



# UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

## ***PLANEJAMENTO DO “MIX ENERGÉTICO” DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:***

***Uma avaliação da aplicabilidade de otimização linear multiobjetivo  
no contexto do novo modelo institucional do setor elétrico***

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UFPE  
PARA OBTENÇÃO DE GRAU DE MESTRE  
MODALIDADE PROFISSIONALIZANTE  
POR

**LEONARDO LINS DE ALBUQUERQUE**

**Orientador: Prof. Adiel Teixeira de Almeida, PhD**

**Recife, fevereiro de 2005**

**A345p**

**Albuquerque, Leonardo Lins de**

Planejamento do “mix energético” de geração de energia elétrica no Brasil : uma avaliação da aplicabilidade de otimização linear multiobjetivo no contexto do novo modelo institucional do Setor Elétrico / Leonardo Lins de Albuquerque. - Recife: O Autor, 2005.

xiv, 268 f., figs., gráfs., tabs.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Engenharia de Produção

Inclui bibliografia.

1. Engenharia de Produção. 2. Energia elétrica – Brasil .  
I. Título.

658.5 CDD (22. ed.)

BCTG/2005-13



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA  
DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE  
MESTRADO PROFISSIONALIZANTE DE

**LEONARDO LINS DE ALBUQUERQUE**

***“Planejamento do “Mix Energético” de Geração de Energia Elétrica no Brasil –  
Uma Avaliação da Aplicabilidade de Otimização Linear Multiobjetivo no  
Contexto do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico”.***

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PESQUISA OPERACIONAL

A comissão examinadora, composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o candidato LEONARDO LINS DE ALBUQUERQUE **APROVADO.**

Recife, 17 de fevereiro de 2005.

Prof. ADIEL TEIXEIRA DE ALMEIDA, PhD (UFPE)

Prof. FERNANDO MENEZES CAMPELLO DE SOUZA, PhD (UFPE)

Prof. CHRISTIANO LYRA FILHO, Doutor (UNICAMP-SP)

***“Não existe nenhum caminho lógico  
para descobrimento das leis  
elementares – o único caminho  
é o da intuição.”***

***Albert Einstein***

## ***DEDICATÓRIA***

Dedico este trabalho:

- ao meu pai, pelo exemplo de alegria, caráter, responsabilidade e retidão;
- à minha esposa Ana Lúcia, pela paciência e pelo estímulo, aliados aos recebidos dos meus filhos, em todas as horas;
- a CHESF, pelos desafios profissionais que sempre me proporcionou ao longo dos últimos 38 anos da minha vida, a ela permanentemente dedicados.

## ***AGRADECIMENTOS***

Cumpre-me agradecer:

- ao Senhor do Universo, que me deu a força, o entusiasmo e a saúde para enfrentar e vencer o desafio;
- à minha família, pelos incentivos e elevadíssima paciência;
- à Diretoria da CHESF, pelo patrocínio do Curso de Mestrado Profissionalizante, permitindo-me retornar, como aluno, como que em um sabático, à minha querida Escola de Engenharia, hoje Centro de Tecnologia e Geociências (CTG) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), após três décadas de intensas e contínuas missões gerenciais exercidas naquela Companhia;
- ao meu prezado Orientador, Prof. Adiel Teixeira de Almeida, pela provocação feita em meados de novembro de 2002 e pelas diretrizes estratégicas fornecidas ao longo do Mestrado e no desenvolvimento acelerado desta Dissertação, ponto inicial de partida para um programa de Doutorado;
- a todo o Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da UFPE, pelos ensinamentos ministrados e recebidos em 2004;
- aos meus caros e ilustres Examinadores, Prof. Fernando Menezes Campello de Souza, do Departamento de Engenharia de Sistemas da UFPE, e Prof. Christiano Lyra Filho, da Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da UNICAMP, pelos inteligentes e apropriados questionamentos apresentados e pelas sugestões de melhoria oferecidas, em uma tarde memorável;
- aos colegas do Curso, nas diversas disciplinas, e muito especialmente aos talentosos e jovens engenheiros Paulo Sivini, Luiz Augusto Sena e Pedro Leon, pelo permanente apoio, companheirismo e positivas energias trocadas nas horas de maiores dificuldades e desafios;
- aos prezados e muitos amigos da CHESF, entre eles, Pedro Alves de Melo, Maria Betânia Borges Barros e João Ricardo Paes de Barros, pelas profícuas discussões conceituais com os quais mantive ao longo do curso e/ou na elaboração/revisão da Dissertação, recebendo deles sempre o maior apoio e incentivo;
- aos amigos José Antônio Muniz Lopes, Altino Ventura Filho e José Altino Bezerra, veteranos, como eu, do Setor Elétrico, pelas trocas de idéias e pelas sugestões recebidas, respectivamente, na formulação, no desenvolvimento e na finalização da Dissertação.

