{\Gamma}$. A Figura 4.27 ilustra de forma esquemática o mecanismo de intensificação, utilizado pela ABTI.

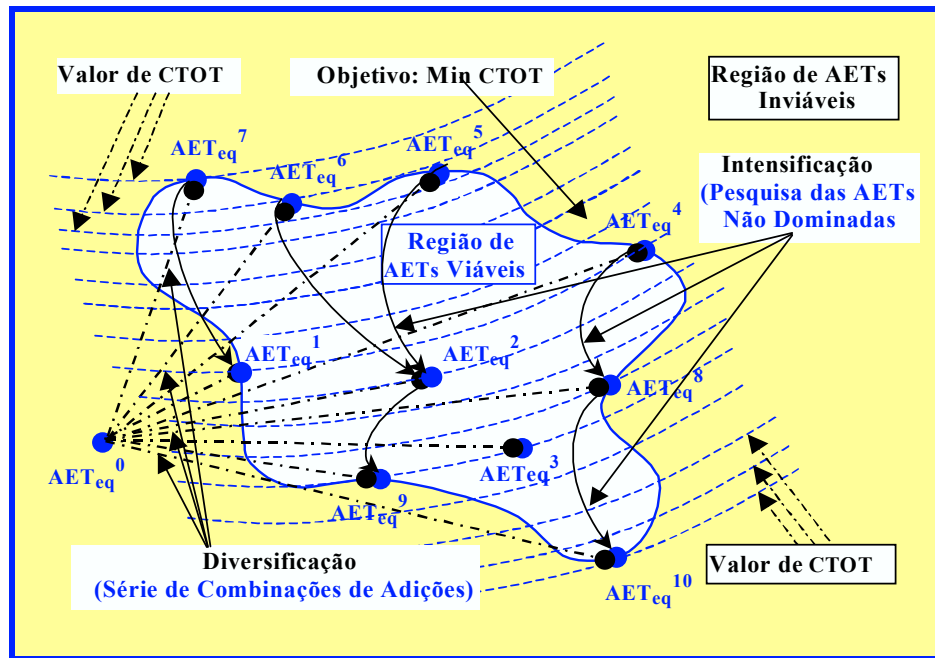


Figura 4.27: Mecanismo de Diversificação/Intensificação Mediante a ABTI

4.4.13.10 Conjunto de Decisão (AET Pareto-Ótimas)

Iniciamos esta discussão ressaltando que, em situações de tomada de decisão baseada em múltiplos atributos, mais especificamente sob dois atributos conflitantes como está sendo tratado neste trabalho de dissertação, freqüentemente, se pesquisa pelas soluções para o PET a multiestágios de tempo, denominadas de **Pareto-Ótimas**.

No contexto dos dois atributos $CTOT_{eq}^{\Gamma}$ e $EENS_{eq}^{\Gamma}$, um sistema, por exemplo s_{eq}^A tecnicamente viável para o problema do PET, é considerado como uma AET Pareto-Ótima se nenhum outra AET, por exemplo s_{eq}^B também tecnicamente viável, é pelo menos tão eficiente quanto o sistema s_{eq}^A com relação aos dois atributos e estritamente melhor que o sistema s_{eq}^A no que diz respeito a pelo menos um dos atributos.

Com esta concepção, as AET Pareto-ótimas – **AET***, são constituídas pelos sistemas de transmissão s_{eq}^{I*} pertencentes ao conjunto de AET que resultou após a eliminação das extremas e dominadas $\{I^*\}=\{a-e-d\}$, aqui denominado de Conjunto de Decisão – **CD**, composto de AET não dominadas e de maiores IME_{eq}^{I*} .

Observa-se que as AET* assim definidas se situam sobre uma curva denominada de Fronteira de Eficiência Econômica – **FEE**, conforme ilustrado na Figura 4.28, concluindo assim a execução da **Tarefa ④** (ver Figura 4.2).

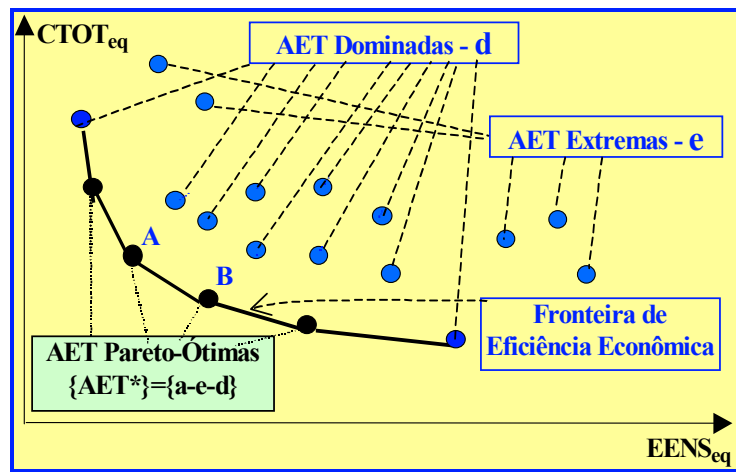


Figura 4.28: Ilustração Gráfica da FEE e das AET Pareto-ótimas

O próximo passo, conforme preconizado pela ABTI, consiste em selecionar a AET que atenda aos requisitos de mínimo custo total, menor EENS e maior relação benefício/custo. Para atender a estes requisitos conflitantes torna-se necessário estabelecer uma regra de decisão adequada.

4.4.14 Regra de Seleção da AET Ótima

Conforme ressaltado, na introdução deste capítulo, a nova indústria de energia elétrica exigirá a otimização do nível de reserva de capacidade de transmissão ao longo do período de estudo e, conseqüentemente, do nível de confiabilidade que a rede de transmissão oferece às diversas classes de consumidores.

Entretanto, para que a otimização da reserva de capacidade de transmissão seja alcançada torna-se necessário explorar as possíveis combinações de adições de reforços de transmissão ao longo do período de estudo.

Neste sentido, a confiabilidade passa a ser uma variável que deve ser otimizada, em vez de imposta por um padrão arbitrário, onde a análise de benefício/custo deve ser considerada para avaliar o impacto do trade-off inerente entre o crescimento dos custos de suprimento e a correspondente redução dos os custos incorridos pelos consumidores.

Face a estas constatações, a regra de decisão - Rd_{ABTI} adotada pela ABTI, para selecionar a AET ótima, consiste em identificar entre os sistemas $S_{eq}^{I^*}$, $I^* \in CD$, aquela que minimiza, simultaneamente, o $CTOT_{eq}^{I^*}$ e a $EENS_{eq}^{I^*}$ e maximiza o $IME_{eq}^{I^*}$.

Adotando a notação usada nos capítulos 2 e 3, a seqüência ótima de adições de reforços de transmissão, pode ser obtida através da solução do seguinte problema de minimização com restrições:

$$Rd_{ABTI}^{I^*} = \text{Min}_{I^*} CTOT_{eq(ABTI)}^{I^*} = \text{Min}_{I^*} [CINV_{eq(ABTI)}^{I^*} + CPPA_{eq(ABTI)}^{I^*} + CENS_{eq(ABTI)}^{I^*}] \quad (4.72a)$$

Sujeito a:

$$g_t^{I^*}(x, y) = 0 \quad (4.72b)$$

$$h_t^{I^*}(x, y) \leq 0 \quad (4.72c)$$

$$\underline{x}_t^{I^*} \leq x_t^{I^*} \leq \bar{x}_t^{I^*} \quad (4.72d)$$

$$IME_{eq}^{I(ot)} = IME_{eq(max)}^{I^*} \quad (4.72e)$$

$$EENS_{eq}^{I(ot)} = EENS_{eq(min)}^{I^*} \quad (4.72f)$$

Onde:

$$CINV_{ABTI}^{I^*} = \sum_{t=1}^h \frac{CAI_t^{I^*}}{(1 + \tau)^t} \quad (4.73)$$

$$CPPA_{ABTI}^{I^*} = \sum_{t=1}^h \frac{CAP_t^{I^*}}{(1 + \tau)^t} \quad (4.74)$$

$$CENS_{ABTI}^{I^*} = \sum_{t=1}^h \frac{CENS_t^{I^*}}{(1 + \tau)^t} \quad (4.75)$$

- 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 de estado y;
- \underline{x} e \bar{x} - limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de controle;

$CINV_{ABTI}^{I^*}$ = valor atual dos custos de investimentos associados a cada $I^* \in CD$, que depende dos custos de aquisição dos reforços, montagem, etc;

$CPPA_{ABTI}^{I^*}$ = valor atual dos custos de perdas ativas associadas a cada $I^* \in CD$, que depende principalmente dos custos marginais e da topologia da rede.

4.5 Principais Constatações

Nos itens que se seguem, são apresentadas as principais constatações extraídas das análises efetuadas, dando ênfase aos aspectos metodológicos e de modelagem da rede, aos critérios de adições de reforços, de hierarquização de AET heterogêneas, de pré-seleção das AET mais eficientes (AET Pareto-ótimas), e finalmente a regra de decisão para seleção da AET de menor custo total.

4.5.1 Aspectos Metodológicos

Com relação aos aspectos metodológicos foram desenvolvidos, apresentados e discutidos, inclusive com interpretações gráficas, os seguintes modelos e critérios:

- ⇒ Modelos dos índices de confiabilidade equivalentes, traduzidos em termos de frequência, duração e probabilidade de perda de carga e expectativas de potência e de energia não supridas, e índices de potências de perdas ativas equivalentes.

Através da comparação das $EENS_{eq}^a$ representativas das configurações evolutivas das AET formuladas com os valores dos índices anuais do período de análise $EENS_t^a$, foi possível inferir:

- ✓ Pesquisar e definir níveis de riscos máximos aceitáveis para as configurações evolutivas tecnicamente viáveis;
- ✓ Ajustar a seqüência de adições de reforços de transmissão de modo a obter, ao longo do período de estudo, uma evolução com uma distribuição mais uniforme em termos de EENS e de reserva de capacidade de transmissão;
- ✓ Identificar as configurações evolutivas mais críticas em termos de reserva de capacidade de transmissão e de nível de risco;
- ✓ Estabelecer outros índices de confiabilidade equivalentes, derivados de $EENS_t^a$;
- ✓ Realizar análise de trade-off do tipo $CTOT_{eq}^a \times EENS_{eq}^a$.

Constatou-se ainda que, através da comparação das PPA_{eq}^a com os valores dos índices anuais PPA_t^a do período de análise é possível:

- ✓ Pesquisar e definir níveis de perdas máximas aceitáveis para as configurações evolutivas tecnicamente viáveis;
 - ✓ Ajustar a seqüência de adições de reforços de transmissão de modo a obter, ao longo do período de estudo, uma evolução com uma distribuição mais uniforme em termos de perdas ativas;
 - ✓ Identificar as configurações evolutivas mais críticas em termos de capacidade de transporte de energia e nível de perdas ativas;
 - ✓ Realizar análise de trade-off do tipo $CTOT_{eq}^a \times PPA_{eq}^a$.
- ⇒ Modelos dos custos equivalentes incorridos pela empresa, representados pelos custos de investimentos mais perdas ativas, e dos custos equivalentes incorridos pelos consumidores, representados de forma agregada pelos custos das expectativas de energias não supridas (custos das interrupções).

Chama-se a atenção de que, com as concepções destes modelos tornou-se possível conciliar a avaliação do valor das perdas ativas e da confiabilidade, expressos através dos parâmetros **CPPA** e **CENS**, respectivamente, e as suas inclusões na "função objetiva" do problema de minimização do custo total;

Foram feitas análises de sensibilidades dos valores do **CPPA** e do **CENS** frente às variações dos parâmetros de taxa de desconto e de horizonte de estudo.

- ⇒ Modelo e critério de parada de postergação de adições de reforços (CPPR), com a finalidade de reduzir ramos da árvore de configurações evolutivas gerada pelo processo de combinações de postergações de adições de reforços.

Chama-se a atenção de que o CPPR desenvolvido está em consonância com os conceitos de benefícios econômicos e custos, o qual estabelece que a condição de aceitabilidade de um conjunto de adições de reforços de transmissão deve atender a seguinte relação:

$$\sum_k B_k^{RS \rightarrow RI} \geq \sum_k C_k^{RS \rightarrow RI} \quad (4.76)$$

Constatou-se que através deste conceito foi possível desenvolver o CPPR em função de um custo, o qual denominamos de custo unitário de interrupção do sistema (Ceis) com dimensão de US\$/MWh, ou seja, de mesma dimensão do custo unitário de interrupção (Cuf).

Salienta-se que com a introdução do **Ceis** torna-se possível avaliar até que ponto é economicamente vantajoso adiar as adições de um ou mais reforços de transmissão previstos para a rede dimensionada com o critério de "N-1" componentes.

Finalmente concluiu-se que este custo tem a capacidade de identificar e eliminar, durante o processo de formulação das configurações evolutivas, as AET extremas, as quais se situam nas regiões extremas do plano cartesiano $CTOT_{eq}^a \times EENS_{eq}^a$;

- Modelo de hierarquização, traduzido por um indicador de mérito econômico – **IME** e critério de ordenação de configurações evolutivas, que passaram pelo crivo do CPPR.

Constatou-se que o modelo de hierarquização desenvolvido leva em consideração as parcelas de custos relevantes para definição das adições de reforços, através da quantificação econômica de suas influências nos valores dos IME.

Pode-se inferir das análises realizadas que, o IME tende priorizar de forma eficiente e correta as seqüências de adições de reforços de transmissão de baixos dispêndios e cujo efeito sobre os consumidores são importantes.

Observa-se ainda que os valores de IME associados a todas as AET apresentam valores maiores que a unidade, significando que todas as seqüências de adições de reforços de transmissão são economicamente atrativas;

- Modelo de definição do conjunto de decisão reduzido - **CD**, formado pelas AET Pareto-ótimas, pertencentes à fronteira de eficiência econômica – FEE.

Chama-se a atenção de que, da forma como foi concebido, o IME também permite identificar as AET **Pareto-Ótimas**, as quais se localizam na curva de trade-off $CTOT_{eq}^a \times EENS_{eq}^a$ e próximas a esta curva;

- Modelo e critério de seleção da AET de menor custo total e EENS ótima, contemplando o indicador de mérito econômico associado à cada AET Pareto-ótima.

Foi possível inferir que, com este tipo de indicador de mérito econômico fica estabelecida uma nova escala para o tratamento das variáveis de decisão, onde os aspectos relativos à confiabilidade das AET, das perdas ativas, dos custos unitários de interrupção e de perdas ativas, são tratados conjuntamente e de forma sistêmica;

4.5.2 Aspectos Relativos à Modelagem da Rede

Com relação aos aspectos relativos à modelagem estocástica da rede de transmissão e de distribuição de fluxo de potência na rede destacam-se os seguintes:

- Tal como na ABVC, a ABTI também considera a aleatoriedade das cargas e das falhas das linhas de transmissão e equipamentos de subestações. Portanto, incorporam a natureza estocástica dos dados de entrada do problema do PET aos modelos de representação da rede de transmissão.

As incorporações destes parâmetros contribuem para uma representação mais fiel do comportamento da rede de transmissão, e conseqüentemente, para obter uma solução mais robusta para o problema do PET a multiestágios de tempo, em termos técnicos e econômicos;

- Todo o processo de tomada de decisão, relativo às adições de reforços de transmissão, está fundamentado em análises de custos e de confiabilidade, no que diz respeito ao aspecto de adequação da rede de transmissão.

A análise de confiabilidade objetiva identificar os estados operativos da rede de transmissão, definida por sua configuração topológica. Logo, para a análise dos possíveis estados operativos da rede de transmissão e cálculo dos índices de confiabilidade, foi utilizado um modelo de natureza estocástica e os valores estatísticos do comportamento passado que caracteriza cada um dos componentes da rede de transmissão;

- Todo o processo de tomada de decisão realizado com a ABTI, quer seja nas adições de reforços quer seja na seleção da AET mais econômica, está fundamentado na premissa de análises de distribuição de fluxo de potência não linear.

Por haver gradientes de tensão nos circuitos da rede de transmissão, o modelo de fluxo de potência não linear possibilita o cálculo exato das potências de perdas ativas, ao longo do horizonte de estudo;

- Os modelos utilizados pela ABTI são adequados a qualquer horizonte de estudo, inclusive as análises que envolvem o **HPCP** e **HPMP**, nos quais os requisitos de suportes de reativos são determinantes na definição da seqüência de adições dos reforços de transmissão.

4.5.3 Aspectos Relativos aos Critérios de Adições

Iniciamos esta discussão afirmando que a ABTI introduziu uma mudança substancial no conceito do critério de adições de reforços de transmissão ao longo do período de estudo, em relação ao conceito explicitado na ABVC.

Na ABTI, a identificação do **Quando** e **Onde** as adições de reforços devem ser implantados na rede de transmissão são efetuadas com base nas análises dos custos e dos benefícios associados aos adiamentos das adições de reforços pertencentes as AET Pareto-ótimas - $I^* \in CD$, as quais passaram pelo crivo do CPPR e da análise de dominância.

Essencialmente, são cotejados os ganhos decorrentes das postergações de investimentos e os aumentos das energias não supridas e das perdas ativas. Neste sentido, o **Quando** e **Onde** implantar as adições dos reforços de transmissão fica caracterizado quando os custos superam os benefícios resultantes, indicando que adiamentos não são economicamente vantajosos.

4.5.4 Aspectos Relativos à Função Custo

De forma objetiva percebe-se que a ABTI também introduziu uma mudança substancial na **função custo** do problema de otimização do PET a multiestágios de tempo, em relação a ABVC. Com esta abordagem metodológica, o processo de intensificação da busca da seqüência de adições dos reforços de transmissão é baseada no custo total atualizado das AET Pareto-ótimas - $I^* \in CD$, conforme indicado na seguinte função.

$$CTOT_{ABTI}^{I^*} = f(CINV_{eq}^{I^*}, CPPA_{eq}^{I^*}, CENS_{eq}^{I^*}, IME_{eq}^{I^*}, D_t) \quad (4.77)$$

Infer-se desta função que, a adoção desta nova concepção rebate nos custos de investimentos em adições de reforços de transmissão e de perdas ativas, e em conseqüência, na otimização dos níveis de reserva de capacidade de transmissão e de EENS as classes consumidoras, oferecidas pelas configurações evolutivas Pareto-ótimas.

Chama-se a atenção de que com esta concepção é possível avaliar o quanto custa aumentar ou diminuir o requisito de confiabilidade, e em conseqüência, o requisito de reserva de capacidade de transmissão de cada AET Pareto-ótima.

4.5.5 Aspectos Relativos à Solução de Menor Custo

A seleção da AET de menor valor atual dos custos de investimentos, de perdas ativas e de interrupção de fornecimento de energia, dentre as configurações evolutivas Pareto-ótimas, é feita por meio de uma regra de decisão mais abrangente que a utilizada pela ABVC, e tem a seguinte forma:

$$\text{Rd}_{\text{ABTI}} = \text{Min}_{I^*} \text{CTOT}_{\text{ABTI}}^{I^*} \quad (4.78a)$$

Sujeito a:

$$g_t^{I^*}(x, y) = 0 \quad (4.78b)$$

$$h_t^{I^*}(x, y) \leq 0 \quad (4.78c)$$

$$\underline{x}_t^{I^*} \leq x_t^{I^*} \leq \overline{x}_t^{I^*} \quad (4.78d)$$

$$\text{IME}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{IME}_{\text{eq}(\text{max})}^{I^*} \quad (4.78e)$$

$$\text{EENS}_{\text{eq}}^{I(\text{ot})} = \text{EENS}_{\text{eq}(\text{min})}^{I^*} \quad (4.78f)$$

Observe que, os custos descritos nas equações (4.78a), estão em consonância com o critério de escolha da AET de menor custo total atualizado, e de modo a atender a um índice de mérito econômico (4.78e), um critério confiabilidade probabilístico (4.78f) e as restrições de igualdades e desigualdades do modelo de fluxo de potência, representadas pelas equações (4.78b, 4.78c, e 4.78d).

Com esta concepção, a ABTI supera as limitações apresentadas pela ABVC através da incorporação de um indicador de mérito econômico no processo de pesquisa da seqüência de adições de reforços de mínimo custo total, nível de confiabilidade ótimo e máxima relação benefício/custo.

Em termos do tempo ótimo – t^* de implantação das adições de reforços de transmissão e da quantidade ótima econômica – q^* , a Rd_{ABTI} adotada na ABTI toma a seguinte forma algébrica:

$$\text{Rd}_{\text{ABTI}} = \text{Min}_{q^*, t^*} \text{CTOT}_{\text{eq}}^{I^*} = \text{Min}_{q^*, t^*} \{ [\text{CINV}_{\text{eq}}^{I^*} + \text{CPPA}_{\text{eq}}^{I^*}] + \text{CENS}_{\text{eq}}^{I^*} \} \quad (4.79)$$

Capítulo 5

Aplicação da Metodologia de Otimização ao Planejamento da Área Leste da CHESF

5.1 Introdução

Este capítulo tem como principal objetivo relatar os resultados da aplicação dos modelos que compõem a metodologia de otimização ao problema do PET da área Leste da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - **CHESF**, através de um estudo de caso real, envolvendo todas as etapas preconizadas no capítulo 4, descrevendo como foram:

- Obtidos os sistemas de referência superior S_t^{RS} e de referência inferior S_t^{RI} ;
- Formuladas e hierarquizadas todas as configurações evolutivas dos sistemas intermediários S_t^I ;
- Obtida a curva de Trade-off $CTOT_{eq}$ x $EENS_{eq}$, ou seja, a Fronteira de Eficiência Econômica - FEE;
- Obtida a AET ótima do ponto de vista do Trade-off $CTOT_{eq}$ x $EENS_{eq}$ e do indicador de mérito econômico - IME_{eq} .

Apresenta também o contexto da aplicação da metodologia de otimização, o perfil da CHESF e as principais características do sistema de transmissão da área Leste.

5.2 Contexto da Aplicação da Metodologia

O estudo de caso a ser apresentado nos itens que se seguem foi desenvolvido na CHESF, no Departamento de Estudos do Sistema de Transmissão – DES solicitado pela Superintendência de Planejamento da Expansão – SPE, em um contexto de escassez de recursos financeiros para investimentos em que passava o setor elétrico brasileiro, onde se tornava cada vez mais remota a possibilidade de se dispor de volumes de recursos financeiros nos níveis disponíveis na década de 70.

As restrições financeiras impostas ao setor elétrico postergavam, constantemente, os reforços de transmissão previstos para a expansão, levando o sistema a configurações que não atendiam ao critério de “N-1” componentes da rede elétrica, que exigiam elevados níveis de recursos para investimentos. O desafio tornou-se, então, elaborar um planejamento possível de ser concretizado e que refletisse um custo total e um nível de confiabilidade compatível com a disponibilidade de recursos financeiros da empresa.

A necessidade de se adequar a esta realidade, revendo os processos e critérios adotados para se planejar a expansão da transmissão, foi o grande motivador do desenvolvimento conceitual da metodologia descrita no capítulo 4 e da aplicação ao planejamento da transmissão da área Leste da CHESF

No primeiro semestre de 1995 iniciou-se o processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RE-SEB, que atualmente ainda está em fase de conclusão, sendo extinto o referido subgrupo. Novas entidades foram criadas, como a Agência Reguladora - **ANEEL**, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - **ONS**, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - **CCPE**.

Nesta nova indústria de energia elétrica, o CCPE foi criado no mês de dezembro do ano passado, com a finalidade de substituir o antigo **GCPS**, e se amoldar aos desafios do planejamento exigidos pelo novo ambiente, o qual é indicativo para a geração. No caso da transmissão, ele é indicativo ou determinativo, dependendo do horizonte considerado.

Os desafios associados ao problema do planejamento da expansão da transmissão – PET, a multiestágios de tempo, bem como aos aspectos de confiabilidade e economicidade tarifária envolvidos, necessitam de um suporte metodológico de amplo espectro, envolvendo as áreas de sistemas de energia elétrica, pesquisa operacional e probabilidade aplicada.

A dificuldade aumenta na medida em que as decisões de investimento de transmissão são repassadas às tarifas de transmissão e, em última escala, ao consumidor final de energia elétrica.

Neste novo contexto, onde todos os agentes buscam minimizar os custos de transmissão, sem comprometimento da confiabilidade da rede elétrica, a metodologia de otimização proposta torna-se novamente bastante promissora e adequada aos objetivos do novo ambiente de competição.

5.3 Perfil da CHESF

Ao longo de mais de 50 anos de existência, a CHESF tem sido um dos grandes vetores de desenvolvimento do Nordeste, garantindo o atendimento ao mercado de energia elétrica da região, que cresce com taxas superiores à média nacional.

Com um parque gerador de 10.748 mil de MW (cerca de 18% do Brasil), produzindo 45.320 mil GWh (cerca de 15% do Brasil), juntamente com uma rede de transmissão com 17 mil quilômetros de linhas de transmissão nas tensões de 500 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV e 83 subestações, com capacidade total de transformação de 28.812 MVA, é a maior Empresa do setor elétrico brasileiro, em capacidade instalada, fornecendo energia às concessionárias de distribuição e aos grandes complexos industriais da região, suprindo uma população superior a 40 milhões de habitantes, o que corresponde a cerca de 25% da população nacional.

O total de vendas de energia elétrica para os oito estados da região Nordeste está atualmente distribuído da seguinte forma:

- ☉ Bahia – 37,1%;
- ☉ Pernambuco – 18,4%;
- ☉ Ceará – 14,3%;
- ☉ Alagoas – 8,7%;
- ☉ Rio Grande do Norte – 6,6%;
- ☉ Paraíba – 6,3%;
- ☉ Sergipe – 5,2%;
- ☉ Piauí – 3,4%.

Já em termos da estrutura de participação das classes de consumo de energia elétrica da região Nordeste tem a seguinte distribuição porcentual:

- ☉ Industrial – 42%;
- ☉ Residencial – 27%;
- ☉ Comercial – 13%;
- ☉ Rural – 4%;
- ☉ Outros – 14%.

5.3.1 Sistema de Transmissão da CHESF

Desde 1995 a CHESF está implantando o maior programa de expansão do sistema de transmissão de sua história, que até o ano 2001 prevê investimentos da ordem de R\$ 2,1 bilhões. O programa contempla a construção de mais de 5.400 km de linhas de transmissão e instalação de 8.000 MVA de transformação. Juntas, as novas linhas e subestações viabilizarão o escoamento da energia gerada pelas usinas até os centros consumidores, atendendo com maior qualidade de energia a demanda do Nordeste. Dentre os principais empreendimentos, destacam-se:

- A linha de transmissão Teotônio Vilela (antiga subestação Messias)/Recife II, na tensão de 500 kV, que aumentou em cerca de 30% a oferta de energia elétrica para Pernambuco, Paraíba, Alagoas e Rio Grande do Norte;
- Segunda linha de transmissão da Interligação Norte/Nordeste, Presidente Dutra/Fortaleza, na tensão de 500 kV, com as subestações de Sobral, Teresina e Fortaleza, que além de atender ao Ceará, aumenta a capacidade de transferência da energia gerada na usina de Tucuruí e nas usinas do Sul/Sudeste, através da Interligação Norte/Sul;
- Complementação da linha de transmissão Recife II/Pau ferro/Campina Grande/Natal, que permite maior oferta de energia aos estados do Rio Grande do Norte, da Paraíba e de Pernambuco;
- A linha de transmissão Xingó/Jardim/Camaçari, em 500 kV, que possibilita o escoamento da energia gerada em Xingó e permite mais um eixo de transmissão na tensão de 500 kV, para atendimento aos estados de Sergipe e da Bahia, garantindo maior qualidade de energia e confiabilidade no atendimento.

5.3.2 Área Leste da CHESF

A área Leste do sistema de transmissão da CHESF abrange os seguintes estados da região Nordeste: Pernambuco, Alagoas, Paraíba e Rio Grande do Norte. Os principais centros de consumos de energia destes estados são, respectivamente: Recife, Maceió, João Pessoa e Natal, os quais são supridos a partir das usinas hidrelétricas distribuídas ao longo do rio São Francisco, constituído pelas usinas de Sobradinho, Itaparica (atualmente denominada de Luis Gonzaga), Complexo de Paulo Afonso, e pela usina hidrelétrica Xingó.

A Figura 5.1 mostra a topologia da rede de transmissão inicial de mínimo custo obtida mediante a ABCA (ver capítulo 3) como solução do problema do PET a multiestágios de tempo, em um horizonte de dez anos.



Figura 5.1: Rede de Transmissão Inicial de Mínimo Custo da Área Leste da CHESF

O sistema de transmissão do tronco Leste é composto de circuitos elétricos que operam nas tensões de 500 kV e 230 kV, partindo da subestação Paulo Afonso para as subestações Angelim, Recife II e de um circuito simples de 500 kV partindo da subestação Xingó para as subestações Messias (atualmente denominada de Teotônio Vilela) e Recife II.

Da subestação de Recife II deriva toda a rede de suprimento à região metropolitana do Recife, à região de zona da mata de Pernambuco e à cidade de João Pessoa.

Da subestação Angelim derivam os circuitos das linhas de transmissão em 230 kV Angelim/Campina Grande/Natal, os quais são responsáveis pelo suprimento de grande parte do mercado de energia elétrica dos estados da Paraíba e do Rio Grande do Norte, e a região do agreste de Pernambuco.

Salienta-se ainda que o atendimento a parte do mercado do Rio Grande do Norte, região de Mossoró e Açu, é feito por meio de um circuito de 230 kV que parte da subestação Banabuiú localizada na área Norte do sistema CHESF.

Os circuitos da linha de transmissão Angelim/Rio Largo, também no nível tensão de transmissão em 230 kV, são responsáveis pelo atendimento à cidade de Maceió e quase todo o mercado de energia do estado de Alagoas.

5.4 Definições dos Sistemas de Referências

A seguir são apresentados os resultados da aplicação dos modelos incorporados na metodologia proposta para as análises de adequação e de síntese de rede na definição das configurações evolutivas do Sistema de Referência Superior - S_t^{RS} , mais adequado às incertezas exógenas, e do Sistema de Referência Inferior - S_t^{RI} .

5.4.1 Obtenção do Sistema de Referência Superior - S_t^{RS}

Para definição das topologias das configurações evolutivas deste sistema de referência foi utilizada a seqüência de análises ilustradas na Figura 4.11 do capítulo 4, as quais foram realizadas através das tarefas FPCN, FPCE, DINA, TRAN, CONF e ECON, utilizando os dados e premissas apresentadas no Anexo 1, que contém:

- ⊕ Representação da rede de transmissão;
- ⊕ Limites de carregamentos de linhas de transmissão e equipamentos;
- ⊕ Modelo de curva de carga;
- ⊕ Indisponibilidades dos componentes da rede de transmissão;
- ⊕ Projeção de mercado de energia elétrica;
- ⊕ Custos dos equipamentos e linhas de transmissão;
- ⊕ Modelos computacionais para simulação da rede de transmissão.

5.4.1.1 Adições de Reforços Recomendados Para o Sistema S_t^{RS}

A execução da seqüência de tarefas mencionadas, considerando um único cenário de geração e de demanda de energia elétrica, resulta em um sistema de transmissão com um inevitável sobre-custo de investimentos, em virtude do conservadorismo do critério de planejamento baseado em contingência simples.

Este é o motivo para que se otimize a confiabilidade e a reserva de capacidade de transmissão da referida rede, e conseqüentemente, a seqüência de adições de reforços de transmissão, planejados com este critério extremamente conservador.

As adições de reforços de transmissão recomendados para atendimento ao crescimento dos mercados de cada subárea da área Leste com o critério "N-1", em um horizonte de dez anos, e os correspondentes custos de implantações, em mil dólares, estão descritas a seguir, e ilustrada na Figura 5.2, em função da sua localização eletrogeográfica.

1. Subárea 1

R_1^4 - LT 500 kV Messias/Recife, no ano 1: US\$ 44.022;

R_1^5 - 2º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, no ano 1: US\$ 11.241;

R_{10}^{11} - LT500 kV Xingó/Messias - C2, no ano 10: US\$ 53.625.

2. Subárea 2

R_1^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, no ano 1: US\$ 9.336;

R_1^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, no ano 1: US\$ 7.779;

R_3^6 - LT 230 kV Recife II/Mussurú - C1, no ano 3: US\$ 21.816;

R_4^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro- C2/Campina Grande, no ano 4: US\$ 15.788;

R_5^8 - LT 230 kV Pau Ferro/Mussurú - C1, no ano 5: US\$ 18.321;

R_6^9 - LT230 kV Recife II/Pau Ferro C2, no ano 6: US\$ 7.614;

R_7^{10} - 4º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Recife II, no ano 7: US\$ 11.241.

3. Subárea 3

R_1^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu, no ano 1: US\$ 24.563.

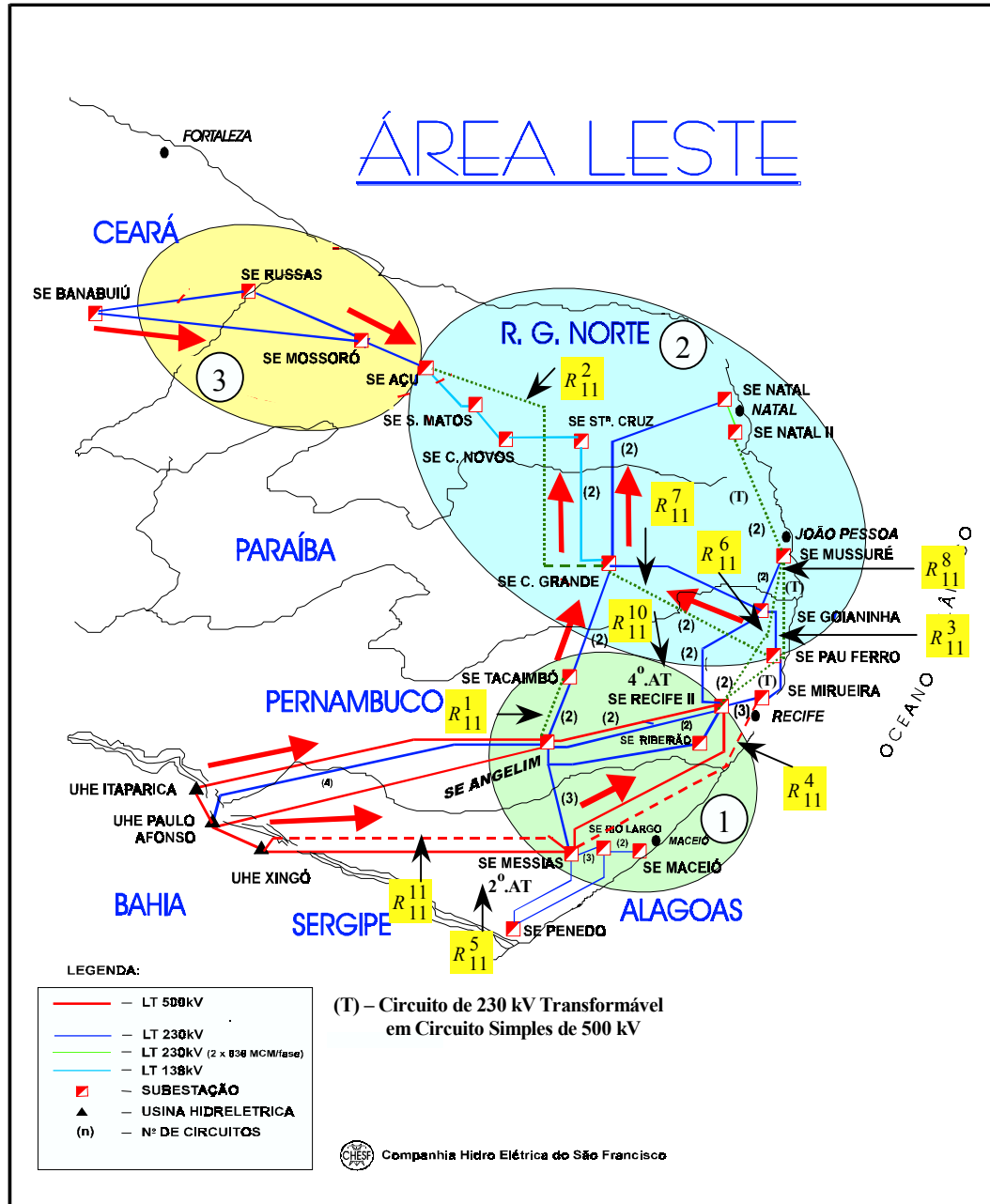


Figura 5.2: Rede de Transmissão de Mínimo Custo Planejada Com o Critério “N-1”

5.4.2 Obtenção do Sistema de Referência Inferior S_t^{RI}

Para definição das topologias das configurações evolutivas deste sistema de referência foi utilizada a seqüência de análises ilustradas na Figura 4.12 do capítulo 4, as quais foram realizadas através das tarefas FPCN, FPCE, DINA, TRAN, CONF e ECON.

5.4.2.1 Adições de Reforços Recomendados Para o Sistema S_t^{RI}

Com a finalidade de evitar violações operativas provenientes de sobrecargas e de sub-tensões apenas em condições normais de operação, o sistema de transmissão necessitou das adições dos reforços, para atendimento ao crescimento do mercado de cada subárea da área Leste, nas datas indicadas a seguir:

➤ Subárea 1

R_3^4 – LT 500 kV Messias/Recife, no ano 3: US\$ 44.022;

R_2^5 – 2º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, no ano 2: US\$ 11.241.

R_{10}^{11} - LT500 kV Xingó/Messias - C2, no ano 10: US\$ 53.625.

➤ Subárea 2

R_4^1 – LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, no ano 4: US\$ 9.336;

R_3^3 – LT 230 kV Mirueira/Goianinha, no ano 3: US\$ 7.779;

R_7^6 – LT 230 kV Recife II/Mussurú - C1, no ano 7: US\$ 21.816;

R_6^7 – LT 230 kV Recife II/Pau Ferro - C2/Campina Grande, no ano 5: US\$ 15.788;

R_7^8 – LT 230 kV Pau Ferro/Mussurú - C1, no ano 7: US\$ 18.321;

R_{10}^9 - LT230 kV Recife II/Pau Ferro C2, no ano 10: US\$ 7.614;

R_{10}^{10} - 4º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Recife II, no ano 10: US\$ 11.241.

➤ Subárea 3

R_5^2 – LT 230 kV Campina Grande/Açu, no ano 5: US\$ 24.563.

5.4.3 Análise Comparativa dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

A seguir é feita uma análise comparativa do desempenho dos sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} , definidos, respectivamente, com os critérios de planejamento “N-1” e “N-0” componentes da rede de transmissão, em termos de custos de investimentos, de potências de perdas ativas e de confiabilidade de atendimento ao crescimento do mercado no horizonte decenal de estudo, traduzida em termos de EENS.

5.4.3.1 Análise de Investimento dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

A Figura 5.3 mostra as evoluções dos custos de investimentos, em milhões de dólares, dos sistemas de referências S_t^{RS} (critérios "N-1") e S_t^{RI} (critério "N-0").

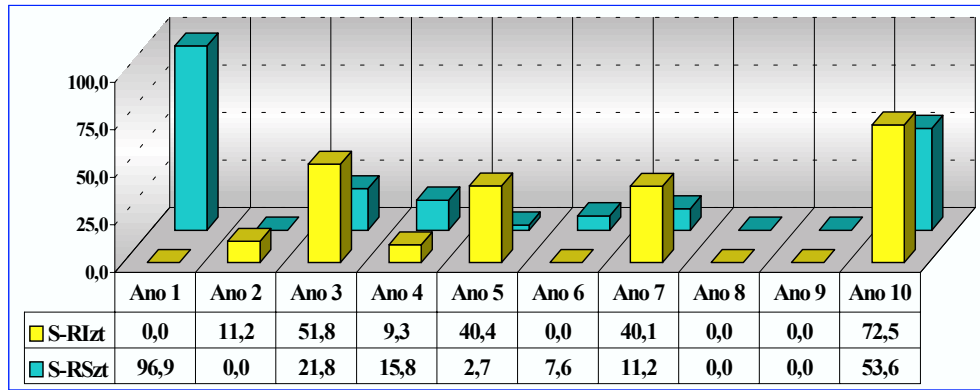


Figura 5.3: Comparação dos Custos de Investimentos dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

5.4.3.2 Análise de Confiabilidade dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

A Figura 5.4 mostra as evoluções das EENS anuais (em MWh/ano) dos sistemas de referências S_t^{RS} e S_t^{RI} , planejados para atenderem aos critérios "N-1" e "N-0", respectivamente.

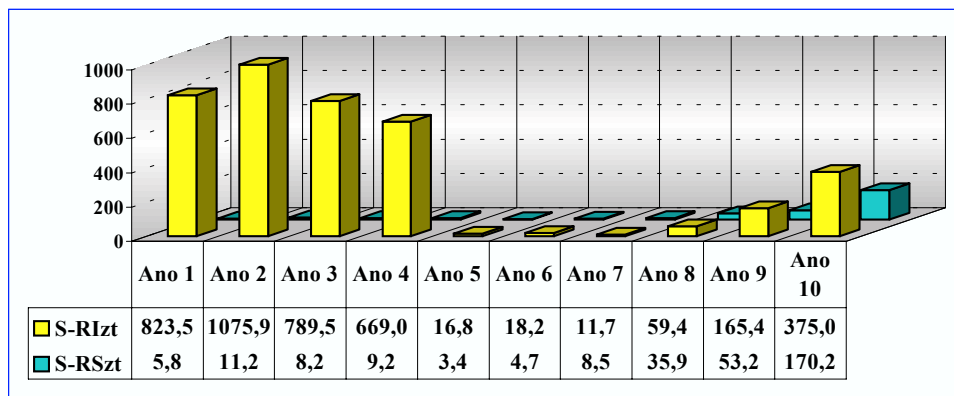


Figura 5.4: Evoluções das EENS dos Sistemas de Referências S_t^{RS} e S_t^{RI}

A análise destes valores mostra que os efeitos das postergações dos reforços de transmissão previstos para o sistema S_t^{RS} são refletidos de forma mais marcantes nos quatro primeiros anos.

Neste período os níveis de riscos das configurações evolutivas do sistema S_t^{RI} sofrem aumentos substanciais. As reduções das EENS verificadas nos anos 3 e 4 foram decorrentes das adições dos reforços de transmissão 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 reforços de transmissão 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 reforços de transmissão R_7^6 e R_7^8 .

Como nos anos 8, 9 e 10 nenhum reforço foi adicionado ao sistema de transmissão, a EENS aumentou em função do crescimento da demanda de energia.

5.4.3.3 Comportamentos das EENS dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

Conforme já discutido, no item 4.3.2, as postergações das adições dos reforços de transmissão produzem variações oscilantes nas EENS em torno de um valor médio. Este comportamento variável do índice de risco está ilustrado na Figura 5.5 no contexto deste estudo de caso, onde se mostram as oscilações das EENS para as configurações evolutivas dos sistemas de referências S_t^{RS} e S_t^{RI} . Os valores médios das $EENS_t^{RS}$ e $EENS_t^{RI}$, associados aos referidos sistemas, são da ordem de 14 MWh/ano e 481 MWh/ano, respectivamente.

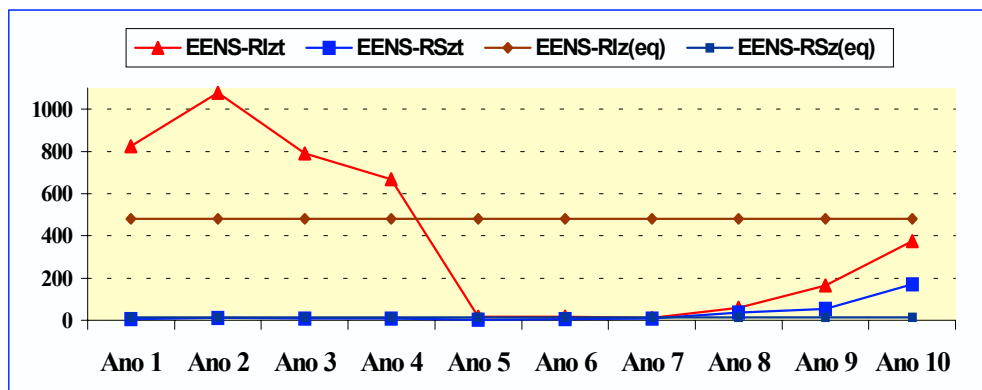


Figura 5.5: Oscilações das EENS dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} em Torno da Média

5.4.3.4 Análise de Perdas Ativas dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

A Figura 5.6 mostra as evoluções das PPA anuais (em MW) dos sistemas de referência superior S_t^{RS} e de referência inferior S_t^{RI} , planejados para atenderem aos critérios "N-1" e "N-0", respectivamente.

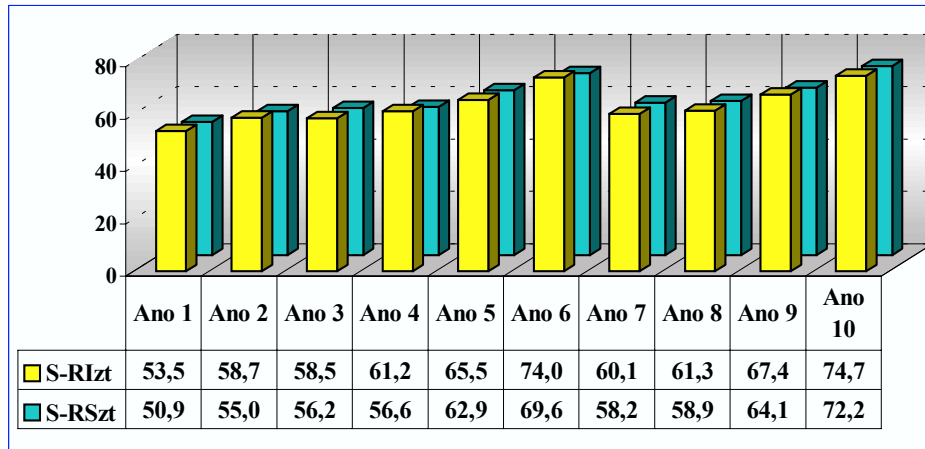


Figura 5.6: Evolução das PPA dos Sistemas de Referências S_t^{RS} e S_t^{RI}

A análise destes valores mostra que as PPA 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, foi decorrente das adições dos reforços de transmissão 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 reforços de transmissão R_7^6 e R_7^8 .

Como nos anos 8, 9 e 10 nenhum reforço foi adicionado ao sistema de transmissão a PPA cresce rapidamente a taxas de cerca de 2%, 10% e 11%, respectivamente.

5.4.3.5 Comportamentos das PPA dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

Conforme discutido no item 5.4.1, as postergações das adições dos reforços de transmissão produzem variações oscilantes nas PPA 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 5.7 no contexto deste estudo de caso, onde se mostram as oscilações das PPA para as configurações evolutivas dos sistemas de referência superior S_t^{RS} e inferior S_t^{RI} . Os valores médios de PPA_t^{RS} e PPA_t^{RI} , associados aos referidos sistemas, são da ordem de 59 MW e 62 MW, respectivamente.

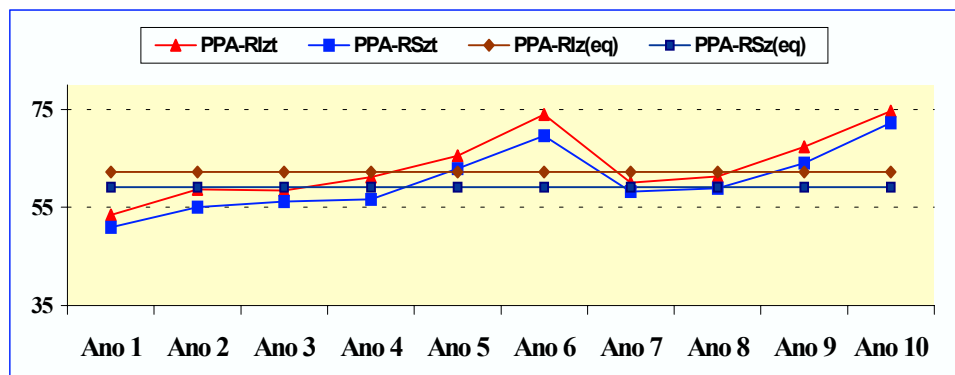


Figura 5.7: Oscilações das PPA dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI} em Torno da Média

5.4.4 Principais Constatações dos Sistemas S_t^{RS} e S_t^{RI}

Através da análise dos resultados obtidos para este estudo de caso e apresentados nas Figuras pode-se extrair as seguintes principais constatações relativas aos sistemas de referências S_t^{RS} e S_t^{RI} :

- As configurações evolutivas dimensionadas para suportar a perda de qualquer um de seus componentes, apesar apresentarem baixos valores de $EENS_{eq}^{RS}$ apresentaram custos de investimentos elevados;
- No outro extremo, as configurações evolutivas dimensionadas para suportar contingência simples com corte de carga, apesar de apresentarem elevados valores de $EENS_{eq}^{RI}$, apresentam baixos custos de investimentos;

- ⇒ No contexto deste estudo de caso, o valor presente dos custos de investimentos do sistema de referência S_t^{RI} é de cerca de 59,5% menor que o custo do sistema de referência S_t^{RS} , enquanto a $EENS_{eq}^{RI}$ é da ordem de 33 vezes maior;
- ⇒ Já a perda ativa equivalente do sistema S_t^{RI} , ou seja, a PPA_{eq}^{RI} resultou em um acréscimo da ordem de 5,4% em relação as perdas do sistema S_t^{RS} .

5.5 Definição dos Sistemas Intermediários S_t^I

As principais constatações descritas no item anterior evidenciaram de forma bastante clara o conflito existente entre a necessidade de capacidade de investimento elevada, associada ao sistema S_t^{RS} , e a redução drástica da qualidade associada ao sistema S_t^{RI} .

Diante deste fato torna-se necessário vislumbrar outras AET intermediárias a estes dois sistemas de referência superior e inferior, com o objetivo de compatibilizar, racionalmente, a qualidade de atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica, com os recursos disponíveis para investimentos.

Neste sentido, durante as definições das configurações dos sistemas intermediários S_t^I , foram analisadas todas as combinações possíveis de adições de reforços de transmissão, para obtenção dos custos e das $EENS_t^I$ anuais das configurações evolutivas, para o período decenal do estudo de caso em análise.

5.5.1 Análise de Confiabilidade do Primeiro Ano

Neste ano são previstas cinco adições de reforços de transmissão para atender ao critério de "N-1" componentes da rede, sendo duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea ①**, duas para atendimento ao crescimento do mercado de energia da **subárea ②**, e duas para atendimento a **subárea ③**. Portanto, não foi necessário nenhum reforço para atender ao critério "N-0".

As possibilidades de adições destes cinco reforços de transmissão à configuração do primeiro ano do horizonte decenal podem ser feitas de trinta e duas maneiras diferentes

(combinações). Na Tabela 5.1 são apresentados os valores de $EENS_1^I$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.1: $EENS_1^I$ (MWh/ano) do Primeiro Ano do Horizonte Decenal de Análise

| Sistemas - $S_1^{RI} + R_1^I$ (Subáreas ② e ③) | | Reforços de Transmissão Adicionados (Subárea ①) | | |
|---|-------|--|----------------------------|------------------------------------|
| | | $S_1^4 = S_1^{RI} + R_1^4$ | $S_1^5 = S_1^{RI} + R_1^5$ | $S_1^{4,5} = S_1^{RI} + R_1^{4,5}$ |
| S_1^{RI} | 823,5 | 812,5 | 841,6 | 822,0 |
| | | R_1^4 | R_1^5 | $R_1^{4,5}$ |
| $S_1^1 = S_1^{RI} + R_1^1$ | 361,9 | 418,2 | 359,3 | 394,4 |
| $S_1^2 = S_1^{RI} + R_1^2$ | 756,0 | 649,1 | 743,0 | 742,8 |
| $S_1^3 = S_1^{RI} + R_1^3$ | 667,8 | 634,2 | 666,9 | 633,0 |
| $S_1^{1,2} = S_1^{RI} + R_1^{1,2}$ | 138,8 | 202,3 | 128,8 | 178,9 |
| $S_1^{1,3} = S_1^{RI} + R_1^{1,3}$ | 304,4 | 287,0 | 303,7 | 286,4 |
| $S_1^{2,3} = S_1^{RI} + R_1^{2,3}$ | 501,6 | 362,9 | 502,2 | 364,1 |
| $S_1^{1,2,3} = S_1^{RI} + R_1^{1,2,3}$ | 107,9 | 6,8 | 108,0 | 5,8 |

Em seguida é feita uma análise dos valores das $EENS_1^I$ dos sistemas S_1^I , obtidas para este estudo de caso, para o primeiro ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.1.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_1^{RI}

A adição do reforço R_1^4 , previsto para a **subárea** ①, reduz a $EENS_1^{RI}$ do sistema de referência inferior S_1^{RI} em torno de $823,5-812,5=11$ MWh/ano.

Já a adição isolada do reforço R_1^5 , também previsto para a **subárea** ①, provoca um aumento na $EENS_1^{RI}$ da ordem de $841,6-823,5=18,1$ MWh/ano. Este fato ocorre devido ao aumento da sobrecarga da LT 230 kV Recife/Goianinha verificado quando da contingência de qualquer um dos dois circuitos existentes.

Visto que as adições individuais dos reforços R_1^4 e R_1^5 provocam efeitos contrários, ou seja, uma de reduzir a $EENS_1^{RI}$ do sistema S_1^{RI} e a outra de aumentar, a adição simultânea destes dois reforços de transmissão resulta em uma redução da ordem de apenas $823,5-822,0=1,5$ MWh/ano.

Entre as adições dos reforços R_1^1 e R_1^3 , ambos previstos para a **subárea** ②, o primeiro se apresentou mais eficiente, uma vez que a redução da $EENS_1^{RI}$ do sistema S_1^{RI} é da ordem de $823,5-361,9=461,1$ MWh/ano. A outra adição provoca uma redução da ordem de $823,5-667,8=155,9$ MWh/ano. Já a adição do reforço de transmissão R_1^2 , também previsto para a **subárea** ②, resulta em uma redução da ordem de $823,5-756,0=67,5$ MWh/ano.

Por outro lado, entre as combinações dois a dois destes reforços, a adição do reforço de transmissão $R_1^{1,2}$ se mostrou mais eficiente, dado que a redução da $EENS_1^{RI}$ alcançou um valor da ordem de $823,5-138,8=684,7$ MWh/ano.

Com menor intensidade ocorre a redução da $EENS_1^{RI}$ provocada pela adição do reforço $R_1^{1,3}$, visto que o valor final alcança o patamar de $823,5-304,4=519,1$ MWh/ano. E por último o duplo reforço $R_1^{2,3}$ que resulta em uma redução de $823,5-501,6=321,9$ MWh/ano.

5.5.1.2 Evolução do Sistema S_1^1

A $EENS_1^1$ (359,3 MWh/ano) associada ao sistema S_1^1 , resultante das adições dos reforços R_1^1 e R_1^5 , é praticamente a mesma do sistema de referência S_1^{RI} , que é da ordem de 361,9 MWh/ano. Ou seja, a adição R_1^5 resultou em uma redução de apenas 2,6 MWh/ano.

Já a adição do reforço R_1^4 ou do duplo reforço $R_1^{4,5}$, no mesmo ano, aumenta a $EENS_1^1$ do sistema S_1^1 em cerca de $418,2-361,9=56,3$ MWh/ano e $418,2-394,4=32,5$ MWh/ano, respectivamente. Estes aumentos são provocados pela maior sobrecarga na LT 230kV Recife/Goianinha durante a emergência de um dos seus dois circuitos.

5.5.1.3 Evolução do Sistema S_1^2

Evoluir deste sistema para a configuração com o reforço R_1^4 adicionado provoca uma redução de cerca de $756,0-649,1=106,9$ MWh/ano do sistema S_1^2 . Apesar desta redução, observa-se uma maior sobrecarga do circuito remanescente da LT 230 kV Recife/Goianinha, durante a contingência simples dos seus dois circuitos.

A adição do reforço R_1^5 ou do duplo reforço de transmissão $R_1^{4,5}$, no mesmo ano, tem o efeito de reduzir a $EENS_1^2$ associada ao sistema S_1^2 em cerca de $756,0-743,0=13,0$ MWh/ano e $756,0-742,8=13,2$ MWh/ano, respectivamente. Neste caso as sobrecargas nos circuitos da LT 230 kV Recife/Goianinha são praticamente da mesma ordem de grandeza que o da configuração de partida.

5.5.1.4 Evolução do Sistema S_1^3

Para este sistema, a adição do reforço R_1^4 ou do duplo reforço de transmissão $R_1^{4,5}$, no mesmo ano, tem o efeito de reduzir a $EENS_1^3$ associada ao sistema S_1^3 em cerca de $667,8-634,2=33,6$ MWh/ano e $667,8-633,0=34,8$ MWh/ano, respectivamente.

Já adicionar ao sistema S_1^3 o reforço R_1^5 , praticamente não altera a $EENS_1^3$ associada ao sistema S_1^3 que é da ordem de 667,8 MWh/ano. Ou seja, a adição do reforço R_1^5 resultou em uma redução de apenas $667,8-666,9=0,9$ MWh/ano.

5.5.1.5 Evolução do Sistema $S_1^{1,2}$

Adição do reforço de transmissão R_1^5 ao sistema $S_1^{1,2}$ reduz a sua $EENS_1^{1,2}$ em cerca de $138,8-128,8=10,0$ MWh/ano.

Já a adição do reforço de transmissão R_1^4 provoca um aumento da ordem de $202,3-138,8=63,5$ MWh/ano na $EENS_1^{1,2}$ do sistema $S_1^{1,2}$. Este aumento é decorrente das maiores sobrecargas verificadas nos circuitos da LT 230 kV Recife/Goianinha.

Estas sobrecargas, em menores proporções, também são constatadas quando se adiciona a este sistema o duplo reforço de transmissão $R_1^{4,5}$, resultando em um aumento, em vez de redução, em cerca de $178,9-138,8=40,1$ MWh/ano na $EENS_1^{1,2}$ do sistema $S_1^{1,2}$.

5.5.1.6 Evolução do Sistema $S_1^{1,3}$

Adicionar o duplo reforço de transmissão $R_1^{1,3}$ ao sistema $S_1^{1,3}$, previstos para aumentar a capacidade de transmissão da **subárea** \textcircled{O} , e em seguida o reforço R_{11}^4 , reduz apenas $304,4-287,0=17,4$ MWh/ano a $EENS_1^{1,3}$ do sistema $S_1^{1,3}$.

Já adicionar ao sistema $S_1^{1,3}$ o reforço R_1^5 , praticamente não altera a $EENS_1^{1,3}$ associada ao sistema $S_1^{1,3}$. Ou seja, a adição do reforço R_1^5 resultou em uma redução de apenas $304,4-303,7=0,7$ MWh/ano.

A adição do duplo reforço de transmissão $R_1^{4,5}$, previstos para **subárea** \textcircled{O} , também não reduz de forma significativa a $EENS_1^{1,3}$ do sistema $S_1^{1,3}$, visto que a redução é de apenas $304,4-286,4=18,0$ MWh/ano.

5.5.1.7 Evolução do Sistema $S_1^{2,3}$

Neste ano, adicionar apenas o reforço de transmissão R_1^4 ao sistema $S_1^{2,3}$ provoca uma redução da ordem de $501,6-362,9=0,6$ MWh/ano 138,7 MWh/ano.

Por outro lado, a adição do reforço R_1^5 ao sistema $S_1^{2,3}$ tem o efeito de aumentar a sua $EENS_1^{2,3}$ da ordem de $502,2-501,6=0,6$ MWh/ano.

Visto que a adição isolada do reforço R_1^4 não agrega confiabilidade ao sistema $S_1^{2,3}$, a dupla adição $R_1^{4,5}$ reduz em cerca de $501,6-364,1=137,5$ MWh/ano a $EENS_1^{2,3}$.

5.5.1.8 Evolução do Sistema $S_1^{1,2,3}$

Adicionar o reforço de transmissão R_1^5 ao sistema $S_1^{1,2,3}$, que tem uma $EENS_1^{1,2,3}$ da ordem de 107,9 MWh/ano, não agrega confiabilidade.

Por outro lado, evoluir para deste sistema para o sistema com o reforço R_1^4 adicionado ao sistema $S_1^{1,2,3}$ reduz a sua $EENS_1^{1,2,3}$ em cerca de $107,9-6,8=101,1$ MWh/ano.