## ***UM REGISTRO EXTRA PAUTA***

*Tudo vale a pena se a alma não é pequena.  
Fernando Pessoa*

O Mestrado foi um bom e gostoso desafio! Diz o ilustre Professor Fernando Campello, um dos meus Examinadores, nas suas aulas iniciais sobre Teoria de Decisão: “*Estudar doe. E doe muito!*”.

Porém, eu digo: *vale a pena* quando o objetivo *da alma* é contribuir para o bem da sociedade.

Voltar aos bancos de escola após 35 anos e conviver com uma juventude inteligente, dar ânimo para o futuro, recicla, revigora e nos contamina, ficando a minha esperança que o Brasil possa dar aos jovens as oportunidades de também contribuir, tal qual eu as tive, estou tendo e ainda haverei de continuar tendo, até enquanto Ele permitir.

## RESUMO

Esta Dissertação foi desenvolvida tendo como premissa ser abrangente e também permitir fácil absorção do exposto, evitando-se, todavia, a superficialidade. Compõe-se de três *espaços* ou *partes* independentes que se complementam, no caso, os Capítulos 2, 3 e 4, os quais podem ser lidos na ordem em que se desejar após a Introdução, esta contida no Capítulo 1. Cada *parte* daria e dá campo para se desenvolver em detalhadas e específicas dissertações, pelas possibilidades dos temas.

Na **Parte 1**, é apresentada uma *retrospectiva contextualizada* do desenvolvimento dos *processos* de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, ocorridos ao longo do século passado, principalmente durante o período coordenado pela ELETROBRÁS, de 1964 a 1999, sob a égide do modelo de *monopólio de suprimento regional*, vigente no Brasil até 1995. Vem aos dias de hoje, com a responsabilidade pelo *planejamento da expansão energética nacional* sob o encargo do Ministério de Minas e Energia, a conviver com as atividades de geração e comercialização de energia elétrica desenvolvendo-se em *regime de competição* entre empresas estatais e privadas, em dois tipos de ambiente: um *regulado*, que busca proteger os consumidores cativos, e um *de livre comércio* entre agentes de produção e de consumo.

A **Parte 2** trata fundamentalmente de *métodos*. Nela são indicadas aplicações de programação linear em estudos de *planejamento de expansão de longo prazo de sistemas de geração de energia elétrica*, tanto sob abordagem clássica (mono-objetivo), como em *multiobjetivo*. Destacada ênfase é dada, no caso multiobjetivo, a uma abordagem interativa que utiliza *programação linear tri-objetivo*, por facilitar bastante, na visão do autor da Dissertação, as interações entre o *decisor* e o *analista* na pesquisa e definição da *solução de compromisso* a ser escolhida e adotada, prestando-se, assim, relevantemente, para situações nas quais o *decisor* é constituído de múltiplos indivíduos ou instâncias, característica inerente a processos de planejamento governamental.

Na **Parte 3**, é evidenciado o comportamento probabilístico da produção hidrelétrica no Brasil, exemplificando-se com o sistema de usinas da CHESF no Rio São Francisco. Para melhor viabilizar a utilização da *programação linear multiobjetivo* no contexto em sistemas fortemente hidrelétricos, como o do Brasil, é explorada uma abordagem gráfica e proposto um *procedimento*. Por meio deste, permite-se encontrar a *composição ótima* de um sistema hidrotérmico para atender montantes projetados de energia elétrica no futuro, a qual se beneficie, também, das hidrologias favoráveis e de maior probabilidade de ocorrência, adotando-se, todavia, proteção contra períodos de vazões reduzidas com o uso de usinas *térmicas de segurança* flexíveis e de forma econômica.

Como **resultado** da Dissertação, conclui-se que a metodologia de *programação linear multiobjetivo* tem amplo campo de utilização no contexto do *novo modelo* institucional do setor elétrico brasileiro, no qual o planejamento da expansão, coordenado pelo Governo Federal, será, naturalmente, foco de naturais e até conflitantes pressões e de objetivos a se considerar.

## ABSTRACT

This dissertation was developed having as premisses to be including and to allow easy understanding of the displayed, preventing, however, the superficiality. It composes of three independent *parts* that complete themselves, in the case, the chapters 2, 3 and 4, which can be read in the order where to desire, after the introduction of Chapter 1. Each *part* would give field to develop itself detailed and specifies dissertations, by the possibilities of the corresponding subjects.

In **Part 1** is presented a retrospect of the developed processes of Brazilian electric system expansion planning during the last century, mainly in the period coordinated by ELETROBRÁS, from 1964 to 1999, under the *monopoly regional* model, effectively installed in Brazil until 1995. It comes to the present, with the responsibility for the national energetic expansion planning under the responsibility of the Ministry of Mines and Energy, coexisting with the activities of generation and commercialization of electric energy developing themselves in *regimen of competition* between state owned and private companies, in two *environments*: one regulated, that searches to protect the *captive consumers* and other with *free trading* between production and consumption agents.