Observa-se também que adicionar o duplo reforço de transmissão $R_1^{4,5}$ ao sistema $S_1^{1,2,3}$ reduz a sua $EENS_1^{1,2,3}$ em cerca de $107,9-5,8=102,1$ MWh/ano.

5.5.2 Principais Constações do Primeiro Ano

Com base nas análises de todas as vinte e oito combinações possíveis de configurações evolutivas do primeiro ano, pode-se extrair as seguintes principais constatações:

- Independente do sistema implantado neste ano do horizonte decenal, a adição do reforço de transmissão R_1^1 , constituído pela LT 230 kV Angelim/Tacaimbó-C3, é o que provoca maior redução da EENS;
- Independente do sistema implantado neste ano do horizonte decenal, adicionar o reforço de transmissão R_1^5 , constituído pelo 2º banco de AT 500/230 kV - 600 MVA de Messias, provoca uma redução insignificante de EENS;
- O reforço de transmissão R_1^4 , constituído pela LT 500 kV Messias/Recife, só se mostra eficiente quando o duplo reforço de transmissão $R_1^{2,3}$, constituído pela LT 230 kV Campina Grande/Açu e pela LT 230 kV Mirueira/Goianinha, estão adicio-

nadas ao sistema. Isto é verificado em virtude dos reforços se encontrarem em série no sentido de fluxo de potência da geração para a carga;

- Não existe interdependência entre o reforço de transmissão R_1^2 , previsto para atendimento à **subárea** ③, e o duplo reforço $R_1^{4,5}$, previsto como incremento da capacidade de transmissão da **subárea** ①. Ou seja, o fato do tronco de transmissão está ou não dimensionado para atender ao critério de contingência simples, não afeta o desempenho do suprimento ao mercado da **subárea** ③;
- A mesma conclusão é válida para o atendimento ao mercado da **subárea** ①, com relação ao reforço R_1^2 . Esta característica é explicada pela localização eletrogeográfica dos referidos reforços, como pode ser visto na Figura 5.2.

5.5.3 Análise de Confiabilidade do Segundo Ano

Conforme comentado no item 5.4.1.1, para atender apenas as condições normais de operação o reforço de transmissão R_2^5 , que consiste do 2º banco de AT 500/230 kV - 600 MVA de Messias, se faz necessário neste segundo ano para atender as condições normais de operação, ou seja, o critério de "N-0" componentes da rede elétrica.

Portanto, neste segundo ano restam quatro adições de reforços de transmissão ao sistema S_2^{RI} , sendo duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea** ①, duas para atendimento ao crescimento do mercado de energia da **subárea** ②, e duas para atendimento a **subárea** ③.

As possibilidades de adições destes quatro reforços de transmissão à configuração do segundo ano do horizonte decenal podem ser feitas de dezesseis diferentes. Neste sentido, na Tabela 5.2 são apresentados os valores de $EENS \frac{1}{2}$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.2: $EENS_2^I$ (MWh/ano) do Segundo Ano do Horizonte

| Sistemas - $S_2^{RI} + S_2^I$ (Subáreas ② e ③) | | Reforço de Transmissão Adicionado (Subárea ①) |
|---|---------|--|
| | | $S_2^4 = S_2^{RI} + R_2^4$ |
| S_2^{RI} | 1.075,9 | 975,5 |
| | | R_2^4 |
| $S_2^1 = S_2^{RI} + R_2^1$ | 587,8 | 508,8 |
| $S_2^2 = S_2^{RI} + R_2^2$ | 890,8 | 786,0 |
| $S_2^3 = S_2^{RI} + R_2^3$ | 816,3 | 661,4 |
| $S_2^{1,2} = S_2^{RI} + R_2^{1,2}$ | 374,1 | 294,8 |
| $S_2^{1,3} = S_2^{RI} + R_2^{1,3}$ | 447,4 | 316,4 |
| $S_2^{2,3} = S_2^{RI} + R_2^{2,3}$ | 551,8 | 393,2 |
| $S_2^{1,2,3} = S_2^{RI} + R_2^{1,2,3}$ | 140,0 | 11,2 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_2^I$ obtidas para este estudo de caso, para o segundo ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.3.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_2^{RI}

A adição do reforço de transmissão R_2^4 , previsto para a **subárea ①**, reduz a $EENS_2^{RI}$ da configuração do sistema de referência S_2^{RI} em $1.075,9 - 975,5 = 100,4$ MWh/ano, ou seja, em cerca de 9,3%.

Entre as adições dos reforços R_2^1 e R_2^3 , ambos previstos para a **subárea ②**, o primeiro se apresentou mais eficiente, uma vez que a redução da $EENS_2^{RI}$ do sistema S_2^{RI} é da ordem de $1.075,9 - 587,8 = 488,1$ MWh/ano (45,4%).

A outra adição provoca uma redução da ordem de $1.075,9 - 816,3 = 259,6$ MWh/ano (24,1%). Já a adição do reforço de transmissão R_2^2 , também previsto para a **subárea ②**, resulta em uma redução de $1.075,9 - 890,8 = 185,1$ MWh/ano, que corresponde a 17,2%.

Por outro lado, entre as combinações dois a dois destes reforços, a adição do reforço de transmissão $R_2^{1,3}$ se mostrou mais eficiente, dado que a redução da $EENS_2^{RI}$ alcançou um valor da ordem de $1.075,9 - 374,1 = 701,8$ MWh/ano (65,2%).

Com menor intensidade ocorre a redução da $EENS_1^{RI}$ provocada pela adição do reforço $R_2^{1,3}$, visto que o valor final alcança o patamar de $1.075,9-447,4=628,5$ MWh/ano (58,4%). E por último o duplo reforço $R_2^{2,3}$ que resulta em uma redução da ordem de $1.075,9-551,6=524,1$ MWh/ano (48,7%).

5.5.3.2 Evolução do Sistema S_2^1

A adição do reforço de transmissão R_2^4 reduz a $EENS_2^1$ do sistema S_2^1 em cerca de $587,8-508,8=79,0$ MWh/ano (13,4%);

5.5.3.3 Evolução do Sistema S_2^2

Evoluir deste sistema para a configuração com o reforço R_2^4 adicionado provoca uma redução de cerca de $890,8-786,0=104,8$ MWh/ano (11,8%) do sistema S_2^2 . A contribuição da LT Xingó/Messias nesta configuração é reduzir as situações de sobrecarga na LT Angelim/Tacaimbó – C3, com o aumento de fluxo para a área Leste via a rede de 500 kV, e eliminar a violação de tensão do consumidor industrial Salgema.

5.5.3.4 Evolução do Sistema S_2^3

Para este sistema, a adição do reforço R_2^4 tem o efeito de reduzir a $EENS_2^3$ associada ao sistema S_2^3 em $816,3-661,4=154,9$ MWh/ano, ou seja, em cerca de 19%. Como estes reforços estão em série no sentido geração-carga, o reforço R_2^4 se mostrou mais efetivo nesta combinação.

5.5.3.5 Evolução do Sistema $S_2^{1,2}$

Já a adição do reforço de transmissão R_2^4 provoca uma redução da ordem de $374,1-294,8=79,3$ MWh/ano (21,2%) na $EENS_2^{1,2}$ do sistema $S_2^{1,2}$.

5.5.3.6 Evolução do Sistema $S_2^{1,3}$

Adicionar o reforço de transmissão $R_2^{1,3}$ ao sistema $S_2^{1,3}$, previsto para aumentar a capacidade de transmissão da subárea ②, reduz apenas $447,4-316,4=131,0$ MWh/ano a $EENS_2^{1,3}$ do sistema $S_2^{1,3}$, ou seja, cerca de 29,3%.

5.5.3.7 Evolução do Sistema $S_2^{2,3}$

Neste ano, adicionar apenas o reforço de transmissão R_2^4 ao sistema $S_2^{2,3}$ provoca uma redução da ordem de $551,8-393,2=158,6$ MWh/ano (28,7%). A influência do reforço R_2^4 é maior nesta configuração em virtude da presença do reforço R_2^3 .

5.5.3.8 Evolução do Sistema $S_2^{1,2,3}$

Evoluir deste sistema para o sistema com o reforço R_2^4 adicionado ao sistema $S_2^{1,2,3}$ proporciona uma redução da sua $EENS_2^{1,2,3}$ em $140,0-11,2=128,8$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 92%.

5.5.4 Principais Constações do Segundo Ano

Com base nas análises de todas as vinte e oito combinações possíveis de configurações evolutivas do segundo ano, pode-se extrair as seguintes principais constatações:

- Independente do sistema implantado neste ano do horizonte decenal, a adição do reforço de transmissão R_2^1 , constituído pela LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, é o que provoca maior redução da EENS;
- O reforço de transmissão R_2^4 , constituído pela LT 500 kV Messias/Recife II, só se mostra eficiente quando o duplo reforço de transmissão $R_2^{2,3}$, constituído pela LT 230 kV Campina Grande/Açu e pela LT 230 kV Mirueira/Goianinha, estão adicionadas ao sistema.

Isto é verificado em virtude dos reforços se encontrarem em série no sentido de fluxo de potência da geração para a carga. Esta conclusão é a mesma encontrada no primeiro ano.

5.4.5 Análise de Confiabilidade do Terceiro Ano

Com a finalidade de evitar violações operativas provenientes de sobrecargas e de sub-tensão em condições normais de operação, o sistema de transmissão necessitou das adições dos seguintes reforços de transmissão, além do reforço R_1^5 – 2º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, adicionado ao sistema no segundo ano:

- Subárea 1: R_1^4 – LT 500 kV Messias/Recife;
- Subárea 2: R_1^3 – LT 230 kV Mirueira/Goianinha.

Portanto, neste terceiro ano existem três adições de reforços de transmissão ao sistema referência S_3^{RI} , sendo duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea ②** e uma para atendimento ao crescimento do mercado de energia da **subárea ③**.

As possibilidades de adições destes três reforços de transmissão à configuração do terceiro ano do horizonte decenal podem ser feitas de oito maneiras diferentes.

A Tabela 5.3 são apresentados os valores de $EENS_3^I$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.3: $EENS_3^I$ (MWh/ano) do Terceiro Ano do Horizonte Decenal

| Sistemas - $S_3^{RI} + R_3^I$ (Subárea ②) | | Reforços de Transmissão Adicionados (Subáreas ② e ③) | | |
|--|-------|---|----------------------------|------------------------------------|
| | | $S_3^1 = S_3^{RI} + R_3^1$ | $S_3^2 = S_3^{RI} + R_3^2$ | $S_3^{1,2} = S_3^{RI} + R_3^{1,2}$ |
| S_3^{RI} | 789,5 | 403,2 | 419,6 | 16,1 |
| | | R_3^1 | R_3^2 | $R_3^{1,2}$ |
| $S_3^6 = S_3^{RI} + R_3^6$ | 766,6 | 407,0 | 403,2 | 8,2 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_3^I$ obtidas para este estudo de caso, para o terceiro ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.5.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_3^{RI}

Entre as adições dos reforços R_3^1 e R_3^2 , previstos para as **subáreas ②** e **③**, respectivamente, o primeiro se apresentou mais eficiente, uma vez que a redução da $EENS_3^I$ do sistema S_3^{RI} é da ordem de $789,5 - 403,2 = 386,3$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 48,9%.

A outra adição resulta em uma redução da ordem de $789,5 - 419,6 = 369,9$ MWh/ano, que corresponde a 46,8%.

Já a dupla adição do reforço de transmissão $R_3^{1,2}$ se mostrou eficiente, dado que a redução da $EENS_3^I$ alcançou um valor da ordem de $789,5-16,1=773,4$ MWh/ano, ou seja, cerca de 98,0%. Por outro lado, a adição do reforço de transmissão R_3^6 , previsto para a subárea ③, ao sistema S_3^{RI} , não contribui de forma significativa para a redução do valor da $EENS_3^I$, visto que a redução é de $789,5-766,6=22,9$ MWh/ano, ou seja, apenas 2,9%.

5.5.5.2 Evolução do Sistema S_3^1

A adição do reforço de transmissão R_3^6 ao sistema S_3^1 tem o efeito de aumentar a $EENS_3^1$ em cerca de $407,0-403,2=3,8$ MWh/ano.

5.5.5.3 Evolução do Sistema S_3^2

Evoluir para o sistema S_3^2 com o reforço R_3^6 adicionado provoca uma redução na $EENS_3^2$ da ordem de $419,6-403,2=16,4$ MWh/ano, ou seja, cerca de apenas 3,9%.

5.5.5.4 Evolução do Sistema $S_3^{1,2}$

Já a adição do reforço de transmissão R_3^6 ao sistema $S_3^{1,2}$ tem o efeito de aumentar a $EENS_3^{1,2}$ em cerca de $16,1-8,2=7,9$ MWh/ano, ou seja, cerca de 49,1%.

5.5.6 Principais Constatações do Terceiro Ano

Com base nas análises de todas as sete combinações possíveis de configurações evolutivas do terceiro ano, constata-se que o reforço de transmissão R_3^6 , constituído pela LT 230 kV Recife II/Mussurú – C1, só se mostra eficiente quando o duplo reforço de transmissão $R_3^{1,2}$, constituído pela LT 230 kV Angelim/Tacaimbó – C3 e pela LT 230 kV Campina Grande/Açu, estão adicionados ao sistema.

5.5.7 Análise de Confiabilidade do Quarto Ano

Neste ano os seguintes reforços de transmissão já estão adicionados ao sistema de referência inferior S_4^{RI} :

- ➔ Subárea 1: R_3^4 - LT 500 kV Messias/Recife II, adicionado no ano 3;
 R_2^5 - 2º AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, adicionado no ano 2.
- ➔ Subárea 2: R_4^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, adicionado no ano 4;
 R_3^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, adicionado no ano 3.

Note que estes reforços foram necessários para atender ao critério de “N” componentes, nas datas indicadas. Logo, neste quarto ano restam três adições de reforços de transmissão ao sistema de referência S_4^{RI} , sendo três para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea ②**, envolvendo os reforços R_4^6 e R_4^7 , e uma para atendimento ao crescimento da demanda da **subárea ③**, envolvendo o reforço R_4^2 .

As possibilidades de adições destes três reforços de transmissão ao sistema S_4^{RI} do quarto ano do horizonte decenal podem ser feitas de oito maneiras diferentes. Na Tabela 5.4 são apresentados os valores de $EENS_4^I$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.4: $EENS_4^I$ (MWh/ano) do Quarto Ano do Horizonte Decenal

| Sistemas - $S_4^{RI} + S_4^I$ (Subárea ③) | | Reforços de Transmissão Adicionados (Subáreas ②) | | |
|--|-------|---|----------------------------|------------------------------------|
| | | $S_4^6 = S_4^{RI} + R_4^6$ | $S_4^7 = S_4^{RI} + R_4^7$ | $S_4^{6,7} = S_4^{RI} + R_4^{6,7}$ |
| S_4^{RI} | 669,0 | 656,3 | 743,6 | 725,9 |
| | | R_4^6 | R_4^7 | $R_4^{6,7}$ |
| $S_4^2 = S_4^{RI} + R_4^2$ | 47,6 | 16,8 | 25,4 | 9,2 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_4^I$ obtidas para este estudo de caso, para o quarto ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.7.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_4^{RI}

A adição do reforço de transmissão R_4^6 , previsto para a **subárea ②**, não se apresentou muito eficiente, uma vez que a redução da $EENS_4^I$ do sistema S_4^{RI} é da ordem de apenas $669,0 - 656,3 = 12,7$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 1,9%.

Por outro lado, a adição do reforço de transmissão R_4^7 , também previsto para a **subárea ②**, ao sistema S_4^{RI} , não contribui para a redução do valor da $EENS_4^I$, visto que ocorreu um aumento da ordem de $743,6-669,0=74,6$ MWh/ano, ou seja, apenas 11,2%.

Diante deste acréscimo, a dupla adição do reforço $R_4^{6,7}$ também não se mostrou suficiente, dado que ocorreu um aumento da $EENS_4^I$ em vez de redução. O acréscimo resultante da dupla adição ficou na faixa de $725,9-669,0=56,9$ MWh/ano (8,5%).

Já a adição do reforço R_4^2 , previsto para a **subárea ③**, ao sistema S_4^{RI} , tem o efeito decisivo de reduzir em cerca de 92,9% a, ou seja, $669,0-47,6=621,4$ MWh/ano.

A adição deste reforço provoca um aumento de fluxo de potência no eixo de 230 kV Angelim/Tacaimbó/Campina Grande e nos circuitos da LT 230 kV Recife /Goianinha. Conseqüentemente, na emergência de qualquer um dos circuitos deste eixo e da LT 230 kV Campina Grande/Goianinha, o trecho Tacaimbó/Campina Grande entra em sobrecarga.

O mesmo ocorre quando da perda de um dos circuitos da LT Recife/Goianinha. A redução na $EENS_4^I$ é devido a eliminação dos cortes de carga provocados por contingências nos circuitos do eixo de 230 kV Banabuiú/Russas/Mossoró/Açu (ver Figura 5.2).

5.5.7.2 Evolução do Sistema S_4^2

Evoluir para o sistema S_4^2 com o reforço R_4^6 adicionado provoca uma redução na $EENS_4^2$ da ordem de 64,7%, ou seja, cerca de $47,6-16,8=30,8$ MWh/ano.

A adição do reforço de transmissão R_4^7 ao sistema S_4^2 também tem o efeito de reduzir a $EENS_4^2$, porém em menor intensidade, em cerca de 46,6%, ou seja, $47,6-25,4=22,2$ MWh/ano. Esta menor redução é decorrente do aumento das sobrecargas nos transformadores de 230/138 kV de Campina Grande em condições de emergência.

Diante das eficiências das adições dos reforços R_4^6 e R_4^7 , a dupla adição do reforço de transmissão $R_4^{6,7}$ se mostrou bastante eficiente, dado que a redução da $EENS_4^2$ alcançou um valor da ordem de 80,7%, ou seja, cerca de $47,6-9,2=38,4$ MWh/ano.

Como era esperado, o aumento das sobrecargas ocorre também, ao se adicionar ao sistema S_4^{RI} , os dois reforços acima citados.

5.5.8 Principais Constatações do Quarto Ano

Com base nas análises de todas as sete combinações possíveis de configurações evolutivas do sistema de referência inferior S_4^{RI} , no quarto ano do horizonte decenal, pode-se extrair as seguintes principais constatações:

- ➔ Neste ano, o reforço R_4^2 , previsto para a **subárea ③**, é o que provoca maior redução da $EENS_4^{RI}$ do sistema de referência inferior S_4^{RI} ;
- ➔ O reforço de transmissão R_4^6 , constituído pela LT 230 kV Recife II/Mussurú – C1, só se mostra eficiente quando o reforço de transmissão R_4^2 , constituído pela LT 230 kV Campina Grande/Açu, está adicionada ao sistema S_4^{RI} ;
- ➔ A adição do reforço R_4^7 , constituído pela LT 230 kV Recife II/Pau Ferro – C2/Campina Grande, só se mostra eficiente quando o reforço R_4^2 , constituído pela LT 230 kV Campina Grande/Açu, está adicionada ao sistema S_4^{RI} ;
- ➔ A adição do duplo reforço de transmissão $R_4^{6,7}$, só se mostra eficiente quando o reforço de transmissão R_4^2 , está adicionada ao sistema de referência S_4^{RI} .

5.5.9 Análise de Confiabilidade do Quinto Ano

Neste quinto ano do horizonte decenal do estudo de caso, os seguintes reforços de transmissão já estão adicionados ao sistema de referência inferior S_5^{RI} :

- ➔ Subárea 1: R_3^4 - LT 500 kV Messias/Recife II, adicionado no ano 3;
 R_2^5 - 2º AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, adicionado no ano 2.
- ➔ Subárea 2: R_4^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó – C3, adicionado no ano 4;
 R_3^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, adicionado no ano 3.
 R_5^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro – C1/Campina Grande, adicionado no ano 5.

Note que estes reforços são necessários para atender ao critério de “N-0” componentes, nas datas indicadas. Logo, neste quinto ano restam apenas duas adições de reforços de transmissão ao sistema S_5^{RI} , sendo as duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea ②**, envolvendo os reforços R_5^8 e R_5^{8a} .

As possibilidades de adições destes dois reforços ao sistema S_5^{RI} do quarto ano podem ser feitas apenas de três maneiras. Na Tabela 5.5 são apresentados os valores de $EENS_5^I$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.5: $EENS_5^I$ (MWh/ano) do Quinto Ano do Horizonte Decenal

| Sistemas - S_5^{RI} | | Reforços de Transmissão Adicionados | |
|-----------------------|------|-------------------------------------|----------------------------------|
| | | (Subáreas ☉) | |
| | | $S_5^8 = S_5^{RI} + R_5^8$ | $S_5^{8a} = S_5^{RI} + R_5^{8a}$ |
| S_5^{RI} | 16,8 | 3,4 | 2,4 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_5^I$ obtidas para este estudo de caso, para o quinto ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.9.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_5^{RI}

Evoluir para o sistema S_5^8 com o reforço R_5^8 , adicionado ao sistema S_5^{RI} , provoca uma redução na $EENS_5^{RI}$ da ordem de 79,8%, ou seja, cerca de $16,8 - 3,4 = 13,4$ MWh/ano.

A adição do reforço R_5^{8a} ao sistema S_5^{RI} também tem o efeito de reduzir a $EENS_5^{RI}$, porém em maior intensidade, em cerca de 85,7%, ou seja, $16,8 - 2,4 = 14,4$ MWh/ano.

5.5.10 Principais Constatações do Quinto Ano

Com base nas análises das duas combinações de configurações evolutivas do sistema de referência inferior S_5^{RI} , no quinto ano do horizonte decenal, pode-se concluir-se que a $EENS_5^{RI}$ associada ao sistema de referência inferior S_5^{RI} deste ano é de pequena ordem de grandeza. Portanto, as adições dos reforços de transmissão R_5^8 e R_5^{8a} , provocam pequenas reduções no valor da $EENS_5^{RI}$.

5.5.11 Análise de Confiabilidade do Sexto Ano

Neste sexto ano do horizonte decenal do estudo de caso, os seguintes reforços transmissão já estão adicionados ao sistema de referência inferior S_6^{RI} :

- Subárea 1: R_3^4 - LT 500 kV Messias/Recife II, adicionado no ano 3;
 R_2^5 - 2º AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, adicionado no ano 2.
- Subárea 2: R_4^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó – C3, adicionado no ano 4;
 R_3^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, adicionado no ano 3;
 R_5^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro-C1/C. Grande, no ano 5.
- Subárea 3: R_5^2 - LT 230 kV Campina Grane/Açu, adicionado no ano 5.

Note que estes reforços são necessários para atender ao critério de “N-0” componentes, nas datas indicadas. Logo, neste sexto ano de análise restam apenas duas adições de reforços de transmissão ao sistema S_6^{RI} , sendo as duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea 2**, envolvendo os reforços R_6^8 e R_6^9 .

As possibilidades de adições destes dois reforços ao sistema S_6^{RI} do sexto ano podem ser feitas apenas de três maneiras diferentes. Na Tabela 6.6 são apresentados os valores de $EENS_6^I$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.6: $EENS_6^I$ (MWh/ano) do Sexto Ano do Horizonte Decenal

| Sistemas - S_6^{RI} | | Reforços de Transmissão Adicionados (Subáreas 2) | | |
|-----------------------|------|---|----------------------------|------------------------------------|
| | | $S_6^8 = S_6^{RI} + R_6^8$ | $S_6^9 = S_6^{RI} + R_6^9$ | $S_6^{8,9} = S_6^{RI} + R_6^{8,9}$ |
| S_6^{RI} | 18,2 | 10,5 | 16,9 | 4,7 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_6^I$ obtidas para este estudo de caso, para o sexto ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.11.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior S_6^{RI}

Entre as adições dos reforços R_6^8 e R_6^9 , ambos previstos para a **subárea 2**, o primeiro se apresentou mais eficiente, uma vez que a redução da $EENS_6^I$ do sistema S_6^{RI} é da ordem de $18,2 - 10,5 = 7,7$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 42,3%.

A outra adição resulta em uma redução da ordem de $18,2-16,9=1,3$ MWh/ano, que corresponde a 7,1%. Já a dupla adição do reforço $R_6^{8,9}$ se mostrou eficiente, dado que a redução da $EENS_6^I$ alcançou um valor de $18,2-4,7=13,5$ MWh/ano, ou seja, cerca de 74,2%.

5.5.12 Principais Constatações do Sexto Ano

Com base nas análises das duas combinações de configurações evolutivas do sistema de referência inferior S_6^{RI} , no sexto ano do horizonte decenal, pode-se concluir que:

- A $EENS_6^I$ associada ao sistema de referência inferior S_6^{RI} deste ano é de pequena ordem de grandeza. Portanto, as adições isoladas dos reforços de transmissão R_6^8 , que consiste do primeiro circuito de 230 kV transformável Pau Ferro/Mussurú e R_6^9 , que consiste do segundo circuito de 230 kV transformável Recife/Pau Ferro, provocam pequenas reduções no valor da $EENS_6^I$;
- A dupla adição do reforço de transmissão $R_6^{8,9}$ se mostrou mais eficiente para o sistema de referência inferior S_6^{RI} que as adições isoladas.

5.5.13 Análise de Confiabilidade do Sétimo ao Nono Ano

Neste período que vai do sétimo ao nono ano do horizonte decenal do estudo de caso, os seguintes reforços de transmissão, para atendimentos às **subáreas** ①, ② e ③, já estão adicionados aos sistemas de referências inferiores S_7^{RI} , S_8^{RI} e S_9^{RI} :

- Subárea 1: R_3^4 - LT 500 kV Messias/Recife II, adicionado no ano 3;
 R_2^5 - 2º AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, adicionado no ano 2.
- Subárea 2: R_4^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3, adicionado no ano 4;
 R_3^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha, adicionado no ano 3;
 R_5^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro-C1/C.Grande, no ano 5;
 R_5^8 - LT 230 kV Pau Ferro/Mussurú-C1, adicionado no ano 7;
- Subárea 3: R_5^2 - LT 230 kV Campina Grane/Açu, adicionado no ano 5;

Estes reforços são necessários para atender ao critério de “N-0” componentes, nas datas indicadas. Logo, neste período de três anos restam apenas duas adições de reforços aos sistemas S_7^{RI} , S_8^{RI} e S_9^{RI} , sendo as duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea** ②, envolvendo os reforços R_7^9 e R_7^{10} .

As possibilidades de adições destes dois reforços de transmissão aos sistemas S_7^{RI} a S_9^{RI} , do sétimo ao nono ano do horizonte decenal, podem ser feitas apenas de três maneiras. Na Tabela 5.7 são apresentados os valores das $EENS_7^I$, $EENS_8^I$ e $EENS_9^I$ das configurações resultantes destas combinações de adições de reforços.

Tabela 5.7: $EENS_7^I$, $EENS_8^I$ e $EENS_9^I$ (MWh/ano) do Sétimo ao Nono Ano do Horizonte

| Sistemas - S_7^{RI} a S_9^{RI} | | Reforços de Transmissão Adicionados (Subáreas ②) | | |
|------------------------------------|-------|---|----------------------------------|--------------------------------------|
| | | $S_7^9 = S_7^{RI} + R_7^9$ | $S_7^{10} = S_7^{RI} + R_7^{10}$ | $S_7^{9,10} = S_7^{RI} + R_7^{9,10}$ |
| S_7^{RI} | 11,7 | 10,9 | 9,7 | 8,5 |
| | | $S_8^9 = S_8^{RI} + R_8^9$ | $S_8^{10} = S_8^{RI} + R_8^{10}$ | $S_8^{9,10} = S_8^{RI} + R_8^{9,10}$ |
| S_8^{RI} | 59,4 | 32,8 | 54,8 | 35,9 |
| | | $S_9^9 = S_9^{RI} + R_9^9$ | $S_9^{10} = S_9^{RI} + R_9^{10}$ | $S_9^{9,10} = S_9^{RI} + R_9^{9,10}$ |
| S_9^{RI} | 165,4 | 67,0 | 153,8 | 53,2 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_7^I$, $EENS_8^I$ e $EENS_9^I$ obtidas para o sétimo ao nono ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das EENS das configurações.

5.5.13.1 Evolução dos Sistemas de Referência Inferior S_7^{RI}

Entre as adições dos reforços R_7^9 e R_7^{10} , ambos previstos para atender a **subárea** ②, o segundo reforço se apresentou ligeiramente mais eficiente, uma vez que a redução da $EENS_7^I$ do sistema S_7^{RI} é da ordem de $11,7-9,7=2,0$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 17,1%. A outra adição resulta em uma redução de $11,7-10,9=0,8$ MWh/ano (6,8%).

Já a dupla adição do reforço de transmissão $R_7^{9,10}$ se mostrou mais eficiente, dado que a redução da $EENS_7^I$ alcançou um valor da ordem de $11,7-8,5=3,2$ MWh/ano (27,4%).

5.5.13.2 Evolução dos Sistemas de Referência Inferior S_8^{RI}

Entre as adições dos reforços R_8^9 e R_8^{10} , ambos previstos para atender a **subárea** ②, o primeiro se apresentou mais eficiente, uma vez que a redução da $EENS_8^I$ do sistema S_8^{RI} é da ordem de $59,4-32,8=26,6$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 44,8%.

A outra adição resulta em uma redução da ordem de $59,4-54,8=4,6$ MWh/ano, que corresponde a 7,7%. Já a dupla adição do reforço de transmissão $R_8^{9,10}$ se mostrou bem mais eficiente, dado que a redução da $EENS_8^I$ do sistema S_8^{RI} alcançou um valor da ordem de 39,6%, ou seja, $59,4-35,9=23,5$ MWh/ano.

5.5.13.3 Evolução dos Sistemas de Referência Inferior S_9^{RI}

Entre as adições dos reforços R_9^9 e R_9^{10} , ambos previstos para atender a **subárea** ②, o primeiro se apresentou bem mais eficiente que o segundo reforço, uma vez que a redução da $EENS_9^I$ do sistema S_9^{RI} é da ordem de $165,4-67,0=98,4$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 59,5%. A segunda adição resulta em uma redução da ordem de $165,4-153,8=11,6$ MWh/ano, que corresponde a 67,8%.

Já a dupla adição do reforço de transmissão $R_9^{9,10}$ se mostrou eficiente, dado que a redução da $EENS_9^I$ alcançou um valor da ordem de $165,4-53,2=112,2$ MWh/ano (67,8%).

5.5.14 Principais Constatações do Sétimo ao Nono Ano

Com base nas análises das duas combinações de configurações evolutivas dos sistemas de referência inferior S_7^{RI} , S_8^{RI} e S_9^{RI} , no sétimo ao nono ano do horizonte decenal, pode-se concluir que:

- A $EENS_7^I$ associada ao sistema de referência inferior S_7^{RI} do sétimo ano é de pequena ordem de grandeza. Portanto, as adições dos reforços de transmissão R_7^9 , constituído pela LT 230kV Recife/Pau Ferro - C2, transformável, e R_7^{10} , constituído pelo 4º banco de AT 500/230 kV-600 MVA da subestação Recife, provocam pequenas reduções no valor da $EENS_7^I$;

- ⇒ A $EENS_8^I$ associada ao sistema de referência inferior S_8^{RI} do oitavo ano é de pequena ordem de grandeza. Portanto, as adições dos reforços de transmissão R_8^9 e R_8^{10} provocam pequenas reduções no valor da $EENS_8^I$;
- ⇒ A $EENS_9^I$ associada ao sistema de referência inferior S_9^{RI} do oitavo ano é de pequena ordem de grandeza. Portanto, as adições dos reforços de transmissão R_9^9 e R_9^{10} provocam pequenas reduções no valor da $EENS_9^I$.

5.5.15 Análise de Confiabilidade do Décimo Ano

Neste décimo ano do horizonte decenal do estudo de caso, todos os reforços transmissão para atendimentos às **subáreas** ①, ② e ③ descritos acima já estão adicionados ao sistema de referência inferior S_{10}^{RI} .

Estes reforços são necessários para atender ao critério de “N-0” componentes, nas datas indicadas. Logo, neste décimo ano restam três adições de reforços de transmissão ao sistema de referência S_{10}^{RI} , sendo as duas para incrementar a capacidade de transmissão de atendimento a **subárea** ②, envolvendo os reforços de transmissão R_{10}^9 e R_{10}^{10} , e uma para atender a **subárea** ③, envolvendo o reforço R_{10}^{11} .

As possibilidades de adições destes três reforços de transmissão ao sistema S_{10}^{RI} , no décimo ano do horizonte decenal, podem ser feitas apenas de oito maneiras distintas.

Na Tabela 5.8 são apresentados os valores das $EENS_{10}^I$ associadas às configurações resultantes destas combinações de adições de reforços de transmissão.

Tabela 5.8: $EENS_{10}^I$ (MWh/ano) do Décimo Ano do Horizonte Decenal

| Sistemas - $S_{10}^{RI} + S_{10}^I$ (Subárea ①) | | Reforços de Transmissão Adicionados (Subáreas ②) | | |
|--|-------|---|---|---|
| | | $S_{10}^9 = S_{10}^{RI} + R_{10}^9$ | $S_{10}^{10} = S_{10}^{RI} + R_{10}^{10}$ | $S_{10}^{9,10} = S_{10}^{RI} + R_{10}^{9,10}$ |
| S_{10}^{RI} | 375,0 | 291,2 | 309,0 | 170,2 |
| | | R_{10}^9 | R_{10}^{10} | $R_{10}^{9,10}$ |
| $S_{10}^{11} = S_{10}^{RI} + R_{10}^{11}$ | 216,8 | 100,8 | 176,3 | 32,3 |

A seguir é feita uma análise dos valores das $EENS_{10}^I$ obtidas para este estudo de caso, para o décimo ano do horizonte decenal, identificando quais adições de reforços de transmissão são mais eficientes, em termos de reduções das $EENS_{10}^{RI}$ das configurações.

5.5.15.1 Evolução do Sistema de Referência Inferior $EENS_{10}^{RI}$

A adição do reforço de transmissão R_{10}^{10} , previsto para a **subárea** ②, reduz a $EENS_{10}^{RI}$ do sistema de referência S_{10}^{RI} em cerca de apenas $375,0-309,0=66,0$ MWh/ano, ou seja, da ordem de 17,6%.

Por outro lado, a adição do reforço de transmissão R_{10}^9 , também previsto para atendimento à **subárea** ② do sistema S_{10}^{RI} , contribui um pouco mais que o segundo reforço de transmissão para a redução do valor da $EENS_{10}^{RI}$, visto que o valor resultante foi da ordem de $375,0-291,2=83,8$ MWh/ano, ou seja, cerca de apenas 22,3%.

Já a dupla adição do reforço $R_{10}^{9,10}$ se mostrou bem mais eficiente, dado que ocorreu uma redução da $EENS_{10}^{RI}$ da ordem de 54,6%, ou seja, cerca de $375,0-170,2=204,8$ MWh/ano. Por outro lado, a adição do reforço de transmissão R_{10}^{11} , previsto para a **subárea** ①, ao sistema S_{10}^{RI} , tem o efeito de reduzir a $EENS_{10}^{RI}$ em torno de 42,2% a, ou seja, cerca de $375,0-216,8=158,2$ MWh/ano.

5.5.15.2 Evolução do Sistema S_{10}^{11}

Evoluir para o sistema S_{10}^{11} com o reforço R_{10}^9 adicionado provoca uma redução na $EENS_{10}^{11}$ da ordem de 53,5%, ou seja, cerca de $216,8-100,8=116,0$ MWh/ano.

A adição do reforço de transmissão R_{10}^{10} ao sistema S_{10}^{11} reduz a $EENS_{10}^{11}$, porém com menor intensidade, em cerca de 18,7%, ou seja, $216,8-176,3=40,5$ MWh/ano.

Diante das eficiências das adições isoladas dos reforços R_{10}^9 e R_{10}^{10} , a dupla adição do reforço de transmissão $R_{10}^{9,10}$ também se mostrou bastante eficiente, dado que a redução da $EENS_{10}^{11}$ alcançou um valor da ordem de 85,1%, isto é, $216,8-32,3=184,5$ MWh/ano.

5.5.16 Principais Constatações do Décimo Ano

Com base nas análises de todas as sete combinações possíveis de configurações evolutivas do sistema de referência inferior S_{10}^{RI} , no décimo ano do horizonte decenal, pode-se extrair as seguintes principais constatações:

- ➔ A adição do reforço de transmissão R_{10}^9 , constituído pela LT 230 kV Recife II/Pau Ferro-C2, se mostra eficiente quando o reforço de transmissão R_{10}^{11} , constituído pela LT 500 kV Xingó/Messias-C2, está adicionado ao sistema S_{10}^{RI} ;
- ➔ A adição do reforço de transmissão R_{10}^{10} , constituído pelo 4º. AT 500/230 kV – 600 MVA de Recife II, se mostra mais eficiente quando o reforço de transmissão R_{10}^{11} , está adicionado ao sistema S_{10}^{RI} ;
- ➔ A adição do duplo reforço de transmissão $R_{10}^{9,10}$, se mostra mais eficiente quando o reforço de transmissão R_{10}^{11} , está adicionada ao sistema de referência S_{10}^{RI} .

5.6 Custos dos Sistemas Intermediários S_{eq}^I

Conforme preconizado pelo algoritmo de formulação de AET apresentado na Figura 4.2, os sistemas intermediários S_{eq}^I são estabelecidos através de combinações de postergações de adições dos reforços previstos. Logo, se não for usado o **CPPR** proposto, durante o processo de formulação das configurações evolutivas intermediárias para cada ano do horizonte decenal, um leque numeroso de AET é gerado, isto é, uma **ACE** de grande porte é desenvolvida, como pode ser visto nos itens que se seguem.

5.6.1 Possibilidades de Combinações dos Reforços

As Tabelas 5.9 e 5.10 indicam as possibilidades de adições de reforços ao sistema de transmissão da área Leste, considerando um e dois reforços na **subárea** ②.

Tabela 5.9: Possibilidades de Combinações: **Subárea 2** com 2 Reforços

| Subárea 3 | Subárea 1 | Subárea 2 |
|--|---|--|
| Sem: R2-C.Grande Açú Ou Com: R2-C.Grande/Açú | Sem: R5-2º AT Messias Sem: R4-Messias/Recife | ANG/TCB e MRR/GNH ANG/TCB e RCF/MSR ANG/TCB e RCF/CGR ANG/TCB e RCF/PFR-C2 ANG/TCB e 4º AT RCF MRR/GNH e RCF/MSR MRR/GNH e RCF/CGR MRR/GNH e RCF/PFR-C2 MRR/GNH e 4º AT RCF RCF/MSR e RCF/CGR RCF/MSR e RCF/PFR-C2 RCF/MSR e 4º AT RCF RCF/CGR e RCF/PFR-C2 RCF/CGR e 4º AT RCF RCF/PFR-C2 e 4º AT RCF |
| Idem | Com: R5-2º AT Messias Sem: R4-Messias/Recife | Idem |
| Idem | Sem: R5-2º AT Messias Com: R4-Messias/Recife | Idem |
| Idem | Com: R5-2º AT Messias Com: R4-Messias/Recife | Idem Todos os Reforços (N-1) |

Tabela 5.10: Possibilidades de Combinações: **Subárea 2** com 1 Reforço

| Subárea 3 | Subárea 1 | Subárea 2 |
|--|---|---|
| Sem: R2-C.Grande Açú Ou Com: R2-C.Grande/Açú | Sem: R5-2º AT Messias Sem: R4-Messias/Recife | Sem Reforço (N) R1-Angelim/Tacaimbó-C3 R3-Mirueira/Goianinha R6-Recife/Mussurú R7-Recife/C.Grande R9-Recife/P.Ferro-C2 R10-40 AT Recife |
| Idem | Com: R5-2º AT Messias Sem: R4-Messias/Recife | Idem |
| Idem | Sem: R5-2º AT Messias Com: R4-Messias/Recife | Idem |
| Idem | Com: R5-2º AT Messias Com: R4-Messias/Recife | Idem |

A análise feita anteriormente mostrou que, em todo período decenal do estudo de caso, os quatro primeiros anos são os que têm mais adições de reforços de transmissão previstas para atendimento às três subáreas.

Desta forma, é de fundamental importância identificar as adições simples e compostas que podem ser eliminadas da geração da ACE, ou seja, identificar as adições de reforços de custos elevados e que não reduzem significativamente as EENS.

Para se ter uma idéia geral, sem nenhuma eliminação, a gama de possibilidades de combinações de adições de reforços de transmissão, atinge o patamar de **657 AET** tecnicamente viáveis, no horizonte dez anos.

Diante desta gama de possibilidades, uma característica que foi explorada com o objetivo de eliminar ramos da ACE, antes de iniciar o processo de formulação das AET, consistiu no fato de que determinadas adições de reforços de transmissão, em virtude da sua localização eletrogeográfica, não alteram os desempenhos de atendimento às demandas de energia de outras subáreas.

No estudo de caso em análise, as adições de reforços de transmissão que se enquadram neste conceito de localização eletrogeográfica são:

- R⁶ - LT 230 kV Recife II/Mussuré - C1: necessário exclusivamente para o dimensionamento da capacidade de transmissão de atendimento das cargas derivadas da subestação Mussuré e da região de Natal (ver Figura 5.2);
- R⁸ - LT 230 kV Pau Ferro/Mussuré - C1: necessário exclusivamente para o dimensionamento da capacidade de transmissão de atendimento das cargas derivadas da subestação Mussuré e da região de Natal (ver Figura 5.2);
- R⁹ - LT230 kV Recife II/Pau Ferro C2, necessário exclusivamente para o dimensionamento da capacidade de transmissão de atendimento das cargas derivadas da subestação Pau Ferro (ver Figura 5.2).

A exploração desta característica sistêmica tem o efeito decisivo de reduzir a ACE em cerca de 68,3%, o que significa eliminar **449 AET** tecnicamente viáveis, mas que não influenciam no dimensionamento da capacidade de transmissão de atendimento às demandas de energia de outras subáreas. Estas afirmações foram constatadas nas análises de confiabilidade realizadas anteriormente, contemplando adições duplas de reforços.

Neste sentido, nos itens que se seguem procura-se mostrar a característica combinatória do problema do PET no contexto do estudo de caso em análise, bem como mostrar que o indicador econômico **Ceis**, proposto como critério de parada de postergação, se constitui de fato em um mecanismo eficiente para redução dos ramos da ACE.

5.6.2 Obtenção dos Custos dos Sistemas S_{eq}^I

De acordo como a Figura 4.2, as próximas tarefas a serem executadas são:

- Hierarquização das configurações evolutivas dos sistemas intermediários S_{eq}^I ;
- Pesquisa do Conjunto de Decisão, formado das AET mais atrativas;
- Pesquisa da AET ótima.

Entretanto, para que os produtos destas tarefas sejam obtidos, tornam-se necessários calcular os Custos Incorridos pelos Consumidores - **CIC** e dos Custos Incorridos pelo Sistema - **CIS**, o que é feito a seguir.

➤ Custos Incorridos Pelos Consumidores - CIC_{eq}^I

Os custos decorrentes das reduções dos níveis de confiabilidade do sistema, provocados pelas postergações das adições de reforços previstos, ou seja, os custos dos aumentos das frequências e/ou durações das interrupções são estimados pela quantificação do valor esperado da energia interrompida que resulta da simulação de cada configuração evolutiva dos sistemas intermediários S_t^{RI} . Os custos decorrentes das interrupções foram obtidos através da expressão (4.50), ou seja, pela seguinte equação:

$$CENS_{eq}^I = \frac{Cuf}{FVA(\tau, h)} \times EENS_{eq}^I$$

➤ Custos Incorridos Pelos Sistemas - CIS_{eq}^I

Na ABTI, os custos incorridos pelo sistema - **CIS**, ou custos incorridos pela empresa de transmissão, são valorados por meio de duas parcelas, a saber: custos das perdas ativas e custos de investimentos. Assim sendo, os custos decorrentes das potências de perdas ativas de cada alternativa de configurações evolutivas foram obtidos através da expressão (4.54), ou seja, pela seguinte expressão matemática:

$$CPPA_{eq}^I = \frac{Cup_{eq}}{FVA(\tau, h)} \times PPA_{eq}^I$$

Já os custos associados à cada alternativa de configurações evolutivas foram obtidos através da expressão (4.58), ou seja, pela seguinte equação:

$$CINV_{eq}^I = \frac{1}{FVA(\tau, h)} \times INV_{eq}^I$$

Na Figura 5.8 são apresentadas as **208 AETs** restantes localizadas no espaço cartesiano $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$.

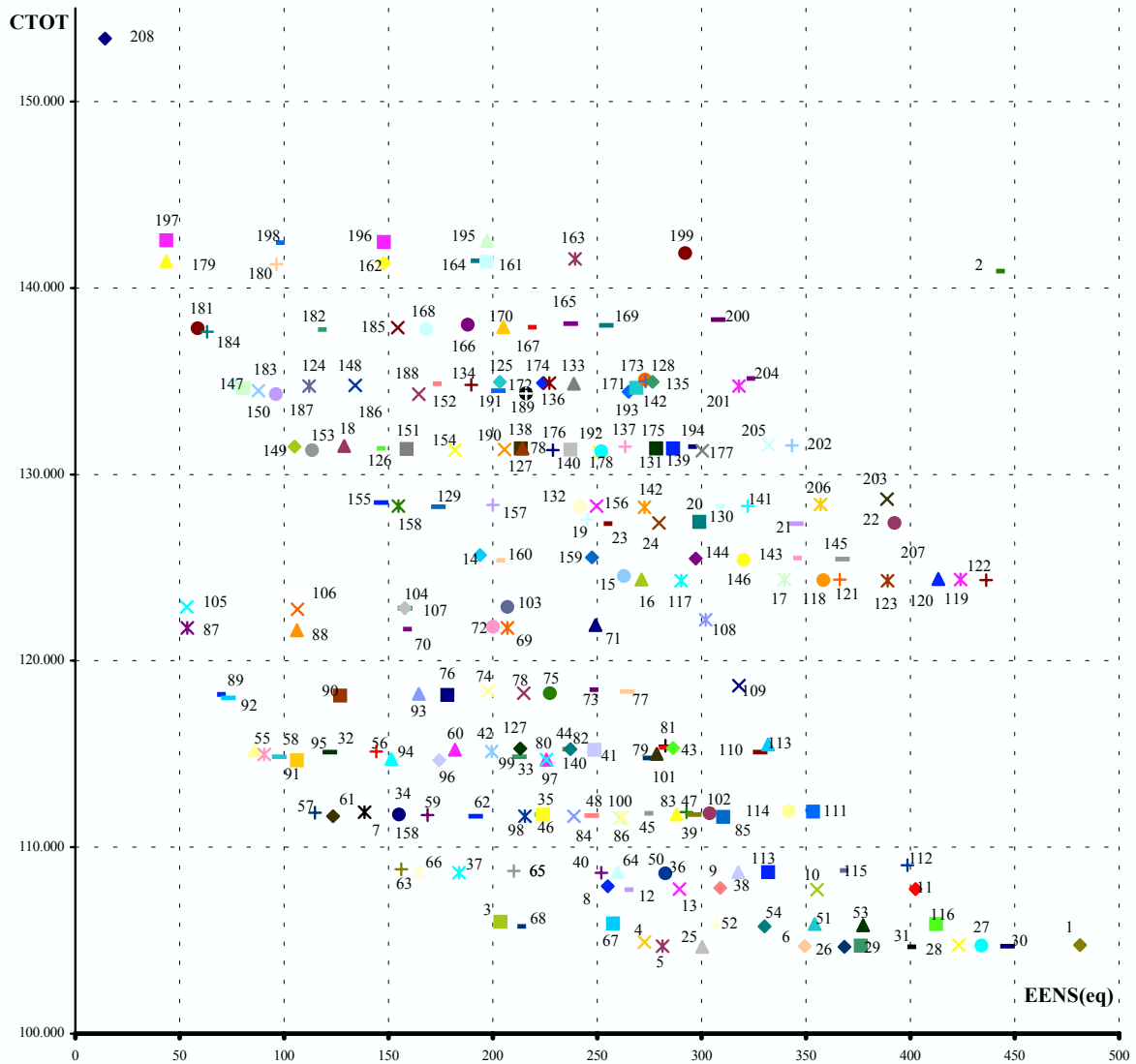


Figura 5.8: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq}$ x $EENS_{eq}$ para os 208 S_{eq}^I Pré-selecionados

Fica evidente desta figura, que a gama de possibilidades de configurações evolutivas formulada, se constitui em um forte motivo para que se eliminem as combinações de adições de reforços antieconômicas durante o processo de formulação de AET, e conseqüentemente, contribuindo para a redução do número de ramos da ACE.

Este leque inicial numeroso de possíveis AET justifica a aplicação do **CPPR** desenvolvido no capítulo 4, através da aplicação do conceito de custo equivalente de interrupção do sistema - **Ceis**.

5.6.3 Valores de Ceis Diante de Um Ano de Postergação

Nos itens que se seguem são feitos os cálculos dos valores dos Ceis, considerando inicialmente um ano de postergações de adições de reforços de transmissão, através da expressão do lado direito da equação (4.66), ou seja, por:

$$\text{Ceis} = \left(\frac{\tau \times \text{INV}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}}{\text{frc}(j, k)} - \sum_{k=1}^p \frac{\Delta^+ \text{CPPA}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}}{(1) + \tau^k} \right) \Bigg/ \left(\sum_{k=1}^p \frac{\Delta^+ \text{EENS}_k^{\text{RS} \rightarrow \text{RI}}}{(1) + \tau^k} \right)$$

5.6.3.1 Ceis Para o 1º Ano Diante de Um Ano de Postergação

Conforme já visto, as possibilidades de adições dos cinco reforços de transmissão às configurações do primeiro ano do horizonte decenal do estudo de caso podem ser feitas de trinta maneiras diferentes.

Nas Tabelas 5.11 a 5.14 são apresentados os valores dos Ceis associados às configurações resultantes das combinações das adições.

Tabela 5.11: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 1º Ano

| Postergação | ΔEENS | τ*CINV/ frc(10%,1)-CPPA | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|-------|-------------------------|-----------------|
| 4 | 92,9 | 3.425.815,0 | 36.872,8 |
| 5 | 0,9 | 1.021.909,1 | 1.124.100,0 |
| 3 | 157,4 | 221.025,7 | 1.404,6 |
| 2 | 255,1 | 3.007.248,6 | 11.788,9 |
| 1 | 325,7 | 470.605,9 | 1.444,8 |

Tabela 5.12: Ceis Diante da Postergação de Duas Adições dos Reforços do 1º Ano

| Postergação | ΔEENS | τ*CINV/ frc(10%,1)-CPPA | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|-------|-------------------------|-----------------|
| 4,5 | 92,8 | 4.501.741,4 | 48.500,6 |
| 3,4 | 111,8 | 3.736.869,6 | 33.419,2 |
| 3,5 | 178,6 | 1.296.952,1 | 7.260,3 |
| 2,4 | 270,8 | 6.449.251,2 | 23.814,0 |
| 2,5 | 255,6 | 4.029.157,7 | 15.761,3 |
| 2,3 | 353,3 | 3.318.303,2 | 9.393,0 |
| 1,4 | 451,3 | 3.932.432,4 | 8.714,1 |
| 1,5 | 324,6 | 1.546.532,3 | 4.763,9 |
| 1,3 | 670,0 | 670.024,6 | 1.005,4 |
| 1,2 | 570,2 | 3.567.883,4 | 6.257,4 |

Tabela 5.13: Ceis Diante da Postergação de Três Adições dos Reforços do 1º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%, 1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|-------------------------------------|-----------------|
| 1,2,3 | 742,0 | 3.824.920,7 | 5.154,9 |
| 1,2,5 | 571,3 | 4.589.792,5 | 8.034,3 |
| 1,2,4 | 601,0 | 6.975.692,6 | 11.606,8 |
| 1,3,5 | 584,8 | 1.785.563,8 | 3.053,2 |
| 1,3,4 | 670,2 | 4.189.469,7 | 6.251,2 |
| 1,5,4 | 450,7 | 5.008.358,8 | 11.111,7 |
| 2,3,5 | 374,9 | 4.322.206,5 | 11.528,7 |
| 2,3,4 | 321,4 | 6.780.129,8 | 21.098,0 |
| 2,5,4 | 271,5 | 7.508.990,0 | 27.662,1 |
| 3,5,4 | 120,9 | 4.812.796,0 | 39.805,1 |

Tabela 5. 14: Ceis Diante da Postergação de Quatro Adições dos Reforços do 1º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%, 1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|-------------------------------------|-----------------|
| 1,2,3,5 | 733,4 | 4.270.644,7 | 5.823,4 |
| 1,2,3,4 | 759,8 | 7.808.914,9 | 10.277,3 |
| 1,2,4,5 | 601,8 | 8.033.613,2 | 13.348,9 |
| 1,3,4,5 | 682,0 | 5.265.396,1 | 7.720,5 |
| 2,3,4,5 | 323,7 | 7.838.050,4 | 24.211,9 |

5.6.3.2 Ceis Para o 3º Ano Diante de Um Ano de Postergação

Visto que o reforço de transmissão R_2^5 , que consiste do 2º banco de AT 500/230 kV de Messias se faz necessário no segundo ano e que os reforços R_3^3 e R_3^4 que consistem, respectivamente, da LT 230 kV Mirueira/Goianinha e da LT 500 kV Messias/Recife II, se fazem necessários neste terceiro ano, todos os três para atender as condições normais de operação, restam três possibilidades de combinações de adições de reforços.

Nas Tabelas 5.15 e 5.16 são apresentados os valores dos custos equivalentes de interrupções do sistema - Ceis das configurações resultantes das combinações das adições.

Tabela 5.15: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 3º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%, 1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|-------------------------------------|-----------------|
| 2 | 362,5 | 3.169.300,7 | 8.741,8 |
| 1 | 359,1 | 434.594,3 | 1.210,3 |

Tabela 5.16: Ceis Diante de Postergação de Duas Adições dos Reforços do 3º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%,1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|------------------------------------|-----------------|
| 1,2 | 698,5 | 3.639.906,5 | 5.210,7 |

5.6.3.3 Ceis Para o 4º Ano Diante de Um Ano de Postergação

Visto que o reforço de transmissão R_4^1 , que consiste da LT 230 kV Angelim/Ta-caimbo - C3, se faz necessário no quarto ano para atender as condições normais de operação, restam seis possibilidades de combinações de adições de reforços.

As Tabelas 5.17 e 5.18 apresentam os valores dos custos equivalentes de interrupções do sistema - Ceis associados às configurações resultantes das combinações das adições de reforços.

Tabela 5.17: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 4º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%,1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|------------------------------------|-----------------|
| 7 | 6,9 | 408.943,2 | 59.189,1 |
| 2 | 651,5 | 3.223.318,0 | 4.947,2 |

Tabela 5.18: Ceis Diante da Postergação de Duas Adições dos Reforços do 4º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $t * CINV / frc(10\%,1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|---------------------------------|-----------------|
| 2,7 | 588,3 | 3.794.313,2 | 6.449,9 |

5.6.3.4 Ceis Para o 10º Ano Diante de Um Ano de Postergação

Visto que o reforço de transmissão R_5^7 , que consiste da LT 230 kV Recife II/Pau Ferro-C2/Campina Grande, se faz necessário no quinto ano para atender as condições normais de operação, restam apenas uma possibilidade de adição de reforço.

A Tabela 5.19 apresenta o valor do custo equivalente de interrupção do sistema - Ceis associado à configuração resultante da referida adição.

Tabela 5.19: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição dos Reforços do 10º Ano

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%,1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|------------------------------------|-----------------|
| 11 | 0,3 | 2.023.000 | 8.341.963,4 |

Com base nos valores de Ceis, resultantes das combinações de adições de reforços de transmissão apresentados na tabela acima, pode-se extrair as seguintes constatações:

- Apesar da postergação isolada de um dos reforços de transmissão R_1^1 e R_1^3 resultarem em valores de Ceis superiores ao valor de referência em cerca de 44,5% e 40,5%, respectivamente, a postergação por um ano do duplo reforço $R_1^{1,3}$ resulta em um valor do indicador econômico **Ceis** (1005 US\$/MWh) \approx **Cuf**;
- A postergação de um ano da adição do reforço denominado de R_{10}^{11} resulta em um Ceis da ordem de 1.124.100,0 US\$/MWh, valor este extremamente elevado quando comparado com o valor de referência, dando um indicativo bastante forte de que a postergação traz benefícios econômicos para o sistema.

Visto que ele é o último reforço a ser adicionado ao sistema, no horizonte decenal de estudo, qualquer combinação envolvendo este reforço, a partir do segundo ano, deve estar ausente na geração da ACE, dado que resulta em um valor de **Ceis > Cuf**;
- Por outro lado, a postergação de um ano da adição do reforço denominado de R_1^5 (necessário já no segundo ano para atender as condições normais de operação), resulta em um Ceis da ordem de 1.124.100,0 US\$/MWh, valor este extremamente elevado quando comparado com o valor de referência.

Logo, qualquer combinação envolvendo este reforço, a partir do segundo ano, deve estar ausente da geração da ACE, visto que resulta em um **Ceis > Cuf**;
- Situação semelhante ocorre com o reforço R_4^7 , cuja postergação por um ano, resultam em um valor de Ceis da ordem de 59.189,1 US\$/MWh. Vale salientar que este reforço é necessário já no quinto ano para atender as condições normais.

Desta forma, este reforço deve estar ausente na geração da ACE, a partir do sexto ano visto, que resulta em um valores de **Ceis > Cuf**;
- Situação semelhante ocorrem com os reforços R_1^4 (necessário somente no terceiro ano para atender as condições normais de operação) e R_1^2 (necessário somente no quinto ano para atender as condições normais de operação), cujas postergações isoladas, de um ano, resultam em valores de Ceis de 36.872,8 US\$/MWh e 11.788,9 US\$/MWh, respectivamente, e conjunta cerca de US\$23.814,0.

Logo, qualquer combinação envolvendo as adições dos reforços de transmissão R_1^2 e R_1^4 , a partir do primeiro ano, deve estar presente na geração da ACE, visto que resulta em valores de **Ceis > Cuf**.

5.6.4 CPPR Diante de Um Ano de Postergação

Nos itens que se seguem, inicialmente é feita a aplicação do **CPPR**, que tem como finalidade principal eliminar as postergações das adições de reforços de transmissão, que resultam em valores de **Ceis** superiores ao valor de referência **Cuf**, que neste estudo de caso foi considerado igual a **1000 US\$/MWh**.

Diante dos resultados obtidos no item anterior é possível eliminar todas as AETs da ACE que contemplam as duas adições de reforços no segundo ano: R_1^4 - LT 500 kV Messias/Recife II e R_1^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu, e que não contemplam uma das duas adições de reforços transmissão já primeiro ano:

- R_1^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó - C3;
- R_1^3 - LT 230 kV Mirueira/Goianinha.

Entretanto, para ilustrar de forma gráfica como funciona o processo de eliminação de AET dominadas por outras economicamente mais eficientes, procederemos por etapa, considerando já adicionados ao sistema os reforços R_2^5 - 2º Banco de AT 500/230 kV 600 MVA de Messias, no ano 2, e R_5^7 - LT 230 kV Recife II/Pau Ferro-C2/C. Grande, no ano 5.

Na primeira etapa, iniciamos a eliminação das configurações evolutivas que contemplam o reforço de transmissão R_{10}^{11} - LT 500 kV Xingó/Messias-C2, no décimo ano. Este procedimento provoca uma redução na ACE em cerca de 50,0%, o que significa eliminar 104 AETs tecnicamente viáveis, porém economicamente ineficientes (AET dominadas). A Figura 5.9 apresentada a seguir mostra as **104 AETs** restantes, distribuídas no espaço cartesiano $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$.

Continuando com a aplicação da definição do CPPR, estabelecido pela regra de decisão expressa por 4.66, consideraremos que apenas uma das adições de reforços R_{11}^1 e R_{11}^3 , podem ser adicionados somente até o segundo ano, mas que, em função dos valores dos Ceis, as adições dos reforços R_{11}^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu e R_{11}^4 - LT 500 kV Messias/Recife II podem serem feitas do segundo ao quinto ano e do segundo ao terceiro ano, respectivamente.

Esta consideração tem o efeito de reduzir ainda mais a ACE, atingindo o patamar de cerca de 76,9%, o que significa eliminar 80 AET tecnicamente viáveis, porém economicamente ineficientes.

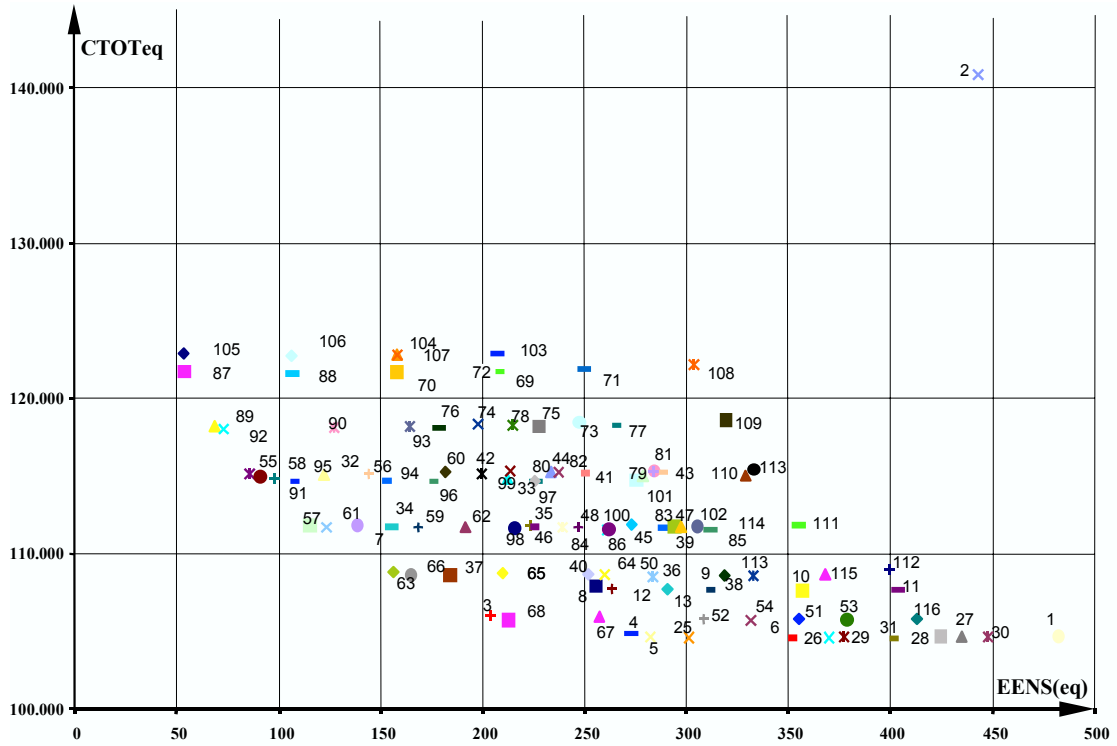


Figura 5.9: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 104 S_{eq}^I Pré-selecionados

A Figura 5.10 ilustra as **24 AETs** distribuídas no espaço cartesiano $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$.

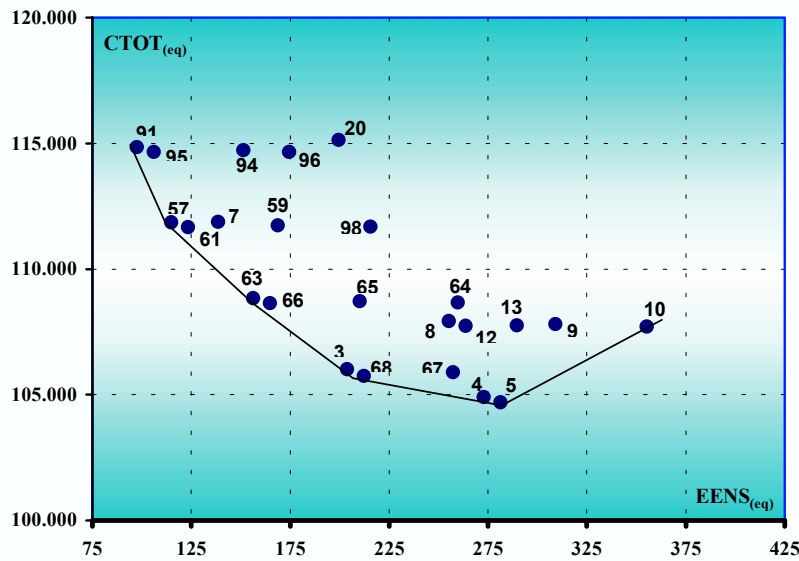


Figura 5.10: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 24 S_{eq}^I Pré-selecionados

A Tabela 5.20 apresenta os custos e as variações incrementais dos custos de investimentos equivalentes - $CINV_{eq}^I$, de potências de perdas ativas equivalentes - $CPPA_{eq}^I$ e de interrupções equivalentes - $CENS_{eq}^I$ associados a cada uma das 24 AET da Figura 5.10.

Tabela 5.20:- Variações dos Custos (US\$1000) dos 24 S_{eq}^I Pré-selecionados

| S_{eq}^I | $CINV_{eq}^I$ | $\Delta^- CINV_{eq}^I$ | $CENS_{eq}^I$ | $\Delta^+ CENS_{eq}^I$ | $CPPA_{eq}^I$ | $\Delta^+ CPPA_{eq}^I$ | $\Delta^+ CMWh_{eq}^I$ |
|------------|---------------|------------------------|---------------|------------------------|---------------|------------------------|------------------------|
| 3 | 101972 | 51309 | 1377 | 1281 | 2669 | 2669 | 3950 |
| 4 | 100124 | 53158 | 1844 | 1748 | 2932 | 2932 | 4680 |
| 5 | 99345 | 53936 | 1901 | 1805 | 3458 | 3458 | 5263 |
| 6 | 98410 | 54871 | 2363 | 2267 | 3933 | 3933 | 6200 |
| 8 | 104132 | 49149 | 1724 | 1628 | 2068 | 2068 | 3696 |
| 9 | 103197 | 50084 | 2088 | 1992 | 2518 | 2518 | 4510 |
| 10 | 102347 | 50934 | 2401 | 2305 | 2973 | 2932 | 5277 |
| 12 | 103353 | 49928 | 1782 | 1686 | 2594 | 2594 | 4280 |
| 13 | 102645 | 50636 | 1957 | 1861 | 3162 | 3162 | 5023 |
| 20 | 122799 | 30482 | 2021 | 1925 | 2625 | 2625 | 4550 |
| 57 | 106242 | 47039 | 777 | 681 | 4832 | 4832 | 5513 |
| 59 | 105307 | 47974 | 1140 | 1044 | 5282 | 5282 | 6326 |
| 61 | 105463 | 47812 | 834 | 738 | 5357 | 5357 | 6095 |
| 63 | 103989 | 49292 | 1056 | 960 | 3786 | 3786 | 4746 |
| 64 | 102220 | 51061 | 1755 | 1659 | 4691 | 4691 | 6350 |
| 65 | 103070 | 50211 | 1420 | 1324 | 4236 | 4236 | 5560 |
| 66 | 103226 | 50055 | 1114 | 1018 | 4311 | 4311 | 5329 |
| 67 | 101037 | 52244 | 1740 | 1644 | 3120 | 3120 | 4764 |
| 68 | 101193 | 52088 | 1434 | 1338 | 3120 | 3120 | 4458 |
| 91 | 110250 | 43031 | 660 | 564 | 3945 | 3945 | 4509 |
| 94 | 109315 | 43966 | 1023 | 927 | 4395 | 4395 | 5322 |
| 95 | 109471 | 43810 | 717 | 621 | 4470 | 4470 | 5091 |
| 96 | 108536 | 44745 | 1179 | 1083 | 4945 | 4945 | 6028 |
| 98 | 99414 | 53867 | 2394 | 2298 | 4071 | 4071 | 6369 |

Infere-se desta análise que o Ceis tem a capacidade de identificar as adições de reforços críticas e eliminar as AET localizadas no centro do plano cartesiano $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$, ou seja, eliminar as AET extremas, as quais são dominadas pelas de maiores relações entre os benefícios econômicos e os custos das postergações realizadas.

5.6.5 Valores de Ceis Para Dois Anos de Postergação

Nas análises até aqui realizadas, considerou-se que as adições dos reforços de transmissão R_{11}^4 - LT 500 kV Messias/Recife II e R_{11}^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu, podem ser feitas a partir do segundo ano. Porém os valores dos Ceis (36.872,8 US\$/MWh e 11.788,9 US\$/MWh) apontam no sentido de se ter uma maior eficiência econômica com os adiamentos das adições destes reforços, por mais um ano.

Diante deste fato, nos itens que se seguem é feita a aplicação do CPPR para eliminar da ACE as postergações das adições de reforços de transmissão, por dois anos, que resultam em valores de Ceis inferiores ao valor de referência Cuf.

5.6.5.1 Ceis Para Dois Anos de Postergação

Visto que o reforço de transmissão R_2^5 , que consiste do 2º AT 500/230 kV – 600 MVA da subestação Messias, se faz necessário no segundo ano para atender as condições normais de operação, restam onze possibilidades de combinações de adições de reforços. As Tabelas 5.21 a 5.23 apresentam os valores dos custos equivalentes de interrupções do sistema - Ceis associados às combinações de adições de reforços restantes.

Tabela 5.21: Ceis Diante da Postergação de Uma Adição Por Dois Anos

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%, 1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|-------------------------------------|-----------------|
| 4 | 199,4 | 6.425,6 | 32,2 |
| 2 | 507,3 | 5.773,8 | 11,4 |

Tabela 5.22: Ceis Diante da Postergação de Duas Adições Por Dois Anos

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%, 1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|-------------------------------------|-----------------|
| 3,4 | 411,7 | 6.954,0 | 16,9 |
| 2,4 | 631,3 | 12.230,4 | 19,4 |
| 2,3 | 764,5 | 6.318,6 | 8,3 |
| 1,4 | 898,0 | 7.343,7 | 8,2 |
| 1,2 | 1107,5 | 6.778,7 | 6,1 |

Tabela 5.23: Ceis Diante da Postergação de Três Adições Por Dois Anos

| Postergação | $\Delta EENS$ | $\tau * CINV / frc(10\%, 1) - CPPA$ | Ceis (US\$/MWh) |
|-------------|---------------|-------------------------------------|-----------------|
| 1,2,3 | 1.538,6 | 7.269,4 | 4,7 |
| 1,2,4 | 1.266,4 | 13.415,4 | 10,6 |
| 1,3,4 | 1.397,1 | 9.242,1 | 6,6 |
| 2,3,4 | 797,9 | 13.091,2 | 16,4 |

Tabela 5.24: Datas de Adições dos Reforços dos 12 S_{eq}^I Pré-selecionados

| S_{eq}^I | R_t^1 | R_t^2 | R_t^3 | R_t^4 | R_t^5 |
|------------|---------|----------|---------|----------|----------|
| 3 | Ano1 | Ano 4 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 4 | Ano 1 | Ano 5-CN | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 5 | Ano 1 | Ano 5-CN | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 10 | Ano 2 | Ano 5-CN | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 57 | Ano 1 | Ano 2 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 59 | Ano 2 | Ano 2 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 61 | Ano 1 | Ano 2 | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 63 | Ano 1 | Ano 3 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 65 | Ano 2 | Ano 3 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 66 | Ano 1 | Ano 3 | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 67 | Ano 2 | Ano 4 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 68 | Ano 1 | Ano 4 | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |

Continuando a aplicação do CPPR, considerando agora que a postergação por dois anos da adição do reforço R_t^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu resulta em valores de Ceis bastantes inferiores ao valor de referência, este reforço deve estar ausente da geração da ACE. Isto significa eliminar mais três AETs tecnicamente viáveis, porém economicamente ineficientes. A Figura 5.12 mostra as **9 AETs** restantes.

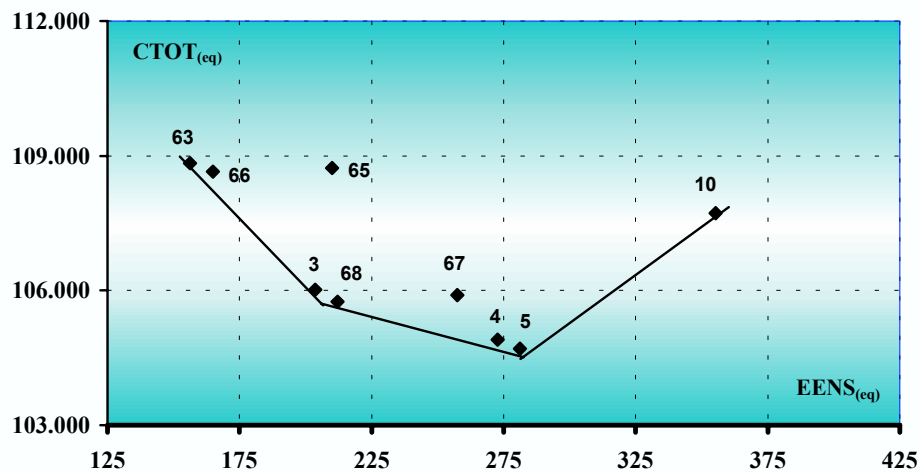


Figura 5.12: Curva de Trade-Off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ para os 9 S_{eq}^I Pré-selecionados

Como pode ser visto desta figura, o $CTOT_{eq}^{65}$ do sistema S_{eq}^{65} é cerca de 108.726,0 mil dólares, valor este praticamente da mesma ordem de grandeza dos valores de $CTOT_{eq}^{66}$ que é 108.651,1 mil dólares.

Entretanto, a $EENS_{eq}^{66}$ do sistema S_{eq}^{66} é cerca de 27,4% inferior. Situação semelhante ocorre com o $CTOT_{eq}^{59}$ do sistema S_{eq}^{59} que é 111.729,2 mil dólares, valor este praticamente da mesma ordem de grandeza dos valores de $CTOT_{eq}^{61}$ que é 111.654,3 mil dólares. Entretanto, a $EENS_{eq}^{61}$ do sistema S_{eq}^{61} é cerca de 36,7% inferior.

Também ocorre com o $CTOT_{eq}^{67}$ do sistema S_{eq}^{67} que é 105.896,8 mil dólares, valor este praticamente da mesma ordem de grandeza dos valores de $CTOT_{eq}^3$ que é 106.018,1 mil dólares. Entretanto, a $EENS_{eq}^3$ do sistema S_{eq}^3 é cerca de 26,4% inferior.

Chama-se a atenção de que o CPPR cumpriu, com êxito, seu principal objetivo, que consiste em pré-selecionar as alternativas de configurações evolutivas economicamente inferiores, e conseqüentemente, reduzir a ACE.

Note que neste estudo de caso, a redução de ramos da ACE atingiu o patamar de $104-9=95$ sistemas intermediários S_{eq}^1 , ou seja, cerca de 91,3%, confirmando assim sua eficiência.

5.7 Análise de Hierarquização das AET

Neste ponto, têm-se disponíveis nove configurações evolutivas que passaram pelo crivo do CCPR, bem como as parcelas de custos incrementais equivalentes de investimentos, de perdas ativas e de interrupções associadas, informações estas necessárias para realização da **Tarefa ③**, ou seja, de hierarquização das AETs pré-selecionadas.

O resumo dos resultados da aplicação do modelo de hierarquização aos nove sistemas intermediários S_{eq}^1 , indicando a ordenação e as parcelas de variações dos custos incrementais equivalentes associados a cada um das alternativas de configurações evolutivas, resultantes do crivo do CPPR, estão apresentados na Tabela 5.25 a seguir.

Tabela 5.25: Ordenação das AET e Variações dos Custos Incrementais Equivalentes

| Sistemas S_{eq}^I | Índice de Mérito Econômico IME_{eq}^I | Parcelas de Variações de Custos Equivalentes de Investimentos e de Perdas Ativas mais EENS | |
|------------------------|--|---|------------------------|
| | | $\Delta^- CINV_{eq}^I$ | $\Delta^+ CMWh_{eq}^I$ |
| 3 | 12,99 | 51.309 | 3.950 |
| 4 | 11,30 | 53.158 | 4.680 |
| 5 | 10,25 | 53.936 | 5.263 |
| 10 | 9,65 | 50.934 | 5.277 |
| 63 | 10,38 | 49.292 | 4.746 |
| 65 | 9,03 | 50.211 | 5.560 |
| 66 | 9,39 | 50.055 | 5.329 |
| 67 | 10,96 | 52.244 | 4.764 |
| 68 | 11,68 | 52.088 | 4.458 |

A análise direta destes nove valores de IME_{eq}^I , apesar de ordenados, não permite definir a AET ótima, ou seja, a configuração evolutiva no horizonte decenal de estudo que, simultaneamente, minimiza $CTOT_{eq}^I$ e a $EENS_{eq}^I$. O que se pode fazer nesta situação é identificar as AET dominadas e eliminá-las, através da análise feita a seguir.

Analisando a Tabela 5.25 constata-se que o IME_{eq}^{65} do sistema S_{eq}^{65} é 9,03, valor este inferior ao valor 9,39 do IME_{eq}^{66} . Situação semelhante com o IME_{eq}^{67} do sistema S_{eq}^{67} que é 10,96, valor este inferior ao valor 12,99 do IME_{eq}^3 . Logo, pode-se extrair as seguintes relações de preferências entre estas duas AET e conseqüente eliminação:

- ➔ O sistema S_{eq}^3 é preferível ao sistema S_{eq}^{67} , isto é, $S_{eq}^3 > S_{eq}^{67}$;
- ➔ O sistema S_{eq}^{66} é preferível ao sistema S_{eq}^{65} , isto é, $S_{eq}^{66} > S_{eq}^{65}$.

A Figura 5.13 ilustra, graficamente, as sete AETs resultantes da análise de hierarquização e de dominância, bem como os valores dos IME_{eq}^I associados.

Desta figura infere-se que o indicador de mérito econômico - IME_{eq}^I , além de se constituir em um mecanismo adequado e eficiente para comparação e hierarquização de AETs com características heterogêneas e de objetivos conflitantes, tem a capacidade de identificar as AETs dominadas e em seguida eliminá-las.

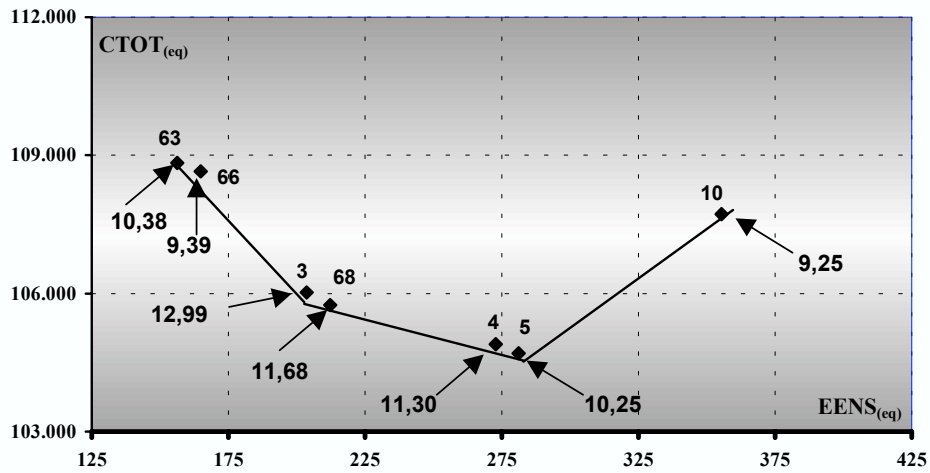


Figura 5.13: Índices de Mérito Econômico - IME^1_{eq} dos 7 S^1_{eq} Pré-selecionados

Ressalta-se que, as AET eliminadas segundo o indicador de mérito econômico proposto na ABTI, apresentam níveis de reserva de capacidade de transmissão maiores, em virtude de contemplarem a adição do reforço R^2_1 , constituído pela LT 230 kV Campina Grande/Açu, no segundo ano do horizonte de estudo, contrariando o CPPR.

Chama-se a atenção ainda que o critério de hierarquização juntamente com o CPPR cumpriu, com êxito, seu principal objetivo, que é o de pré-selecionar as AETs economicamente inferiores, e conseqüentemente, reduzir a ACE. Note que neste estudo de caso, a redução de ramos da ACE atingiu o patamar de $104-7=97$ sistemas intermediários S^1_{eq} , ou seja, cerca de 93,3%, confirmando assim a eficiência dos critérios.

5.8 Seleção e Análise das AET Pareto-Ótimas

Como produto final da realização da **Tarefa** ③ de hierarquização das AET heterogêneas, emergiu um conjunto reduzido de sete configurações evolutivas tecnicamente viáveis e não dominadas. Entretanto, a análise direta destes sete sistemas de transmissão S^1_{eq} , apesar de hierarquizados, não podem ser eliminados através de uma simples comparação dos valores de IME^1_{eq}

Com estas constatações, infere-se que as sete AET se situam sobre a Fronteira de Eficiência Econômica – FEE, formando o Conjunto de Decisão – CD.

5.8.1 Seleção das AET Pareto-Ótimas

Visto que as soluções Pareto-ótimas para o problema do PET, são constituídas pelas AET não dominadas e que se situam sobre a curva de FEE, deduz-se que os sete sistemas de transmissão S_{eq}^I apresentados na Figura 5.13, correspondem as AET Pareto-ótimas para o estudo de caso. A Tabela 5.26 abaixo resume as informações relativas às data das adições de reforços destes sistemas de transmissão.

Tabela 5.26: Datas de Adições dos Reforços das Sete AET Pareto-Ótimas

| S_{eq}^I | R_t^1 | R_t^2 | R_t^3 | R_t^4 | R_t^5 |
|------------|---------|----------|---------|----------|----------|
| 3 | Ano1 | Ano 4 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 4 | Ano 1 | Ano 5-CN | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 5 | Ano 1 | Ano 5-CN | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 10 | Ano 2 | Ano 5-CN | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 63 | Ano 1 | Ano 3 | Ano 1 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 66 | Ano 1 | Ano 3 | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |
| 68 | Ano 1 | Ano 4 | Ano 2 | Ano 3-CN | Ano 2-CN |

A Tabela 5.27, a seguir, detalha os custos e as variações crescentes e decrescentes dos custos de investimentos equivalentes - $CINV_{eq}^I$, de potências de perdas ativas equivalentes - $CPPA_{eq}^I$ e de interrupções equivalentes - $CENS_{eq}^I$ das sete AET da Figura 5.13.

Note que, com as informações contidas nesta tabela é possível avaliar o quanto vai custar aumentar ou diminuir o requisito de confiabilidade, conseqüentemente, o requisito de reserva de capacidade de transmissão, e também, avaliar até que ponto é economicamente vantajoso adiar as adições de reforços de transmissão por um ou mais anos.

Tabela 5.27: Variações dos Custos (US\$1000) dos Sete S_{eq}^I Pareto-Ótimos

| S_{eq}^I | $CINV_{eq}^I$ | $\Delta^- CINV_{eq}^I$ | $CENS_{eq}^I$ | $\Delta^- CENS_{eq}^I$ | $CPPA_{eq}^I$ | $\Delta^+ CPPA_{eq}^I$ | $\Delta^+ CMWh_{eq}^I$ |
|------------|---------------|------------------------|---------------|------------------------|---------------|------------------------|------------------------|
| 3 | 101972 | 51309 | 1377 | 1281 | 2669 | 2669 | 3950 |
| 4 | 100124 | 53158 | 1844 | 1748 | 2932 | 2932 | 4680 |
| 5 | 99345 | 53936 | 1901 | 1805 | 3458 | 3458 | 5263 |
| 10 | 102347 | 50934 | 2401 | 2305 | 2973 | 2932 | 5277 |
| 63 | 103989 | 49292 | 1056 | 960 | 3786 | 3786 | 4746 |
| 66 | 103226 | 50055 | 1114 | 1018 | 4311 | 4311 | 5329 |
| 68 | 101193 | 52088 | 1434 | 1338 | 3120 | 3120 | 4458 |

5.8.2 Análise de Custos das AET Pareto-Ótimas

Este item procura explorar os aspectos relacionados aos custos associados a cada uma das sete AET Pareto-ótimas. Para efeito de uma melhor visualização, a Figura 5.14 abaixo faz uma comparação entre as três parcelas de custos equivalentes: de investimentos, de potência de perdas ativas e de interrupções.

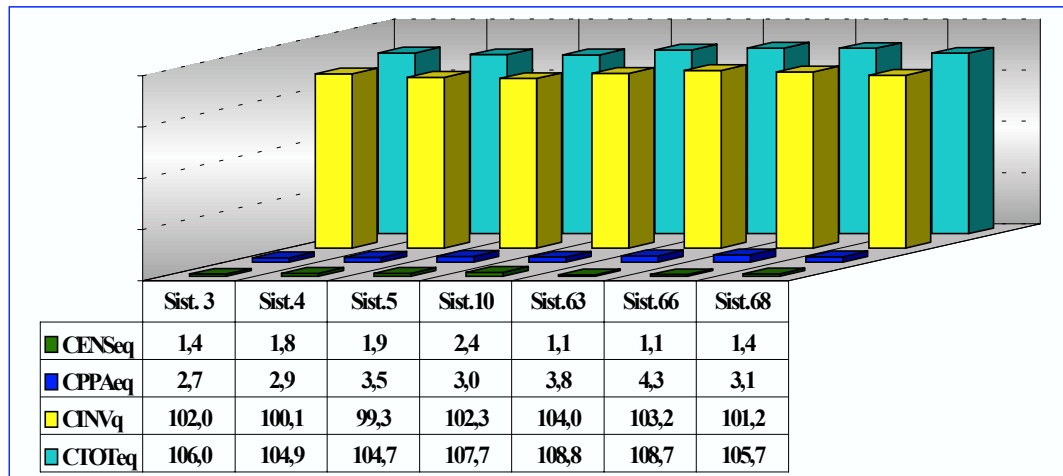


Figura 5.14: Comparação dos Custos das Sete AET Pareto-ótimas Selecionadas

Desta análise econômica comparativa infere-se que, as AET localizadas no extremo esquerdo da curva de FEE, isto é, os sistemas de transmissão S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} , apesar de apresentarem menores valores de custos de interrupções, apresentam maiores valores de custos investimentos e de perdas ativas, em virtude da postergação por dois anos da adição do reforço R_1^2 - LT 230 kV Campina Grande/Açu.

Os sistemas S_{eq}^4 e S_{eq}^5 localizados na região do **joelho** da curva de FEE, a variação nos custos de investimentos é da ordem de apenas 0,8%.

5.8.3 Análise Comparativa de IME_{eq}^I das AET Pareto-Ótimas

Já este item procura explorar os aspectos relacionados a hierarquização a cada uma das sete AET Pareto-ótimas. Para efeito de uma melhor visualização, a Figura 5.15 abaixo resume os valores dos IME_{eq}^I associados a cada uma das sete AET Pareto-ótimas, onde são identificadas algumas situações bem características do sistema utilizado no estudo de caso.

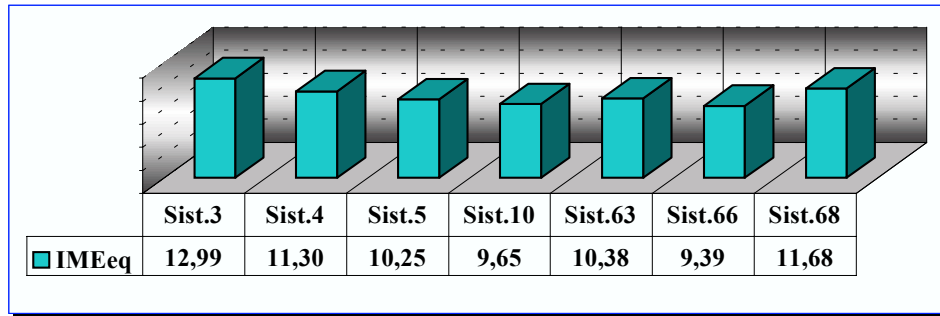


Figura 5.15: Comparação dos IME_{eq}^1 das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas

Uma das situações envolve a comparação dos pares de sistemas (S_{eq}^5 e S_{eq}^{63}), (S_{eq}^{10} e S_{eq}^{66}) e (S_{eq}^4 e S_{eq}^{68}), onde os IME_{eq}^1 associados a cada uma deles são da mesma ordem de grandeza. Em palavras isto significa que, por exemplo, para se evoluir do sistema S_{eq}^{RS} para o sistema S_{eq}^5 resulta em uma redução do custo de investimento - $\Delta^-CINV_{eq}^{RS \rightarrow 5}$ da mesma ordem de grandeza que a redução do custo de investimento - $\Delta^-CINV_{eq}^{RS \rightarrow 63}$ resultante da evolução para o sistema S_{eq}^{63} .

Comportamentos semelhantes são verificados com os outros dois pares acima mencionados. Com estas constatações, deduz-se as seguintes relações:

$$\frac{\Delta^-CINV_{eq}^5}{\Delta^+CMWh_{eq}^5} \approx \frac{\Delta^-CINV_{eq}^{63}}{\Delta^+CMWh_{eq}^{63}} \Rightarrow IME_{eq}^5 \approx IME_{eq}^{63}$$

$$\frac{\Delta^-CINV_{eq}^4}{\Delta^+CMWh_{eq}^4} \approx \frac{\Delta^-CINV_{eq}^{68}}{\Delta^+CMWh_{eq}^{68}} \Rightarrow IME_{eq}^4 \approx IME_{eq}^{68}$$

$$\frac{\Delta^-CINV_{eq}^{10}}{\Delta^+CMWh_{eq}^{10}} \approx \frac{\Delta^-CINV_{eq}^{66}}{\Delta^+CMWh_{eq}^{66}} \Rightarrow IME_{eq}^{10} \approx IME_{eq}^{66}$$

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 FEE, onde os IME_{eq}^1 associados a cada uma deles são de ordem de grandeza diferentes. Nestes casos, conclui-se que é melhor evoluir do sistema de referência 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.

5.8.4 Análise Comparativa de $EENS_{eq}^I$ das AET Pareto-Ótimas

Este item procura explorar os aspectos relacionados com os níveis de confiabilidade de associadas às sete AET Pareto-ótimas. Neste sentido, a Figura 5.16 resume os valores de expectativas de energias não supridas equivalentes, os quais espelham as variações das anuais $EENS_{eq}^I$ de todo o período decenal do estudo de caso em análise.

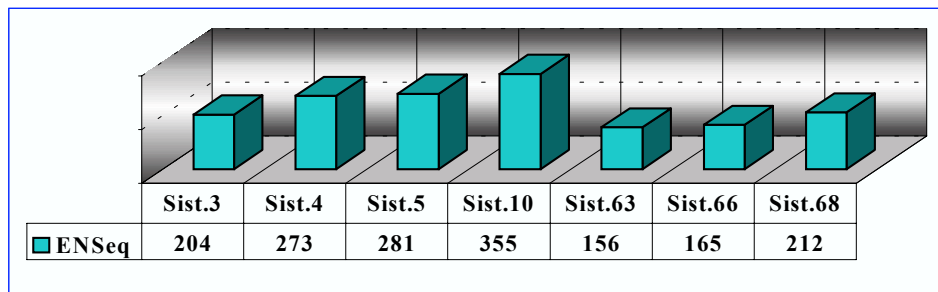


Figura 5.16: Comparação das $EENS_{eq}^I$ das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas

Desta figura fica evidente como a seqüência de adições dos reforços de transmissão, e, conseqüentemente, a redução do nível de reserva de capacidade de transmissão disponível, afeta o nível de confiabilidade da rede de transmissão.

Infere-se ainda que, nos sistemas de transmissão S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} a adição do reforço 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.

Já no sistema S_{eq}^{10} além deste reforço ser adicionado no quinto ano, a adição do reforço R_t^1 - LT 230 kV Angelim/Tacaimbó-C3 é postergada de um ano, em relação às outras AET Pareto-ótimas, resultando no maior valor expectativa de energia não suprida.

5.8.5 Análise Comparativa dos Ceis das AET Pareto-Ótimas

Este item faz uma análise comparativa dos valores dos Custos Unitários de Interrupções dos Sistemas – **Ceis** associadas às sete AETs 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 5.17 a seguir mostra os valores relativos aos Ceis associados às sete alternativas de configurações evolutivas Pareto-ótimas. Desta figura fica, também, evidente como a seqüência de adições dos reforços, e conseqüentemente a redução do nível de reserva de capacidade disponível, afeta o Ceis do sistema de transmissão.

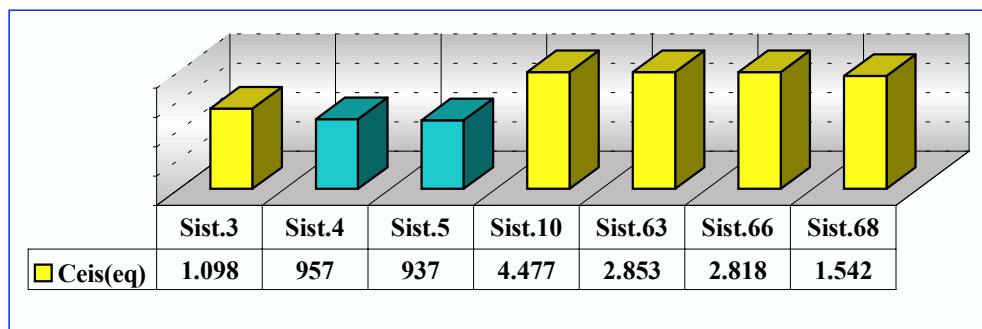


Figura 5.17: Comparação dos $Ceis_{eq}^1$ das Sete AET Pareto-ótimas Seleccionadas

Através da análise dos dados contidos nesta figura pode-se extrair as seguintes principais constatações:

- ➔ sistema de transmissão S_{eq}^{10} , localizado em uma das regiões extremas da curva de FEE em virtude das adições dos reforços R_t^2 e R_t^1 serem feitas, respectivamente, no quinto e no segundo ano, teria que ter a $EENS_{eq}^{10}$ valorada em cerca de 4.477 US\$/MWh para que os benefícios econômicos sejam iguais aos custos incorridos pelo sistema;
- ➔ Já os sistemas de transmissão S_{eq}^{63} e S_{eq}^{66} , ambos localizados em uma das regiões extremas da curva de FEE, teriam que ter as $EENS_{eq}^{63}$ e $EENS_{eq}^{66}$ valoradas, respectivamente, em cerca de 2.853 US\$/MWh e 2.818 US\$/MWh;
- ➔ Os sistemas de transmissão S_{eq}^3 e S_{eq}^{10} , em virtude de suas localizações relativas ao **joelho** da curva de FEE, apresentam valores de Ceis próximos ao valor do Cuf (1.000 US\$/MWh);

- Finalmente, os sistemas de transmissão S_{eq}^4 e S_{eq}^5 , os quais estão situados junto ao **joelho** da curva de FEE, são os que apresentam menores valores de Ceis e são inferiores ao valor do custo unitário de interrupção, ou seja, **Ceis < Cuf**.

5.9 Seleção e Análise da AET Ótima

Neste ponto, têm-se já disponíveis a FEE, as sete configurações evolutivas Pareto-ótimas e os valores de IME_{eq}^I associados. A Figura 5.18 resume, de forma gráfica, as informações necessárias para realização da **Tarefa 9**, ou seja, de seleção da AET ótima.

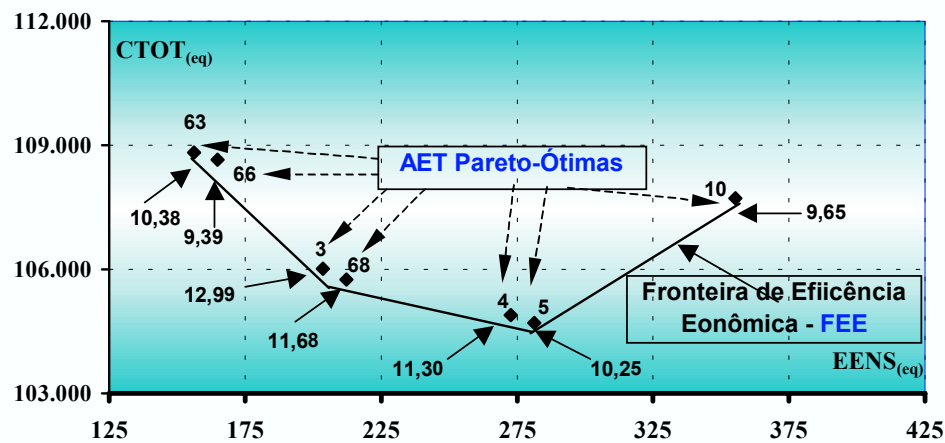


Figura 5.18: FEE, os IME_{eq}^I das Sete AET Pareto-Ótimas e a AET Ótima

Com estas informações, aliadas as análises comparativas realizadas sob vários enfoques, este item passa a apresentar a aplicação regra de decisão proposta para seleção da AET ótima, que consiste em selecionar o sistema S_{eq}^I que minimiza, simultaneamente, o $CTOT_{eq}^I$ e a $EENS_{eq}^I$ e maximiza o IME_{eq}^I , onde **I** é **CD**.

Nos itens que se seguem, são feitas, também, análise comparativas entre a AET ótima e os sistemas de transmissão dimensionados para atender aos critérios "N-1" e "N-0".

Observa-se, entretanto, que entre estes dois extremos existe uma gama de possibilidades de formulação de configurações evolutivas. Diante da ausência de um critério defensável, aliada a escassez de recursos que o setor elétrico brasileiro passou, as empresas adotaram a seguinte estratégia para elaboração do plano de obras decenal:

- Nos cinco primeiros anos, a expansão da transmissão deveria atender ao critério de confiabilidade "N-0", postergando assim os investimentos;
- Do sexto ao décimo ano do horizonte decenal, a expansão deveria atender ao critério de confiabilidade "N-1".

Com o objetivo de mostrar que a utilização indiscriminada deste critério, resultando em um sistema de transmissão aqui denominado de S_{eq}^{PO} , sem quantificar o real impacto na qualidade de suprimento pode levar à situações indesejáveis sob outros aspectos como: a insatisfação dos consumidores com a confiabilidade de atendimento às cargas e a degradação da imagem da empresa, o sistema decorrente da aplicação destes critérios é comparado com os dois sistemas localizados na regia do **joelho** da curva de FEE.

5.9.1 Seleção da AET Ótima

Observa-se da Figura 5.18 acima, que os sistemas de transmissão S_{eq}^4 e S_{eq}^5 , em virtude de estarem situadas junto ao **joelho** da curva de FEE, se constituem em AETs candidatas à solução ótima para o PET a multiestágios de tempo do estudo de caso, visto que estão localizadas em uma região de saturação, significando que a diminuição do valor do atributo $CTOT_{eq}^1$ resulta no aumento do atributo definido pela $EENS_{eq}^1$, **I** e **CD**.

Entretanto, dado que já foi identificado o CD e, conseqüentemente a FEE, a solução ótima para o problema do PET a multiestágios de tempo, corresponde ao sistema de transmissão S_{eq}^4 , uma vez que este sistema de transmissão dimensionado segundo esta regra de decisão minimiza, simultaneamente, o $CTOT_{eq}^4$ e a $EENS_{eq}^4$ e maximiza o IME_{eq}^4 .

5.9.2 Análise dos Custos da AET Ótima

Este item procura explorar, comparativamente, os aspectos relacionados aos custos associados a cada uma das quatro AET acima mencionadas. Para efeito de uma melhor visualização, a Figura 5.19 a seguir faz uma comparação entre as três parcelas de custos equivalentes: de investimentos, de potência de perdas ativas e de interrupções.

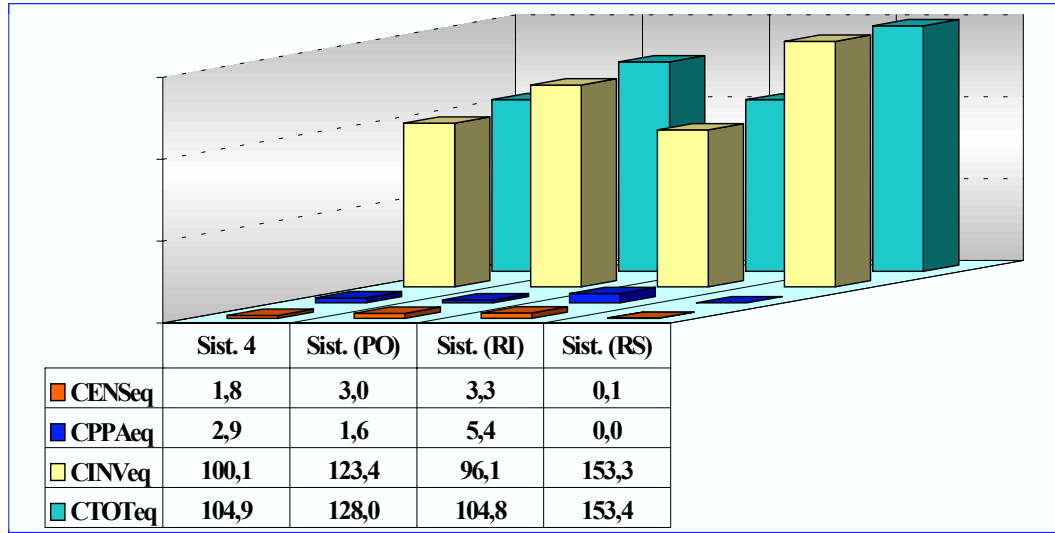


Figura 5.19: Comparação das Parcelas de Custos da AET ótima (Sistema S_{eq}^4)

Desta análise econômica comparativa destacam-se os seguintes principais aspectos:

- O custo $CINV_{eq}^4$ do sistema S_{eq}^4 é cerca de 53,1% inferior ao custo do sistema de referência superior S_{eq}^{RS} planejado com o critério de confiabilidade "N-1" Isto significa uma economia da ordem de 54,6 milhões de dólares;
- O custo $CINV_{eq}^4$ do sistema S_{eq}^4 é cerca de 23% inferior ao custo $CINV_{eq}^{PO}$ do sistema S_{eq}^{PO} , planejado com o critério de confiabilidade "N-0" nos cinco primeiros anos e de confiabilidade "N-1" do sexto ao décimo ano. Isto significa uma redução da ordem de 27,4 milhões de dólares;
- Por outro lado, o acréscimo do $CINV_{eq}^4$ do sistema S_{eq}^4 , em relação ao sistema de referência inferior S_{eq}^{RI} , planejado com o critério de confiabilidade "N-0", é de apenas 3,7% que corresponde a 3,6 milhões de dólares.

5.9.3 Análise das Datas dos Reforços da AET Ótima

A Tabela 5.28 a seguir mostra os reforços contemplados nos sistemas de transmissão S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} , S_{eq}^{RS} e S_{eq}^{PO} e as respectivas datas de adições.

Tabela 5.28: Datas de Adições de Reforços dos Sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} , S_{eq}^{RS} e S_{eq}^{PO}

| Reforços de Transmissão | Sistema S_{eq}^4 | Sistema S_{eq}^{RS} | Sistema S_{eq}^{RI} | Sistema S_{eq}^{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 | 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 |

5.9.4 Análise de Variação dos Custos da AET Ótima

A Tabelas 5.29 resume os valores dos acréscimos sofridos pelas parcelas de custos de perdas ativas e de energias não supridas equivalentes, provocadas pelas reduções dos custos de investimentos, para os sistemas de transmissão S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} .

Tabela 5.29: Variações dos Custos dos Sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} (1000 US\$)

| Sistemas | S_{eq}^I | $\Delta^- \text{CINV}_{eq}^I$ | $\Delta^+ \text{CENS}_{eq}^I$ | $\Delta^+ \text{CPPA}_{eq}^I$ | $\Delta^+ \text{CMWh}_{eq}^I$ |
|---------------|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| S_{eq}^4 | | 53.158 | 1.748 | 2.932 | 4.680 |
| S_{eq}^{RI} | | 57.202 | 3.157 | 5.430 | 8.587 |
| S_{eq}^{PO} | | 29.929 | 2.890 | 1.646 | 4.536 |

Dos valores apresentados nesta tabela observa-se que:

Em virtude do aumento, nos custos $\Delta^+ \text{CMWh}_{eq}^4$ e $\Delta^+ \text{CMWh}_{eq}^{RI}$, praticamente da mesma ordem de grandeza, e da maior redução nos custos de investimentos do sistema S_{eq}^4 em relação a redução dos custos de investimento do sistema S_{eq}^{PO} , o sistema S_{eq}^4 apresenta um melhor equilíbrio entre os benefícios econômicos e custos que o sistema S_{eq}^{PO} .

Note que o IME_{eq}^4 é da ordem de 11,36, enquanto que o IME_{eq}^{PO} é cerca de 6,60 e do IME_{eq}^{RI} do sistema S_{eq}^{RI} é 6,66, ou seja, são 72,1% e 70,5% inferiores, respectivamente.

5.9.5 Análise de Confiabilidade da AET Ótima

Com a finalidade de mostrar o melhor desempenho da AET ótima, em termos de confiabilidade de atendimento às cargas supridas pela área Leste, é feita a seguir uma comparação dos índices de confiabilidade, traduzidos em termos dos índices $EENS_{eq}^I$ (MWh/ano), $LOLP_{eq}^I$ (%), $LOLF_{eq}^I$ (ocorrências/ano) e $LOLD_{eq}^I$ (horas) global e local, ou seja, por barramento de conexão de cargas. É apresentado também o número e as subestações que são afetadas com a implementação de cada um dos três sistemas: S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} .

5.9.5.1 Análise de Confiabilidade Global da AET Ótima

Figura 5.20 sintetiza os resultados alcançados, permitindo a comparação das $EENS_{eq}^I$ globais dos sistemas de transmissão S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} .

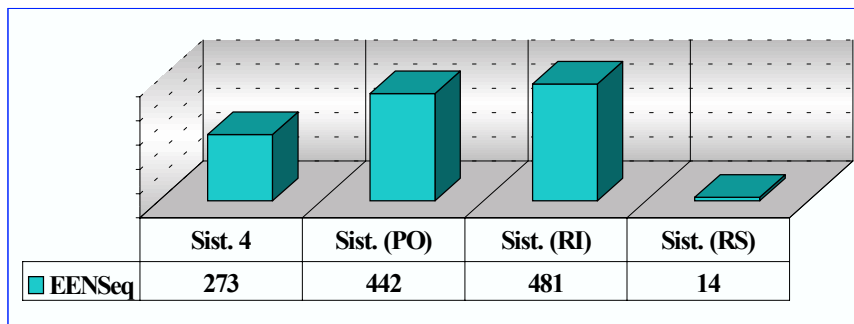


Figura 5.20: Comparação com a $EENS_{eq}^4$ da AET ótima (sistema S_{eq}^4)

Desta análise constata-se que, a $EENS_{eq}^4$ decorrente do sistema de transmissão ótimo S_{eq}^4 , é cerca de 61,9% e 76,2% superior aos níveis dos sistemas de transmissão S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} , respectivamente, evidenciando o melhor desempenho da AET ótima.

Em relação ao sistema ótimo S_{eq}^4 , os sistemas S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} apresentam valores superiores em cerca de 76% e 62%, respectivamente.

Com relação ao índice de confiabilidade $LOLF_{eq}^4$, a AET ótima é cerca de 35,1% e 19,7% inferior, respectivamente, como pode ser visto na Figura 5.21 a seguir. Já a $LOLD_{eq}^4$ do sistema S_{eq}^4 é inferior em cerca de 7,8%.

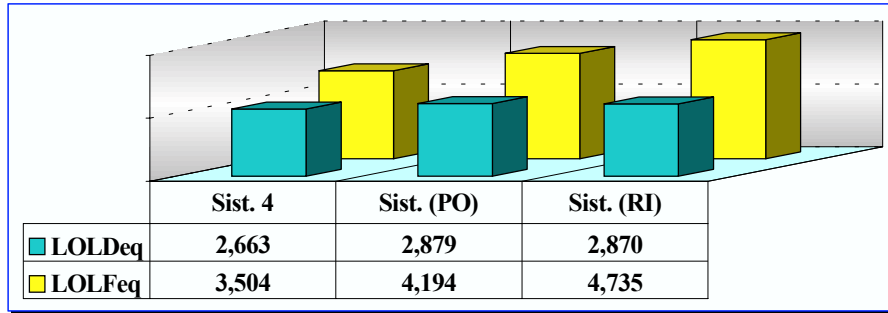


Figura 5.21: Comparações Relativas das $LOLD_{eq}^4$ e $LOLF_{eq}^4$ da AET ótima

A combinação deste dois índices de confiabilidade resulta na $LOLP_{eq}^4$, a qual apresenta um desempenho bastante superior, quando comparado com os desempenhos dos sistemas de transmissão S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} , como pode ser visto na Figura 5.22. Neste caso, os valores são superiores em cerca de 45,7% e 29,4% respectivamente.

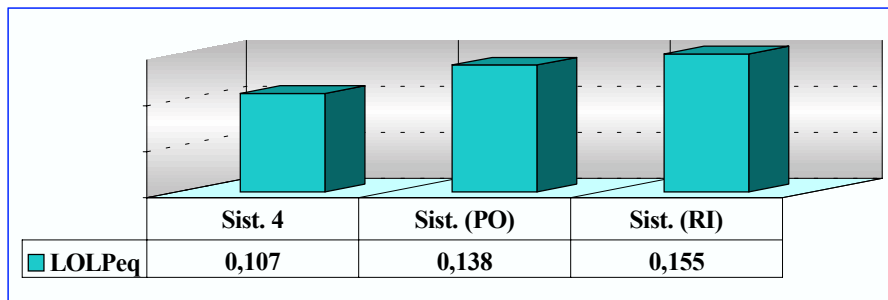


Figura 5.22: Comparação Relativa da $LOLP_{eq}^4$ da AET ótima (sistema S_{eq}^4)

Diante destas constatações, infere-se que a seqüência de adições de reforços de transmissão do sistema de transmissão S_{eq}^4 ótimo, propicia uma melhor confiabilidade de atendimento aos consumidores supridos pela área Leste.

Como pode ser visto na Tabela 5.30, os quatro planos mais atrativos contemplam datas de adições de reforços diferentes apenas nos dois primeiros anos do período de análise. Espera-se portanto que as expectativas de $EENS_{eq}^4$, $LOLP_{eq}^4$, $LOLD_{eq}^4$ e $LOLF_{eq}^4$ reflitam estas diferenças.

A Tabela 5.30 a seguir apresenta os valores destes índices de confiabilidade para cada um dos sistemas de transmissão.

Tabela 5.30: Índices de Confiabilidade Globais nos Dois Primeiros Anos

| Índices | Ano | S_{eq}^4 | S_{eq}^{RI} | S_{eq}^{PO} |
|------------------|-----|------------|---------------|---------------|
| EENS (MWh/ano) | 1 | 304 | 824 | 824 |
| | 2 | 447 | 1.076 | 1.076 |
| LOLP (%) | 1 | 0,077 | 0,255 | 0,255 |
| | 2 | 0,184 | 0,283 | 0,283 |
| LOLF (Ocor./ano) | 1 | 2,599 | 6,723 | 6,723 |
| | 2 | 5,080 | 7,554 | 7,554 |
| LOLD (horas) | 1 | 2,59 | 3,32 | 3,32 |
| | 2 | 3,17 | 3,28 | 3,28 |

A comparação dos índices revelam que o plano de expansão ótimo provoca menos interrupções com durações menores, resultando, em valores de $EENS_{eq}^4$ inferiores.

5.9.5.2 Análise de Confiabilidade Local da AET Ótima

A Tabela 5.31 apresenta as subestações que são afetadas, nos dois primeiros anos do período decenal de análise, com a implantação de cada um dos três sistemas de transmissão S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} .

Tabela 5.31: Subestações Afetadas nos Sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO}

| Subestações Afetadas | S_{eq}^4 | S_{eq}^{RI} | S_{eq}^{PO} |
|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| C. Novos - 69 kV | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 |
| S. Matos - 69 kV | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 |
| S. Cruz- 69 kV | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 |
| Açu - 69 kV | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 |
| Tacaimbó - 69 kV | --- | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 |
| Goianinha - 69 kV | --- | Ano: 1 | Ano: 1 |
| Mussuré - 69 kV | --- | Ano: 1 | Ano:1 |
| Penedo - 69 kV | Ano: 1 | Ano: 1 | Ano: 1 |
| Salgema 230 kV | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 | Anos: 1 e 2 |
| Total de Subestações Afetadas | Ano 1→6 Ano 2→5 | Ano 1→9 Ano 2→6 | Ano 1→9 Ano 2→6 |

Os resultados indicam mais uma vez o melhor desempenho da AET ótima, visto que a sua seqüência de adições de reforços de transmissão afetam menos subestações, na eventual ocorrência de defeitos nos seus componentes.

Nesta tabela observa-se que o número de vezes que o consumidor industrial Salgema, alimentado diretamente de um barramento de 230 kV, é afetado de forma idêntica em qualquer um dos planos de expansão.

Em termos dos índices de confiabilidade $EENS_{eq}^4$, $LOLP_{eq}^4$, $LOLD_{eq}^4$ e $LOLF_{eq}^4$ por barramento da rede de transmissão, a seqüência de adições de reforços contidos no sistema ótimo - S_{eq}^4 mais uma vez propicia menores impactos. Estas constatações podem ser vistas na Tabela 5.32 para os anos 1 e 2 dos três sistemas S_{eq}^4 , S_{eq}^{RI} e S_{eq}^{PO} .

Tabela 5.32: Índices de Confiabilidade do Consumidor 230 kV Salgema

| Índices | Ano | S_{eq}^4 | S_{eq}^{RI} | S_{eq}^{PO} |
|----------------|-----|------------|---------------|---------------|
| EENS (MWh/ano) | 1 | 11 | 37 | 37 |
| | 2 | 133 | 133 | 133 |
| LOLP (%) | 1 | 0,006 | 0,064 | 0,064 |
| | 2 | 0,059 | 0,059 | 0,059 |
| LOLF (1/ano) | 1 | 0,316 | 0,879 | 0,879 |
| | 2 | 0,498 | 0,498 | 0,498 |
| LOLD (horas) | 1 | 1,7 | 6,4 | 6,4 |
| | 2 | 10,3 | 10,3 | 10,3 |

5.9.6 Análise do Ceis da AET Ótima

O sistema de transmissão S_{eq}^4 , o qual está situado junto ao **joelho** da curva de FEE, é o que apresenta um valor de Ceis mais próximo do valor do custo unitário de interrupção, ou seja, **Ceis** \cong **Cuf** (1000 US\$/MWh).

5.10 Análise de Sensibilidade da AET Ótima

O aumento de 1000 US\$/MWh para 1500 US\$/MWh (valor médio brasileiro) no custo de valoração das energias não supridas não definiu outra AET ótima, como pode ser visto na Figura 5.23. Este fato mostra que a escolha da AET proposta é robusta frente ao aumento de 50% no valor do Cuf.

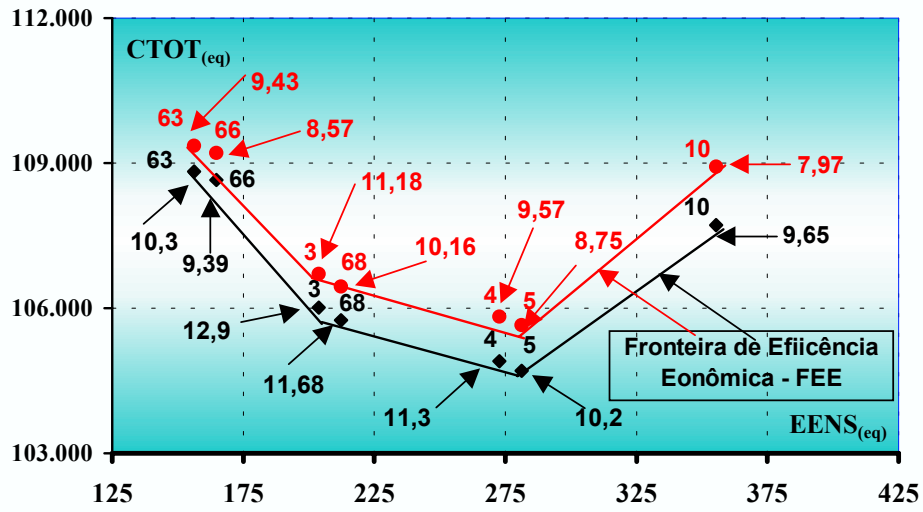


Figura 5.23: Sensibilidade da AET ótima (sistema S_{eq}^4) ao Aumento do Cuf.

Capítulo 6

Conclusões Gerais, Vantagens das Análises de Benefícios/Custos e Sugestões de Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões Gerais

O principal objetivo do planejamento da expansão da transmissão - PET, a multi-estágios de tempo, é atender ao crescimento do mercado de energia elétrica a um menor custo possível, obedecendo a requisitos que assegurem uma qualidade satisfatória dos serviços prestados as classes de consumidores.

Como bastante discutido na literatura pesquisada, nas análises das abordagens e na experiência adquirida, o estabelecimento da seqüência de adições de reforços de transmissão de mínimo custo consiste de um problema de natureza discreta, de avaliação bastante complexa e combinatorialmente explosivo. O resultado da realização desta pesquisa permitiu identificar três enfoques bastante distintos de abordar o problema do PET a multiestágios de tempo, a saber: determinístico, probabilístico e sob incertezas exógenas.

Desta discussão concluiu-se que as aplicabilidades destas abordagens se diferenciam entre si em função de aspectos fundamentais, os quais variam inversamente proporcional um ao outro, no sentido de que, quanto maior de automação do processo, tanto menor será o grau de detalhes exigido, e conseqüentemente, soluções mais imprecisas:

- Grau de automação do processo de formulação de AET e seleção da seqüência de adições de menor custo total;

- Grau do detalhe de representação das variações que influenciam na definição da seqüência de adições de reforços.

6.1.1 Enfoque Determinístico

Na linha do enfoque determinístico, foram apresentadas e discutidas duas abordagens metodológicas, onde a primeira consiste na maneira tradicional de planejar a rede de transmissão e a segunda baseada em um modelo semi-automático de síntese de rede que utiliza técnica de programação matemática.

Durante as análises destas abordagens constatou-se que a primeira ainda é largamente utilizada por todas as empresas do Setor Elétrico brasileiro, apesar de sua incapacidade de não explicitar nem o caráter aleatório das falhas dos componentes, e nem encontrar um balanço adequado entre os custos e a confiabilidade de atendimento aos consumidores. Estes dois requisitos são claramente conflitantes, pois para elevar o nível de confiabilidade da rede de transmissão tornam-se necessários maiores investimentos, os quais implicam em aumentos das tarifas de energia.

As decisões relativas aos anos de entradas dos reforços ao longo do período de planejamento, bem como a localização, tipos de linhas, novas tecnologias, capacidade de transporte dos reforços, custos das instalações e outras considerações de ordem prática ficam a cargo da criatividade e experiência do planejador.

Apesar de conduzir a boas soluções, esta metodologia não é capaz de avaliar os impactos econômicos para os consumidores decorrentes de alterações no nível de confiabilidade. Portanto, não se pode garantir que o nível de confiabilidade obtido corresponda ao valor ótimo e que não necessariamente é o mais compatível com as exigências da nova indústria de energia elétrica brasileira. Para alcançar tal objetivo, os custos incorridos pelos consumidores, em consequência das interrupções no fornecimento de energia, devem ser avaliados e explicitamente incorporados ao processo de adições de reforços.

Com relação a segunda abordagem constatou-se que, apesar dos substanciais avanços alcançados nos últimos anos de pesquisa, esta metodologia ainda peca pela baixa relação de compromisso entre a precisão desejada na simulação do desempenho da rede, na definição da seqüência de adições de reforços de transmissão e no uso de simplificações para viabilizar a técnica de programação matemática utilizada.

Constatou-se ainda que esta abordagem não está preparada para considerar contingências simples durante o processo de formulação das AET, e conseqüentemente, na definição da seqüência de adições de reforços de transmissão.

6.1.2 Enfoque Probabilístico

Na linha do PET probabilístico, foram apresentadas e analisadas duas linhas distintas de abordagens metodológicas, onde a primeira define a seqüência de adições de reforços de transmissão tomando como base um nível de risco pré-fixado (critério de decisão baseado em índice de confiabilidade). Neste caso, tem-se como objetivo apenas a minimização dos custos de investimentos mais perdas ativas, sendo garantida a manutenção do nível de confiabilidade dentro de limites pré-estabelecidos.

Durante as análises destes enfoques constatou-se que a aplicabilidade da primeira abordagem tem sido pouco utilizada pelas empresas do Setor Elétrico brasileiro, em virtude da inexistência de um valor único para o nível de confiabilidade que possa ser aplicado em todas as redes de transmissão.

Já a segunda define a seqüência de adições de reforços de transmissão levando em consideração os custos das interrupções (critério de decisão baseado no valor da confiabilidade), em adição aos custos de investimentos e de perdas ativas na transmissão. Ao considerar o valor da confiabilidade, esta abordagem passa a relacionar, de forma explícita, as decisões das empresas e os custos incorridos pelas classes de consumidores.

Neste contexto, a tarefa do planejador consiste em encontrar o balanço adequado entre os custos e a confiabilidade, ou seja, encontrar a relação benefício/custo economicamente mais atrativa, a qual só pode ser obtida através de abordagem metodológica de natureza probabilística. Desta forma, o nível de confiabilidade da rede não é mais estabelecido **a priori**, sendo, portanto, resultado de um processo de equilíbrio econômico.

Chama-se a atenção que, a função objetiva do problema do PET de custo mínimo foi substancialmente alterada. Com esta concepção, o nível de confiabilidade deixa de ser apenas um parâmetro definido **a priori** para converter-se em uma variável dependente muito importante no processo de seleção da AET ótima, e da qual se deduz o valor ótimo quando a condição de igualdade de custos e benefícios marginais é satisfeita.

Neste sentido, foi discutido o método de cálculo do custo de interrupção por classe de consumidores e por duração da interrupção, bem como a explicação do motivo da simplificação adotada.

6.1.3 Metodologia Desenvolvida na Dissertação

A metodologia desenvolvida neste trabalho de dissertação, para solução do problema do PET a multiestágios de tempo, está em consonância com os conceitos estabelecidos para o **Caminho 7b** da APT ilustrada na Figura 3.1 do capítulo 1.

A metodologia desenvolvida permite encontrar a expansão de custo mínimo global para redes de transmissão de grande porte, considerando todos os anos de um determinado horizonte de planejamento, sem perda de exatidão dos resultados requeridos pelos estudos que envolvem os horizontes de longo, médio e curto prazo. Principalmente nestes dois últimos, onde os requisitos de suportes de reativos são determinantes na definição da seqüência de adições dos reforços de transmissão.

Chama-se a atenção de que, a metodologia desenvolvida utilizou uma estrutura matemática, formulada através do conjunto de modelos e critérios relacionados a seguir, os quais permite definir de forma ótima a seqüência de adições de reforços de transmissão, para o bem conhecido e complexo problema do PET a multiestágios de tempo.

- Modelo de formulação das possíveis alternativas de configurações evolutivas;
- Modelo de avaliação dos índices de confiabilidade por barramentos e globais, e das potências de perdas ativas equivalentes;
- Modelo de representação dos custos incorridos pelo sistema de transmissão e dos custos incorridos pelas classes de consumidores;
- Modelo e critério de parada de postergação de adições de reforços, para reduzir de forma eficiente os ramos da árvore de configurações evolutivas, resultante do processo combinatorial;
- Modelo de indicador de mérito econômico e critério de hierarquização das configurações evolutivas dos sistemas intermediários, com características bastante heterogêneas, os quais situam-se entre as redes dimensionadas para atenderem aos critérios de confiabilidade de "N-0" e "N-1" componentes;
- Modelo de pesquisa do conjunto reduzido de AET Pareto-ótimas (Conjunto de Decisão), formado pelas AET pertencentes à fronteira de eficiência econômica;
- Modelo e critério de seleção da AET Pareto-ótima, a qual é composta de uma seqüência de adições de reforços de transmissão de custo total mínimo, que corresponde à solução ótima global.

A principal motivação que levou ao desenvolvimento desta abordagem metodológica inédita, utilizando regras de decisões baseada em múltiplos critérios, foi a necessidade de estabelecer uma estrutura matemática para obtenção da AET de custo mínimo global, com qualidade significativamente superior às soluções apontadas pelas abordagens baseadas:

- Em enfoques puramente determinísticos (ABCA) ou probabilísticos (ABIC), as quais permitem obter apenas soluções de boa qualidade, porém de ótimos locais;

- No valor da confiabilidade (ABVC), que permite definir a seqüência de adições de reforços, resultando em uma solução de ótimo local, porém com qualidade bastante superior às obtidas pelas duas abordagens anteriores;
- Em heurísticas matemáticas (Busca Tabu, etc), que por carecer de definição de uma estrutura matemática demonstrativa não permite a garantia da convergência para a solução de ótimo global para o problema do PET a multiestágios de tempo;
- Em método automático de análise de síntese de rede (ANASIN), que apenas permite obter AET indicativas para posterior análise mais criteriosa e consistente, em virtude das seguintes simplificações utilizadas:
 - ✓ Cálculo das distribuições de fluxos de potências na rede de transmissão realizado através de um modelo linearizado;
 - ✓ Cálculo das potências de perdas ativas na rede de transmissão realizado de forma simplificada;
 - ✓ Critério de adições de reforços de transmissão baseado no critério de confiabilidade de "N-0" componentes da rede;
 - ✓ Critério de adições de reforços baseado em cálculo simplificado de sensibilidades (critério de mínimo esforço), o qual, em certas situações conflita com o critério de benefício/custo.

Outra necessidade de quebra de paradigma surgiu dos requisitos impostos pela desregulamentação da indústria de energia elétrica brasileira e da abertura ao capital privado, que exigirá critérios de dimensionamentos mais flexíveis, que levem em consideração modelos probabilísticos de falhas dos componentes e custos das interrupções de fornecimento de energia na regra de decisão utilizada para escolha da AET de custo mínimo, de modo a contribuir para que se tenha um preço menor para a tarifa por custo de investimento, por custo de confiabilidade oferecida pela rede de transmissão.

Como pode ser observado, o elevado nível de desenvolvimento alcançado nesta abordagem metodológica permite que ela seja utilizada no dimensionamento de redes de transmissão mais malhadas. Contudo, torna-se necessário desenvolver um modelo computacional para que a abordagem desenvolvida neste trabalho de dissertação possa ser considerada uma ferramenta formal de otimização da seqüência de adições de reforços de transmissão, ou seja, um ferramental computacional de otimização de expansão de redes de transmissão de grade porte.

A título de demonstração das etapas preconizadas, foram apresentadas as aplicações dos modelos, dos critérios e das regras de decisões que compõem a metodologia de otimização ao problema do PET da área Leste da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, discutindo detalhadamente os resultados alcançados e descrevendo como foram:

- Obtidas as redes de referência superior - S_t^{RS} e de referência inferior - S_t^{RI} , utilizando a ABCA para efeito de demonstração das etapas preconizadas pela metodologia desenvolvida;
- Formuladas as possíveis configurações evolutivas das redes intermediárias - S_t^I , as quais situam-se entre as redes dimensionadas para atenderem aos critérios de confiabilidade de "N-0" (S_t^{RI}) e "N-1" (S_t^{RS}) componentes;
- Reduzida a árvore de configurações evolutivas gerada pelo processo de combinações de adições de reforços, utilizando o critério de parada de postergação de reforços desenvolvido;
- Hierarquizadas, segundo o indicador de mérito econômico - IME_{eq}^I desenvolvido, as configurações evolutivas dos sistemas intermediários - S_t^I que passaram pelo crivo do critério de parada de postergação de reforços e de dominância;
- Obtida as AET Pareto-ótimas para a rede em análise e a correspondente fronteira de eficiência econômica;
- Obtida a AET ótima do ponto de vista do Trade-off $CTOT_{eq} \times EENS_{eq}$ e do indicador de mérito econômico - IME_{eq}^I associadas as AET Pareto-ótimas.

Diante dos resultados alcançados percebe-se que, a metodologia desenvolvida demonstrou sua viabilidade conceitual, ao ser conferida a melhor seqüência de adições de reforços conhecidas até o presente momento para a rede de transmissão estudada para a área Leste. Isto significa que, as adições de reforços resultantes da otimização são bastante aderentes à curva de crescimento do mercado de energia previsto para a referida área.

De forma objetiva percebe-se que a aplicação da abordagem metodológica desenvolvida, ao problema do PET a multiestágios de tempo da área Leste, resultou em economias substanciais em virtude da AET Pareto-ótima compatibilizar, simultaneamente, a minimização da evolução do montante reserva de capacidade de transmissão e da evolução do nível de EENS, atendendo o requisito de maximização do indicador de mérito econômico.

Para se ter uma idéia da ordem de grandeza, na rede analisada, a economia em custos de investimentos alcançou o patamar de 53%, no horizonte de dez anos, em relação à rede de transmissão dimensionada para atender ao critério de confiabilidade de "N-1" componentes. Ressalta-se que, este percentual corresponde a um montante da ordem de 54,6 milhões de dólares.

Através deste exemplo numérico real fica bastante evidente o elevado grau de importância e a necessidade de se elaborar o planejamento do dimensionamento da capacidade da rede de transmissão baseadas em técnicas avançadas e critérios consistentes, de forma a se obter uma maior eficiência econômica e preços mais baixos para a tarifa por custo de investimento e por custo de confiabilidade oferecida pela rede de transmissão.

6.1.4 Vantagens das Análises de Benefícios/Custos

Com base no exposto, a Tabela 6.1 faz um exame qualitativo dos atributos implícitos no critério determinístico e no critério de benefício/custo. Como pode ser observado, este exame consiste de uma análise comparativa das vantagens e desvantagens inerentes a estes dois critérios extremos de dimensionamento da rede.

Tabela 6.1: Atributos da Abordagem Metodológica Determinística e de Benefício/Custo

| Atributos | Determinístico | Benefício/Custo |
|--|----------------|--|
| Índices de Confiabilidade? | Implícito | Explícito |
| Custos das Interrupções? | Não | Sim |
| Considera as Contingências mais Prováveis? | Não | Sim |
| Permite a Alocação Ótima das Adições de Reforços de Transmissão? | Não | Sim |
| Dimensiona Adequadamente a Evolução da Reserva de Capacidade de Transmissão? | Não | Sim |
| É Simples de Usar? | Sim | Exige Critérios e Procedimentos Sistematizados |
| Encontra o Balanço Adequado entre Custos e Confiabilidade? | Não | Sim |
| Atende as Exigências da Nova Indústria de Energia? | Não | Sim |
| Estudos de Casos Reais em Redes de Grande Porte? | Sim | Sim |

A análise desta tabela revela claramente que, a única vantagem dos critérios determinísticos consiste na simplicidade de uso, concluindo-se, portanto, pela atratividade dos modelos probabilísticos dos componentes e dos critérios de benefícios/custos diante destes atributos. Assim, entendemos que a efetiva utilização deste critério no PET depende tão somente da definição de critérios e de estabelecimento de procedimentos sistematizados.

6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros

Na linha metodológica deste trabalho de dissertação, destacamos a seguir um conjunto de sugestões para trabalhos futuros, que podem ser desenvolvidos a partir das idéias aqui apresentadas:

- Quantificar os custos incorridos pelos consumidores em função dos custos unitários das três classes principais de consumidores (residenciais, comerciais e industriais), em vez de um valor médio. Este fato possibilita obter resultados mais realistas e precisos;
- Realizar análises de trade-off adicionais, como por exemplo, dos tipos $CTOT_{eq} \times LOLP_{eq}$, $CTOT_{eq} \times LOLE_{eq}$, $CTOT_{eq} \times XLOLE_{eq}$, $CTOT_{eq} \times PPA_{eq}$, etc, verificando o impacto nas AET Pareto-ótimas e na seleção da seqüência ótima de adições;
- Elaborar e testar uma estrutura matemática que permita definir a seqüência de adições de reforços para o sistema de referência superior, utilizando as técnicas dos custos marginais de potência associados aos circuitos e aos barramentos da rede, levando em consideração as falhas nos componentes da rede;
- Acoplar esta estrutura matemática, baseada em multiplicadores de Lagrange, na estrutura desenvolvida neste trabalho de dissertação. Com a introdução destes poderosos conceitos o algoritmo geral ilustrado na Figura 4.3 toma a forma bem mais abrangente apresentada na Figura 6.1;
- Transformar o algoritmo geral ilustrado na Figura 6.1 em uma ferramenta computacional de planejamento da expansão da transmissão, utilizando o modelo NH2 como referência para os cálculos das:
 - ✓ Distribuições de fluxos de potências através da rede de transmissão;
 - ✓ Índices de confiabilidade das configurações evolutivas formuladas;
 - ✓ Custos marginais de potências associados aos circuitos e aos barramentos da rede de transmissão;
 - ✓ Custos equivalentes de interrupções dos sistemas associados às configurações evolutivas formuladas;
 - ✓ Medidas corretivas e de redespachos de potências ativas e reativas, etc.

Chama-se a atenção de que, a inserção do critério de parada de postergação de reforços no referido modelo computacional torna-se necessária para que a metodologia desenvolvida possa ser utilizada de forma rotineira no ambiente de planejamento, visto que a pré-seleção das AET não dominadas se apresentou como sendo uma etapa crítica do processo;

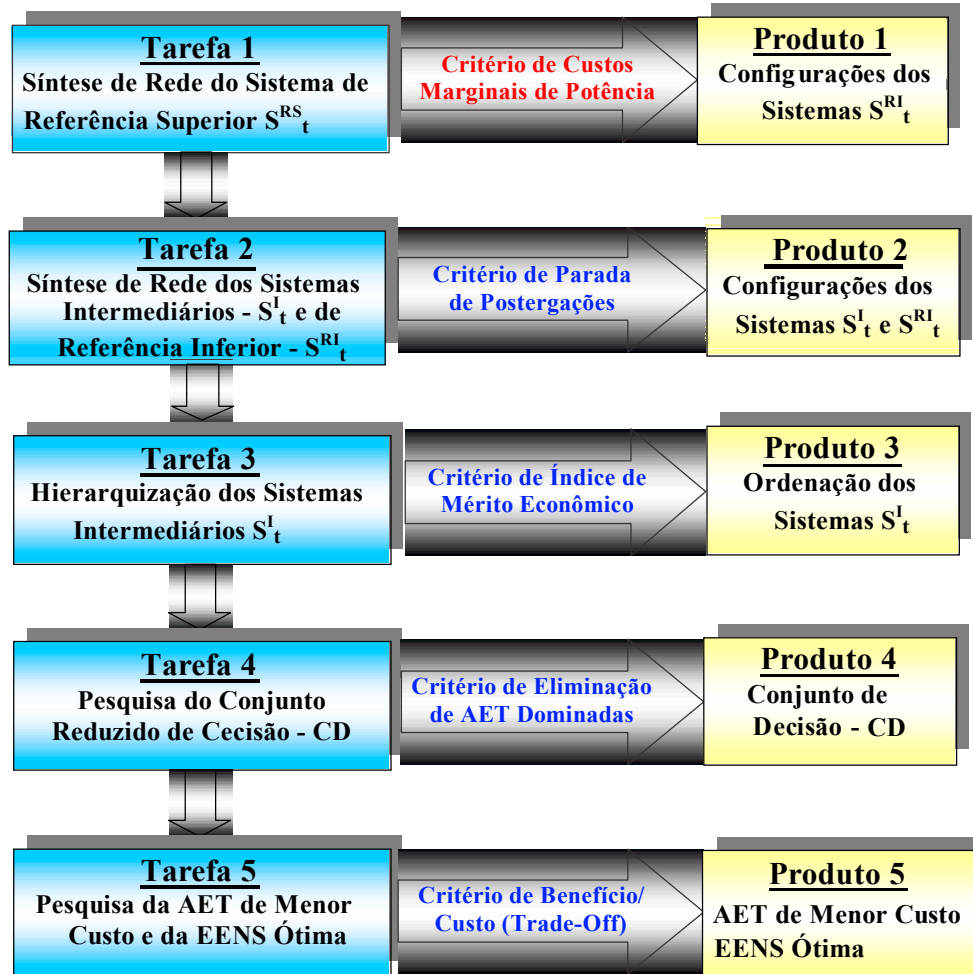


Figura 6. 1: Tarefas, Critérios e Produtos da Abordagem de Custos Marginais

- Testar de forma exaustiva a estrutura matemática desenvolvida em outras redes de maiores portes, com a finalidade de identificar possíveis melhorias. Neste sentido, o desenvolvimento deste tipo de ferramenta computacional torna-se de extrema importância;
- Elaborar e testar, em uma rede de transmissão real, uma regra de decisão que permita definir a quantidade e a seqüência ótima de adições de reforços, baseada no conceito de Tarifa de Confiabilidade da Rede de Transmissão – **Tcrt**.

Ressalta-se que a solução obtida mediante este novo problema de otimização permite definir **Quais**, **Quando** e **Onde** realizar as adições de reforços que resulta em uma maior contribuição para redução da tarifa de energia dos agentes geradores e dos consumidores de energia;

- Desenvolver e testar, em uma rede de transmissão real, uma regra de decisão que permita definir a quantidade e a seqüência ótima de adições de reforços, baseada no conceito desenvolvido neste trabalho de dissertação de Custo Equivalente de Interrupção do Sistema - **Ceis**.

Salienta-se que a solução obtida mediante este novo problema de otimização permite definir **Quais, Quando e Onde** realizar as adições de reforços que resulta em um nível de reserva de capacidade de transmissão compatível com o valor do custo unitário de interrupção de fornecimento de energia das três classes principais de consumidores.

- Elaborar e testar uma estrutura matemática que permita definir a seqüência de adições de reforços para o sistema de referência superior, em função das incertezas exógenas representadas por cenários de futuros prováveis de ocorrerem, utilizando o **Método de Savage**, o qual foi inspirado em um dos métodos da Teoria dos Jogos não cooperativos.

Naturalmente, tais cenários devem ser selecionados de modo a representar uma gama de condições para as quais a rede de transmissão satisfaça um nível de desempenho técnico e de confiabilidade mínimo aceitável.

A filosofia básica deste método consiste em minimizar o arrependimento máximo que o tomador de decisão poderá vir a ter, se optar por uma hipótese de futuro, e como consequência, tomar uma decisão, que não irá de fato se concretizar. Assim, em cada decisão possível de ser tomada, avalia-se o seu custo correspondente a cada estado da natureza;

- Acoplar esta estrutura matemática, baseada no método do **Minimax Regret**, no algoritmo geral ilustrado na Figura 6.1. Com a introdução deste método a solução ótima obtida para o problema do PET a multiestágios de tempo fica respaldada nos conceitos embutidos no **caminho 8b** da **APTE** ilustrada na Figura 3.1. A execução desta abordagem exige a realização das tarefas da Figura 6.2.

Como pode ser observado nesta figura, o elevado nível de desenvolvimento alcançado nesta abordagem metodológica permite que ela seja utilizada no dimensionamento de redes de transmissão diante da ocorrência de um futuro incerto.

Percebe-se ainda que, por se tratar de um enfoque probabilístico leva em conta os efeitos resultantes das possibilidades de falhas dos componentes da rede de transmissão, ou seja, contempla também as incertezas endógenas.

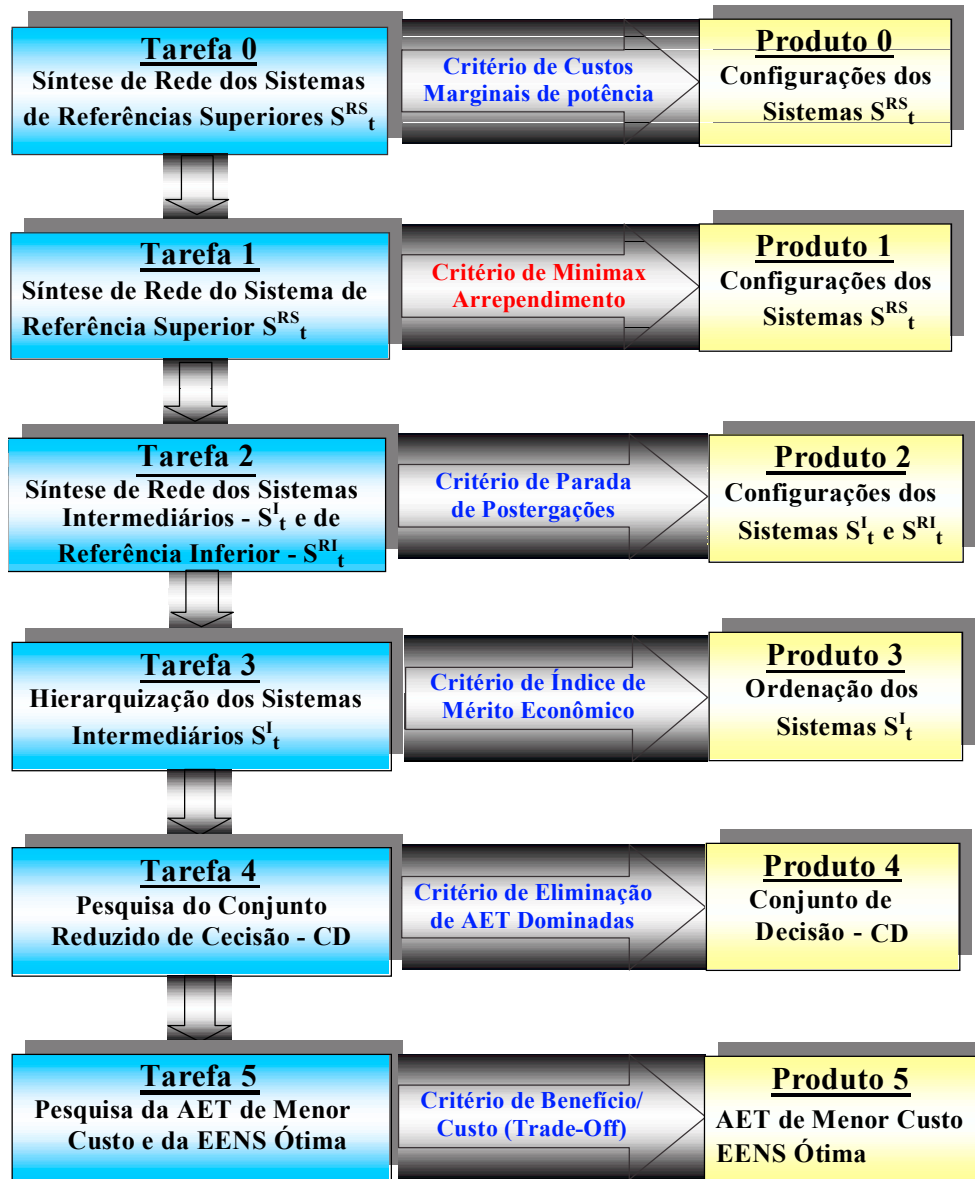


Figura 6. 2:Tarefas, Critérios e Produtos da Abordagem Sob Incertezas Exógenas

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Anexo I

Cálculo do Índice de Sensibilidade

I.1. INTRODUÇÃO

O principal objetivo deste anexo é mostrar o cálculo do índice de sensibilidade em relação ao mínimo corte de carga no modelo de fluxo de potência linearizado.

Um sistema de potência pode ser apresentado topologicamente por uma rede de transmissão, onde aos barramentos se associam valores de geração e demanda, e aos ramos os circuitos elétricos tais como: linhas de transmissão, transformadores, etc.

O estado do sistema de transmissão, composto de "n" componentes (geradores, demandas dos barramentos e circuitos elétricos), pode ser representado por um vetor $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, onde x_i é o i-ésimo componente. Por exemplo, o estado da demanda de energia em um barramento é o valor da demanda de energia associada a este barramento e o estado de um determinado circuito é dado pelo par: limite de capacidade e admitância.

Fixando um estado qualquer x do sistema, a análise do desempenho tem como objetivo verificar se uma determinada configuração de geradores e circuitos tem capacidade de atender o conjunto das demandas de energia do sistema de potência. O resultado desta análise pode ser representado por uma função $\phi(x)$ que indica, por exemplo, o mínimo corte de carga do sistema.

I.2 Índice de Sensibilidade

O objetivo do Índice de Sensibilidade, - **IS** definido pela expressão (I.1), é medir a variação de δ_i em relação as variações incrementais na capacidade dos componentes da rede de transmissão.

$$IS_i = \partial \delta(x) / \partial x_i, \quad \forall i = 1, 2, \dots, M \quad (I.1)$$

onde x_i é a capacidade do i-ésimo componente da rede de transmissão.

Seja, então, o problema de mínimo corte de carga reproduzido abaixo na sua forma padrão:

$$\text{Minimizar } z = \sum_{i=1}^n r_i \quad (I.2a)$$

Sujeito a

$$B\delta + g + r = d \quad (I.2b)$$

$$0 \geq -g \geq -\bar{g} \quad (I.2c)$$

$$0 \geq -r \geq -d \quad (I.2d)$$

$$-|S\delta| \geq -\bar{\sigma} \quad (I.2e)$$

Onde:

B - Matriz reduzida de susceptância;

r - Vetor dos cortes de cargas dos barramentos;

S - Matriz de incidência dos ramos da rede de transmissão;

g - Vetor de injeções das potências ativas dos barramentos;

d - Vetor das demandas dos barramentos;

δ - Vetor de ângulos das tensões dos barramentos;

\bar{T}_{ij} - Fluxo máximo permitido do ramo i-j da rede de transmissão;

\tilde{a}_{ij} - Susceptância do ramo i-j da rede de transmissão;

$\bar{\Psi}$ - Vetor de desvio angular máximo dos ramos, dado por $\bar{\Psi}_{ij} = \bar{T}_{ij} / \tilde{a}_{ij}$

\bar{g} - Vetor de capacidade de geração máxima dos barramentos.

Para solucionar este problema mediante um algoritmo de Programação Linear - **PL**, é preciso mudar o valor do ângulo da barra de referência de "0" para um valor elevado, com a finalidade de que o PL consiga encontrar ângulos positivos, de menor valor que o da referência, que permitam calcular as diferenças angulares entre os barramentos, sem prejudicar a exatidão da solução do problema.

No problema anterior, torna-se necessário reformular a equação (I.2b) para a seguinte forma:

$$B\hat{e} = d - g - r \quad (I.3)$$

Note que esta equação é verificada quando o ângulo de referência é zero.

Seja $B'\hat{e} = P'$, expressa em sua forma matricial, onde B' é a matriz de susceptância completa, não singular, e P' o vetor de potência líquida em cada barramento. Então,

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ d_2 - g_2 - r_2 \\ \vdots \\ d_n - g_n - r_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ B_{n1} & B_{n2} & \dots & B_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \hat{e}_1^{esp} \\ 1 \\ \hat{e}_2 \\ \vdots \\ \hat{e}_n \end{bmatrix} \quad (I.4)$$

Descartando a primeira equação correspondente ao barramento de referência do sistema de potência, e arbitrando o valor do ângulo da mesma em \hat{e}_1^{esp} , os termos serão transferidos para a primeira posição da referida matriz. Assim, a equação (I.4) toma a seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} d_2 - g_2 - r_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ d_n - g_n - r_n \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_{21} \\ \vdots \\ \vdots \\ B_{n1} \end{bmatrix} * \hat{e}_1^{esp} = \begin{bmatrix} B_{22} & \dots & \dots & B_{2n} \\ \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ B_{n2} & \dots & \dots & B_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \hat{e}_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \hat{e}_n \end{bmatrix} \quad (I.5)$$

Descartando a primeira equação, correspondente ao barramento de referência do sistema, e arbitrando o valor do ângulo da mesma, os termos em \hat{e}_1^{esp} serão transferidos para o primeiro membro. Logo, deduz-se que:

$$[d - g - r] = \begin{bmatrix} B_{21} \\ \vdots \\ \vdots \\ B_{n1} \end{bmatrix} * \hat{e}_1^{esp} \quad (I.6)$$

Chama-se a atenção de que para este problema, $\delta_d, \delta_g, \delta_r$ e δ_θ são os Multiplicadores de Lagrange associados às restrições (I.2b) a (I.2e), respectivamente.

A partir da informação obtida mediante a solução do PL, os circuitos mais estressados (críticos) da rede de transmissão podem ser identificados de duas maneiras distintas:

- Sensibilidade em relação ao limite de fluxo \bar{f} ;
- Sensibilidade em relação à susceptância \tilde{a} .

Mantidas fixas as susceptâncias, a sensibilidade da função objetivo "z" em relação ao limite de fluxo \bar{f} é proporcional ao vetor de multiplicadores de Lagrange δ_θ . Por definição, tem-se que:

$$\delta_\theta = \partial z^* / \partial \bar{\theta} \quad (I.7)$$

Sendo $\bar{\theta} = \bar{f} / \tilde{a}$, e supondo \tilde{a} constante, deduz-se que:

$$\partial \bar{\theta} = \partial \bar{f} / \tilde{a} \quad (I.8)$$

Substituindo (I.8) em (I.7), obtém-se ao seguinte índice de sensibilidade:

$$\delta_f = \partial z^* / \partial \bar{f} = \delta_\theta / \tilde{a} \quad (I.9)$$

Este índice de sensibilidade, apresenta alguns inconvenientes:

- Apenas um número reduzido de circuitos estará no limite na solução ótima do PL do problema (I.2a) a (I.2e). Isto implica que apenas estes circuitos terão multiplicadores δ_θ e, conseqüentemente, δ_f diferentes de zero, o que contraria a experiência do planejamento, em que um grande número de possíveis adições afeta o desempenho do sistema de potência.
- Não é possível calcular um índice de sensibilidade δ_f de um circuito entre barras que não estavam originalmente conectadas. Note que não é possível implantar um circuito fictício com limite de capacidade de transmissão nulo, pois qualquer susceptância no circuito fictício perturbaria a solução do problema.

A sensibilidade em relação a susceptância não apresenta estes inconvenientes, e pode ser facilmente calculada. Será demonstrado em seguida que:

$$\delta_{\tilde{a}}(k,l) = \partial z^* / \partial \tilde{a}_{kl} = [\delta_d(k) - \delta_d(l)] \cdot (\tilde{e}_l^* - \tilde{e}_k^*) \quad (I.10)$$

Onde,

δ_k^* e δ_1^* - Ângulos das tensões nos barramentos do sistema correspondentes à solução ótima do modelo de fluxo de potência linearizado.

O cálculo do índice de sensibilidade $\delta_{\tilde{a}}$ anterior, é interessante pois não se refere a variações no vetor de restrições, no lado direito das equações do problema (I.2b) a (I.2e), mas sim a variações na matriz B, que faz parte da matriz de coeficientes do PL. Seja então o PL colocado na sua forma matricial:

$$\text{Min } z = c \cdot x \quad (\text{I.11a})$$

Sujeito a:

$$A \cdot x = b \quad (\text{I.11b})$$

A solução ótima z^* , escrita em termos das variáveis básicas ótimas x_B^* pode ser obtida através das seguintes equações:

$$z^* = c_B \cdot x_B^* \quad (\text{I.12})$$

$$A_B \cdot x_B^* = b \quad (\text{I.13})$$

Onde:

A_B - Matriz base ótima;

c_B - Vetor de custos das variáveis básicas;

Uma variação ∂A_B em coeficientes da matriz A_B leva à variações ∂x_B^* nas variáveis básicas tais que a equação (I.11b) continue sendo atendida. Logo,

$$(A_B + \partial A_B) \cdot (x_B^* + \partial x_B^*) = b \quad (\text{I.14})$$

Expandindo os termos desta equação obtém-se a seguinte relação de igualdade:

$$A_B \cdot x_B^* + A_B \cdot \partial x_B^* + \partial A_B \cdot x_B^* + \partial A_B \cdot \partial x_B^* = b \quad (\text{I.15})$$

Lembrando que $A_B \cdot x_B^* = b$ da equação (I.13), e desprezando os termos de segunda ordem $\partial A_B \cdot \partial x_B^*$, chega-se a seguinte expressão:

$$A_B \cdot \partial x_B^* + \partial A_B \cdot \partial x_B^* = 0 \quad (\text{I.16})$$

Expressando esta equação em termos da variação ∂x_B , obtém-se a expressão:

$$\partial x_B^* = -A_B^{-1} \cdot (\partial A_B \cdot \partial x_B^*) \quad (\text{I.17})$$

Por sua vez, a variação ∂z^* na função objetivo ótima "z*" pode ser expressa por meio da seguinte equação:

$$\partial z^* = c_B \cdot \partial x_B^* \quad (\text{I.18})$$

Substituindo (I.17) em (I.18), obtém-se a expressão que permite calcular a variação da função objetivo ótima ∂z^* :

$$\partial z^* = -c_B \cdot A_B^{-1} \cdot \partial A_B \cdot \partial x_B^* \quad (\text{I.19})$$

O termo $c_B \cdot A_B^{-1}$ representa o vetor de Multiplicadores de Lagrange δ^* associado às restrições $A_B \cdot x_B^* = b$. Portanto, a expressão (I.20) abaixo fornece a sensibilidade da função objetivo ótima "z*" em relação à variação na matriz de coeficientes.

$$\partial z^* = -\delta^* \cdot \partial A_B \cdot \partial x_B^* \quad (\text{I.20})$$

Em termos do problema representado por (I.2a) a (I.2e), a variação afeta a matriz B da equação $B \cdot \bar{e}^* + g^* + r^* = d$ em quatro elementos, a saber:

$$\partial B = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots \\ \dots & \tilde{a}_{kl} & \dots & -\tilde{a}_{kl} & \dots \\ & \vdots & & \vdots & \\ \dots & -\tilde{a}_{kl} & \dots & \tilde{a}_{kl} & \dots \\ & \vdots & & \vdots & \end{bmatrix} \quad (\text{I.21})$$

Sendo δ_d o vetor de multiplicadores de Lagrange associado à equação de restrição $B \cdot \bar{e}^* + g^* + r^* = d$, a variação da função objetivo ótima ∂z^* é dada pela seguinte expressão:

$$\partial z^* = -\delta_d \cdot \partial B \cdot \bar{e}^* \quad (\text{I.22})$$

Substituindo adequadamente os termos da equação (I.21) na expressão (I.22), chega-se a seguinte relação de igualdade:

$$\partial z^* = [\delta_d(k) - \delta_d(l)] \cdot \partial \tilde{a}_{kl} \cdot \dot{e}_k^* - [\delta_d(k) - \delta_d(l)] \cdot \partial \tilde{a}_{kl} \cdot \dot{e}_l^* \quad (\text{I.23})$$

Finalmente, colocando os termos em evidência, deduz-se a expressão que propomos demonstrar:

$$\delta_{\tilde{a}}(k,l) = \partial z^* / \partial \tilde{a}_{kl} = [\delta_d(k) - \delta_d(l)] \cdot (\dot{e}_l^* - \dot{e}_k^*) \quad (\text{I.24})$$

Esta relação de igualdade pode ser interpretada como sendo o efeito da transferência de um incremento de fluxo ∂f_{kl} entre os barramentos "k" e "l", expresso pelo produto $\partial \tilde{a}_{kl} \cdot (\dot{e}_l^* - \dot{e}_k^*)$. Já o termo $\partial z = [\delta_d(k) - \delta_d(l)] \cdot \partial f_{kl}$ pode ser interpretado como sendo o benefício da transferência, pois equivale a diminuir a demanda no barramento "k" e aumentá-la no barramento "l"

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Anexo II

Dados Utilizados e Premissas Adotadas

II.1. Dados para Análise de Adequação da Rede

Nos subitens que se seguem são apresentados os dados utilizados e as premissas adotadas nas análises de adequação das alternativas de todas as configurações evolutivas formuladas, no que diz respeito aos:

- Dados utilizados nas análises de adequação da rede elétrica;
- Dados utilizados nas análises de confiabilidade da rede elétrica;
- Dados utilizados nas análises de custeio da rede elétrica;
- Principais premissas adotadas.

II.1.1 Representação da Rede de Transmissão

A rede de transmissão do estudo de caso foi representada pelos sistemas de transmissão interligados da Chesf e da Eletronorte, sendo o sistema de transmissão da Chesf representado na íntegra por suas áreas Leste, Sul, Norte, Oeste e Centro. Desta forma as distribuições dos fluxos de potência foram avaliadas em todas as áreas.

Visto que o objetivo deste estudo de caso é definir a expansão ótima dos grandes troncos de transmissão da área Leste, foram submetidas a defeitos, na análise de confiabilidade, seus equipamentos e linhas de transmissão e o elo de 230 kV Banabuiú/Mossoró pertencente à área Norte do sistema CHESF devido a sua influência na área Leste.

Pelo motivo acima exposto, não foram simuladas as saídas dos transformadores abaixadores de 230/69kV e das cargas alimentadas através de derivações. Como este estudo aborda uma análise relativa, ou seja, faz comparação de alternativas de configurações evolutivas não afeta os resultados finais, visto que as parcelas de EENS decorrentes das perdas destes equipamentos e derivações são comuns a todas às configurações evolutivas.

II.1.2 Projeção do Mercado de Energia Elétrica

A projeção do mercado energia elétrica considerada nas análises de fluxo de carga e de confiabilidade da rede de no período decenal de análise, corresponde aos valores indicados pelo Comitê Técnico para Elaboração do Mercado - CTEM/94, fornecido pela Eletrobrás.

II.1.3 Limites de Carregamentos de Linhas e Transformadores

Para as linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV, foram adotados os limites térmicos diurnos, em qualquer condição de operação. Com relação aos bancos de autotransformadores de interligações das duas redes, os carregamentos limites adotados para a condição normal de operação foram os valores nominais. Já em condição de contingências simples o carregamento limite adotado foi 120% de capacidade nominal.

II.1.4 Limites Para as Tensões dos Barramentos

Para os barramentos de conexões de cargas nas tensões de 230 kV e 69 kV os limites mínimos e máximos admissíveis foram 1,00 e 1,05 p.u., respectivamente, tanto em regime normal de operação como em condições de contingências simples.

Já para os barramentos sem cargas conectadas nos níveis de tensões de 500 kV e 230 kV os limites mínimos e máximos admissíveis foram 0,95 e 1,05 p.u., respectivamente, tanto em regime normal de operação como em condições de contingências simples.

II.2. Dados Para as Análises de Confiabilidade

Para as análises de avaliações de confiabilidade, além da representação da rede transmissão, limites de carregamentos das linhas de transmissão e autotransformadores, projeção do mercado de energia elétrica, foram utilizados os dados estocásticos apresentados a seguir.

II.2.1 Parâmetros Estocásticos das Linhas de Transmissão

Este item apresenta os dados de confiabilidade dos componentes, revisados e atualizados segundo históricos de ocorrências no sistema CHESF. Esta atualização foi motivada pelo fato de que se adotava para alguns componentes valores típicos e simplificações na obtenção dos índices de confiabilidade dos esquemas de manobras.

Os valores médios das taxas de falhas e tempos de reparos por classes de tensão referentes às saídas forçadas permanentes, adotadas para cada um dos circuitos, foram obtidos através de históricos do sistema CHESF de ocorrências de saídas de linhas de transmissão da área Leste, observado em um período estatístico de dezesseis anos, e estão apresentados na Tabela II.1.

Tabela II.1 - Dados Estocásticos das Linhas de Transmissão

| Tensão | λ - falhas/100 km.ano | r - horas |
|--------|-------------------------------|-----------|
| 500 kV | 0,11052 | 19,43 |
| 230 kV | 0,08924 | 15,31 |
| 138 kV | 0,72431 | 16,91 |

II.2.2 Parâmetros Estocásticos dos Transformadores e Reator

Os dados de taxas falhas adotadas para os bancos de autotransformadores monofásicos de 500/230 kV e reator de 500 kV, foram obtidos através dos históricos estatísticos de saídas referentes ao período de quatorze anos de observação. A Tabela II.2 apresenta estes valores.

Os tempos de substituições, quando da ocorrência de um defeito, depende do tipo de transformador e da sua localização geográfica no sistema. Segundo a política da CHESF, uma unidade monofásica de reserva fria local é substituída em um tempo médio de 5 horas.

Tabela II.2 - Taxas de Falhas de Transformador, Autotransformadores e Reator

| Tensão (kV) | Transformador | Autotransformador | Reator |
|-------------|------------------|-------------------|------------------|
| 69<T<230 | 0,0778 falha/ano | --- | --- |
| 500 | --- | 0,0249 falha/ano | 0,0181 falha/ano |

II.2.3 Parâmetros Estocásticos de Equipamento de Subestação

As Tabelas II.3 e II.4 apresentam os valores de taxas de falha e tempos de reparos e chaveamentos utilizados na obtenção das indisponibilidades dos pontos de carga das subestações da 500 kV, 230 kV e 138 kV.

Estes dados foram obtidos do histórico estatístico de saída e retratam o comportamento dos equipamentos observados no período de quatorze anos. Vale lembrar que, em ambos os dois níveis de tensões, o tempo de chaveamento e a probabilidade de disjuntor com polo preso foram considerados, respectivamente, 0,5 hora e 0,005.

Tabela II.3 - Dados Estocásticos de Equipamentos - Tensão de 500 kV

| Equipamento | Falhas Passivas | | Falhas Ativas | |
|-------------|-----------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | λ - falha/ano | r - horas | λ - falha/ano | r - horas |
| Barramento | 0,020 | 8,2 | 0,020 | 3,0 |
| Disjuntor | 0,025 | 72 | 0,025 | 0,5 |
| Chave | 0,003 | 6 | 0,003 | 3,0 |
| T. Corrente | 0,008 | 12 | 0,008 | 0,5 |

Tabela II.4 - Dados Estocásticos de Equipamentos - Tensões de 230 e 138 kV

| Equipamento | Falhas Passivas | | Falhas Ativas | |
|-------------|-----------------------|-----------|-----------------------|-----------|
| | λ - falha/ano | r - horas | λ - falha/ano | r - horas |
| Barramento | 0,028 | 9,9 | 0,028 | 3,0 |
| Disjuntor | 0,045 | 72 | 0,025 | 0,5 |
| Chave | 0,003 | 6 | 0,003 | 3,0 |
| T. Corrente | 0,0054 | 12 | 0,008 | 3,0 |

II.2.4 Parâmetros Estocásticos dos Arranjos das Subestações

A partir dos dados de taxas de falha e dos tempos médios de reparo, de substituição e de chaveamento dos componentes manobráveis das subestações, foram calculados os índices de indisponibilidade dos pontos de carga em função dos arranjos das subestações em disjuntor e meio, barra dupla, barra principal/transferência e barra simples utilizando-se o programa computacional Confiabilidade de Sistemas de Transmissão – **CST**, [C_79]. Chama-se a atenção de que esta forma de análise permitiu:

- Representar detalhadamente cada subestação em função do seu arranjo físico e do número de vãos de entradas de linhas e de conexões de transformadores;
- Contemplar as evoluções das configurações das subestações ao longo do horizonte de análise;
- Avaliar de forma precisa todas as contribuições às indisponibilidades dos pontos de carga de cada arranjo, onde se conectam as linhas de transmissão e autotransformadores;
- Obter índices de confiabilidade para as configurações evolutivas formuladas mais precisos e realistas.

II.3. Dados para Modelar a Curva de Carga

O ideal seria procurar representar a curva de carga do sistema pelo maior número possível de patamares. Contudo, este procedimento aumenta o número de casos a serem analisados e onera consideravelmente o tempo de processamento, de análise e interpretação dos resultados. Em função destes aspectos foi feita uma análise de sensibilidade, procurando determinar, para o sistema em análise, o número mínimo de patamares que não introduza erros expressivos, capazes de distorcer os resultados finais.

Com o objetivo de determinar o número mínimo de patamares utilizou-se o programa MODCAR [MMRO_93], desenvolvido pelo CEPEL, que permite fazer agrupamentos de cargas em um número de patamares (classes) pré-definidos pelo usuário, a partir da leitura de padrões unitários de carga geradas no formato do Grupo de Trabalho de Curva de Carga - **GTCC** do GCPS. Neste modelo, os agrupamentos são feitos com base em um método estático, onde é usada uma técnica de **cluster** hierárquico.

Deve-se entender como padrões unitários de carga a denominação dada às curvas de carga típicas obtidas pelo Modelo Diagrama, desenvolvido pelo GTCC. Este modelo fornece,

a partir de registros históricos de demandas horárias de uma semana típica de cada mês do ano, $7 \times 24 \times 12 = 2016$ padrões unitários.

Como o objetivo deste estudo de caso é otimizar a expansão da transmissão, através de comparações de alternativas de configurações evolutivas, onde as análises de confiabilidade são tratadas de forma relativa, procurou-se estabelecer um modelo de curva de carga que permitisse obter uma boa precisão dos índices de confiabilidade com um número relativamente baixo de patamares de carga, resultando na redução do número de casos de fluxos de carga a serem ajustados e analisados.

Neste sentido, foram analisados, inicialmente, oito modelos de curvas de carga obtidos através do programa MODCAR, contemplando quantidade de patamares que variavam de três a dez e, avaliando os impactos nos índices de confiabilidade do sistema de transmissão. A Tabela II.5 mostra os níveis de carga de cada classe dos oito modelos de curvas de carga analisados, em função do número de patamares.

Tabela II.5 - Número de Patamares Analisados para a Curva de Carga

| Patamar | Classes de Agrupamentos de Cargas | | | | | | | |
|---------|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | 0,8867 | 0,8867 | 0,8867 | 0,8867 | 0,9180 | 0,9180 | 0,9594 | 0,9594 |
| 2 | 0,7774 | 0,7774 | 0,7774 | 0,7959 | 0,8550 | 0,8550 | 0,9032 | 0,9032 |
| 3 | 0,6447 | 0,6880 | 0,6880 | 0,6880 | 0,7959 | 0,8123 | 0,8550 | 0,8550 |
| 4 | --- | 0,6061 | 0,6284 | 0,6284 | 0,7484 | 0,7793 | 0,8123 | 0,8123 |
| 5 | --- | --- | 0,5567 | 0,5567 | 0,6880 | 0,7448 | 0,7793 | 0,7793 |
| 6 | --- | --- | --- | --- | 0,6284 | 0,6880 | 0,7448 | 0,7448 |
| 7 | --- | --- | --- | --- | 0,5567 | 0,6284 | 0,6880 | 0,7093 |
| 8 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,5567 | 0,6284 | 0,6759 |
| 9 | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 0,5567 | 0,6284 |
| 10 | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 0,5567 |

Dos valores apresentados nesta tabela observa-se que os níveis de carga dos dois primeiros patamares permanecem inalterados, independentemente dos 2016 padrões unitários serem agrupados em três, quatro, cinco ou seis patamares (classes). A mesma constatação é verificada com relação aos agrupamentos em sete ou oito classes e também em nove e dez classes.

Vale salientar que foi feita uma investigação para a modelagem da curva de carga com até quinze classes de agrupamentos, constatando-se que o valor de 0,9594, referente ao primeiro patamar, permanece inalterado desde a curva com nove classes de agrupamento.

Por outro lado, a Tabela II.6 mostra o impacto da modelagem da curva de carga nos índices de confiabilidade dos sistemas de transmissão da área Leste, traduzidos em termos de EENS, LOLP, LOLF e LOLD, em função do número de classe de agrupamentos.

Tabela II.6 Impacto nos Índices de Confiabilidade da Rede de Transmissão

| Classes | EENS (MWh) | LOLP (pu) | LOLF (vezes/ano) | LOLD (horas) |
|---------|------------|-----------|------------------|--------------|
| *3 | 3332 | 0,0139694 | 8,89160 | 13,76 |
| 3 | 3310 | 0,0140603 | 9,15462 | 13,45 |
| 4 | 3310 | 0,0140603 | 9,15462 | 13,45 |
| 5 | 3310 | 0,0140603 | 9,15462 | 13,45 |
| 6 | 3310 | 0,0140603 | 9,15462 | 13,45 |
| 7 | 3434 | 0,0141916 | 9,73132 | 12,78 |
| 8 | 3434 | 0,0141916 | 9,73132 | 12,78 |
| 9 | 3444 | 0,0141226 | 9,711347 | 12,78 |
| 10 | 3444 | 0,0141226 | 9,711347 | 12,78 |

A análise dos referidos índices de confiabilidade, apresentados nesta tabela, pode-se extrair as seguintes principais constatações:

- Os índices de confiabilidade do sistema de transmissão obtidos com uma curva de carga modelada com quatro, cinco ou seis patamares (classes de agrupamentos), apresentam a mesma precisão dos índices resultantes da simulação com três patamares;
- A mesma constatação é observada entre as classes de agrupamentos sete e oito e entre as classes nove e dez;
- Os índices de confiabilidade resultantes da simulação do sistema com uma curva de carga composta de sete patamares são praticamente da mesma ordem de grandeza dos índices obtidos com uma curva de dez patamares, visto que o percentual desta última é apenas 0,3 % superior;

- O sistema de transmissão simulado com sete patamares de carga apresenta índices de confiabilidade 3,7% superiores aos índices obtidos com a simulação com três patamares.

Estes fatos, aliado à natureza comparativa de AET do presente estudo de caso, levam-se a concluir pela utilização de uma curva de carga composta de três classes de agrupamentos (patamares) sem distorcer de forma expressiva os resultados finais das análises de confiabilidade.

Confrontando-se os dados apresentados na Tabela II.5 com os dados da Tabela II.6, observa-se uma correlação entre os índices de confiabilidade e os valores dos dois primeiros patamares correspondentes às classes de agrupamentos: 3, 4, 5 e 6; 7 e 8; 9 e 10.

Isto significa que, quando ocorre uma mudança nos valores dos níveis de carga dos dois primeiros patamares, conforme observado na passagem da classe 6 para a classe 7 e da classe 8 para a classe 9, também se verifica uma alteração dos índices de confiabilidade.

Constata-se ainda que, independente do número de classes de agrupamentos os cortes de cargas ocorrem com mais freqüências nos dois primeiros patamares da curva de carga e que o maior impacto, em termos de índices de confiabilidade, verifica-se no segundo patamar, devido a sua maior probabilidade de ocorrência.

Estes fatos evidenciam que os índices de confiabilidade do sistema são mais sensíveis aos valores dos dois primeiros patamares da curva de carga. Desta forma foi dada ênfase na definição dos dois primeiros patamares.

Decidiu-se então, incorporar ao modelo de curva de carga adotado os valores correspondentes aos dois primeiros níveis da curva de carga composta de dez patamares com o intuito de se melhorar a precisão dos índices de confiabilidade.

Contudo, no programa MODCAR o usuário só pode definir o número de classes em que os dados devem ser agrupados, sendo os valores dos níveis de cada patamar de carga um dado de saída, não se podendo, portanto, especificar tais valores. Desta forma, para os dois patamares adotou-se os valores de 0,9594 e 0,9032 e calculou-se o valor do terceiro patamar a partir dos oito níveis restantes da curva de carga de dez patamares.

Com este refinamento os índices de confiabilidade apresentam uma diferença de 3,4% em relação aos índices obtidos com a simulação realizada com a curva representada por dez patamares, resultando na curva de carga composta de três patamares ilustrada na Tabela II.7 a seguir.

Tabela II.7 - Modelo de Curva de Carga de Três Patamares

| Patamar (pu) | Nº de Horas no Ano | Participação no Ano | Nº de Vezes no Ano |
|--------------|--------------------|---------------------|--------------------|
| 0,96 | 217 | 0,02477 | 130 |
| 0,90 | 608 | 0,06941 | 365 |
| 0,72 | 7935 | 0,90582 | 304 |
| Total | 8760 | 1,00000 | ---- |

II.4 Dados para Avaliação dos Custos das AET

Para realização das análises de custeios de todas as AET de configurações evolutivas formuladas foram utilizados os valores de custos unitários, apresentados nas Tabelas II.8, II.9 e II.10. Estes valores, referentes aos equipamentos de subestações, autotransformadores - AT e linhas de transmissão - LT, entradas de linhas - EL e conexões de transformadores - CT, foram extraídos do relatório "Referência de Custos de Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão e Extra-alta Tensão -Dezembro/1993".

Tabela II.8 - Custos de Vãos e Conexões

| Arranjos das Subestações | Custos (Mil US\$) | | |
|--------------------------|-------------------|-------|-------|
| | EL | CT | CR |
| Disjuntor e Meio | 2.805 | 2.211 | 2.159 |
| Barra Dupla | 1.450 | 1.104 | --- |
| Barra Principal | 1.370 | 980 | --- |

Tabela II. 9 – Custos Unitários de Reator e de Autotransformador

| Equipamentos | Custos (Mil US\$) |
|--------------------|-------------------|
| Reator de 150 MVar | 1.882,50 |
| AT de 600 MVA | 7.926.00 |

Tabela II. 10 Custos Unitários de Linhas de Transmissão

| Tipo das Torres | Custos (Mil US\$/Km) |
|-----------------|----------------------|
| 500 kV | 213,40 |
| 230 kV (T) - C1 | 162,30 |
| 230 kV (T) - C2 | 52,60 |
| 230 kV | 98,80 |

(T) Circuito duplo transformável em um circuito de 500 kV.

II.4.1 Taxa de Atualização e Ano de Referência

Para o cálculo do valor atual dos custos de investimentos, perdas ativas decorrentes dos fluxos de potências através da rede de transmissão e dos custos das energias não supridas provenientes das interrupções, considerou-se o valor de 10% a.a. para a taxa de atualização e o primeiro ano do horizonte decenal de estudo com sendo a referência para atualização de todos os custos.

II.5 Dados para Valoração das PPA e EENS das AET

Para as análises de custos das perdas ativas e EENS associadas às configurações evolutivas de cada AET, bem como para a análise de sensibilidade, foram utilizados os dados apresentados a seguir.

II.5.1 Dados para Valoração das Perdas Ativas das AET

Para a valoração dos custos anuais das perdas ativas na transmissão, considerou-se o custo marginal de expansão de energia de 42,50 US\$/MWh, fornecido pela Eletrobrás na época da realização deste estudo de caso.

Já para o fator de carga adotou-se o valor médio de 0,80 representativo dos barramentos de conexões das cargas da área Leste.

II.5.2 Dados para Valoração das EENS das AET

Os custos decorrentes das energias não supridas foram valorados pelo custo médio de interrupções para o Nordeste, que é da ordem de 1000US\$/MWh, segundo o relatório SCEL/GTAD [E_91].

Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-off e Indicador de Mérito Econômico

Referências Bibliográficas

- [A_81] Arruda, C.: "Reliability Evaluation of Composite Power Systems", Ph. D. Thesis, UMIST, Manchester, 1981.
- [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, Nº 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_71] Ackoff, L. R.; Sasieni, W. M.: "Pesquisa Operacional", Editora USP, 1971.
- [AGS_00] Araújo, E. M.; Gama, M. F. C.; Santos, M. A.: "Interligação Norte-Sul II: Definição de Reforços no Sistema de Transmissão Sudeste", VII SEPOPE, Curitiba, Paraná, Maio, 2000.
- [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.
- [BA_84] Billinton, R.; Allan, R. N.: "Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman Advanced Publishing, New York, 1984.
- [BG_90] Burns, S.; Gross, G.: "Value of Service Reliability", IEEE Trans. on PAS, Vol. 5, Nº 3, August, 1990.
- [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.
- [BK_86] Billinton, R.; Kumar, S.: "Pertinent Factors in the Adequacy Assessment of a Composite Generation and Transmission System", CEA Transactions, Vol.25, 1986.
- [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.
- [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.
- [BO_88] Billinton, R.; Oteng-Adjei, J.: "Cost/Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning", IEE 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.
- [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 SNPTEE, Grupo VIII, GPL, Florianópolis, SC, 1995.
- [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.

- [BOG_87] Billinton, R.; Oteng-Adjei, J.; Ghajar, R.: "Comparison of Two Alternate Methods to Establish an Interrupted Energy Assessment Rate", IEEE Trans. on PAS., Vol. 2, 1987.
- [BRP_93] Barros, J. R. P.; Ribeiro, S. P.; Puente, A. P.: "Metodologia Econômica-probabilística Para o Estabelecimento de Alternativas de Expansão da Transmissão Sob Restrições de Investimentos", XI SNTPEE, Grupo VIII, GPL, Recife – PE, 1993.
- [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.
- [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", 3^o 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, Nº 3, August, 1988.
- [C_79] Corsen, C. L.: "Avaliação de Índices de Confiabilidade em Subestações", Tese de Mestrado, UFSC, 1979.
- [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.
- [CL_97] Coopers & Lybrand: "Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro", Relatório Consolidado, Etapa IV, Vol. 1: Sumário Executivo, 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.

- [CBAJ_93] Chokri, A. Belhaj, A; Aref, M. Guizani, M.: "An Expert System for Load Flow Analysis Planning", ESAP 1993.
- [CBPJ_98] Costa, A. P. E.; Binato, S.; Passarela, A.: "Curso Básico para Utilização do Programa WANASIN", CEPEL, Set/1998;
- [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.
- [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.
- [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", IEE Proc. Generation. Transmission and Distribution, Vol. 142, 1995.
- [DVJ_79] DeChamps, C.; Vankelecom, J.; Jamouille, E.: "TRANEX – Na Interactive Computer Program for Transmission expansion Planning" IEE Summer Meeting, Vancouver, Canadá, 1979.
- [E_78] Endrenyi, J.: "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Willey & 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.
- [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, Nº 1, February, 1993.
- [FB_95] Foley, M; Bore, A. "Object-Oriented on-line Network Analysis", IEEE Trans. on PAS, Vol. 10, Nº 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, Nº 4, 1988.
- [FL_90] Fonseca, L. G. S.; Lúcio, J. C. M.: "Planejamento da Expansão da Geração Considerando Redes de Transmissão", VIII CBA, Belém, 1990.
- [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, Nº 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.
- [GS_97] Gomes, P.; Scholling, M.: "Custo de Interrupção: Conceituação, Metodologia de avaliação, Valores Existentes e Aplicações", XIV SNTPEE, Grupo IV, GAT, Belém, Pará, 1997.

- [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.
- [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.
- [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.
- [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_87] Lee, H. “Planejamento da Transmissão Usando Sistemas Baseados em Conhecimento”, 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, Nº3, August, 1991.
- [LC_93] Levi, V. A.; Calovic, M. S.: "Linear Programming Based Decomposition Method for Optimal Planning of Transmission Network Investments", IEE Proc., Vol. 140, Nº 6, November, 1993.
- [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.
- [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", IEE Proc., Vol. 138, 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.
- [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.
- [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, N° 3, May/June 1980.
- [M_83] Monticelli, A. J.: "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Edgard Blücher, São Paulo, 1983.
- [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.
- [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.
- [MFC_84] Morozowski F^o, 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.
- [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.

- [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.
- [MMPPR_90] Morozowisky 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.
- [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.
- [MWBj_82] Meliopoulus, R.P; Webb, R. P.; Bennon, R. J.; Juves, J. A.; "Optimal Long Range Transmission Planning with AC Load Flow", IEEE Trans. on PAS, Vol. 101, Nº 10, 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.

- [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.
- [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.
- [P_88] Pehrson, T. B.: "Power System Planning Using Expert System Technology", 1º Symposium on Expert Systems Application to Power Systems, Helsinki, 1988.
- [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, Nº 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", SNPTEE, 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, Nº 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 SNPTEE, Grupo VII, GPL, São Paulo, SP, 1986.
- [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 Interativo para Planejamento de Sistemas de Transmissão", VI SNPTEE, Grupo VII, GPL, Camboriú, Santa Catarina, 1981.
- [R_76] Rose, L. M.: "Engineering Investment Decisions Planning Under Uncertainty", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1976.
- [R_99] REAL – Reliability Analysis of Electric Power Systems, Manual de Utilização – Versão 2.0", Itajubá, Minas Gerais, 1999.
- [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.; Cura, 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.
- [S_77] Sullivan, R. L.: "Power System Planning", McGraw-Hill Inc., USA, 1977.
- [S_89] Stoll, H. G.: "Least-cost Electric Utility Planning", John Wiley & Sons, New York, 1989.
- [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.
- [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, Nº 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, Nº 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, Nº 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, Nº 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, Nº 2, October, 1977.
- [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.

- [SFG_99] Silva, E. L.; Fontoura, R. N.; Gil, H.A.G.: "Planejamento da Expansão da Transmissão em Ambiente Competitivo", XV SNPTEE, Grupo VIII, GPL, Foz do Iguaçu, Paraná, Outubro, 1999.
- [SFS_85] Santos Jr. A., França, P. M. , Said, A. "An Efficient optimization Method for Trnsmission 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, Nº 1, February, 1989.
- [SMB_89] Schweppe, C. F.; Merrill, H. M.; Burke, W. J.: "Least-Cost Planning: Issues and Methods", IEEE Proc., Vol. 77, Nº 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] Shipey, R. B.; Patton, A. D.; Denison, J. S.: "Power Reliability Cost vs Wort", IEEE Winter Meeting, New York, November, 1971.
- [SSL_89] Seifu, A.; Salon, S.; List, L.: "Optimization of Transmission Line Including Security Constraints", IEEE Trans. on PWRS, Nº 4, Vol.4, 1989.
- [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.
- [TRC_99] Tsamasphyrou, P.; Renaud, A.; Carpentier, P.: "Transmission Network Planning: Na 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.; Kjolle, 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.
- [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.
- [VGMPMG_97] Vieira Fº, X.; Gorenstin, 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.
- [VWGLES_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.