The **Part 2** basically deals with *mathematical programming methods*. In it, are indicated applications of the *linear programming* in studies of long term expansion planning for electric generation under classic mono-objective approach, as in *multiobjective*. Detached attention is given, in the multiobjective case, to an interactive approach that uses tri-objective linear programming that facilitates sufficiently, in our point of view, the interaction between the decision maker and the analyst, in the research and definition of *solution of compromise* to be chosen, being useful thus for situations where the corporate decision maker and multiple entities is evolved, inherent to the processes of governmental planning.

In **Part 3** is evidenced the probabilistic behavior of hydroelectric production in Brazil, taking as example the CHESF hydroelectric plants in São Francisco river. To better apply linear multiobjective programming in the context of strong hydroelectric systems as occurring in Brazil, is explored an approach and considered a *procedure* which allows to find an optimal composition of a hydro-thermic systems to supplying projected electric energy requirements, in the future, which benefits of the favorable flows and bigger probability of occurrence, adopting however, protection against reduced flowing out period with the use of thermoelectric stations for security and economical reasons.

As a Dissertation result it is concluded that the methodology of a linear multiobjective programming has ample field of application in the context of the new institutional model of Brazilian electric sector, in which the expansion planning to be projected by the federal government, will be, of course, focus of the natural conflicting pressures of different agents and of multiple objectives to consider.

# SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2. OBJETIVOS E CONTEÚDO DA DISSERTAÇÃO.....	6

## PARTE 1

2. RETROSPECTIVA E CONTEXTUALIZAÇÃO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	9
2.1. O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	9
2.2. RETROSPECTIVA DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	15
2.2.1 As responsabilidades iniciais das concessionárias de distribuição de energia elétrica.....	15
2.2.2 A criação da CHESF, em 1945.....	17
2.2.3 A criação da ELETROBRÁS, em 1961.....	18
2.2.4 Os trabalhos do CANAMBRA (1962/69).....	20
2.2.5 A ELETROBRÁS como vetor de planejamento, em 1969.....	22
2.2.6 A criação de ITAIPU e a Lei n.º 5.899/73.....	23
2.2.7 O Plano 90 da ELETROBRÁS, de 1974.....	25
2.2.8 Estudo de planejamento de expansão de longo prazo no âmbito da CHESF - o Comitê CEE-2000, de 1978.....	26
2.2.9 O Plano 92 e os Estudos Especiais da ELETROBRÁS, de 1978.....	28
2.2.9. O ambiente técnico do planejamento do setor elétrico no final dos anos 70's.....	29
2.2.10. O planejamento da expansão da Transmissão como instrumento de integração entre as grandes empresas do Setor Elétrico Brasileiro.....	29
2.2.11. O Plano 95 da ELETROBRÁS, em 1979.....	30
2.2.12. A criação do GCPS, pela ELETROBRÁS, em 1980.....	31
2.2.14. O Plano 2000 da ELETROBRÁS, de 1981.....	31
2.2.15. A institucionalização do GCPS, em 1982.....	32
2.2.16. A introdução do conceito de energia garantida a 5% de risco.....	33
2.2.17. O primeiro plano decenal do GCPS, em 1984.....	33
2.2.18. Estudos da CHESF olhando para 2010, em 1985.....	34
2.2.19. O Plano 2010 da ELETROBRÁS, de 1987.....	35
2.2.20. A maturidade do planejamento da expansão coordenado pela ELETROBRÁS, em 1988.....	36
2.2.21. O impacto do art. 175 da Constituição Federal, de 1988, na ELETROBRÁS e nas concessionárias regionais de geração.....	38
2.2.22. O Plano Decenal de Expansão 1990/1999, de 1989.....	39
2.2.23. O Plano 2015 da ELETROBRÁS, de 1993.....	40
2.2.24. As mudanças institucionais e legais, de 1995.....	43
2.2.25. O Plano Decenal de Expansão 1996-2005, de 1995, introduzindo o planejamento indicativo.....	45
2.2.26. O Plano Decenal de Expansão 1997-2006, de 1997, introduzindo a Interligação Norte-Sul.....	46
2.2.27. Os Planos Decenais 1998-2007 e 1999-2008, de 1998, e a indicação de perspectivas de crise de abastecimento de energia elétrica no país.....	46
2.2.28. A criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 1998.....	47
2.2.29. O Plano Decenal 2000-2009, de 1999, a extinção do GCPS, a criação do CCPE e a transferência, para o MME, da coordenação do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros.....	48
2.2.30. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), de 2000.....	48

2.2.31.	Os últimos Planos Decenais, produzidos pelo CCPE, em 2000, 2001 e 2002, e emitidos pelo MME.....	49
2.2.32.	O contexto atual: o modelo organizacional vigente no campo do planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro .....	49
2.2.33.	Uma reflexão sobre a retrospectiva e o contexto atual .....	52
2.3.	O ENCADEAMENTO DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ADOTADO NO BRASIL PELA ELETROBRÁS .....	54
2.3.1.	A cadeia temporal dos estudos de <i>planejamento da expansão e do planejamento da operação</i> .....	54
2.3.2.	Considerações sobre o <i>planejamento da operação</i> do Sistema Interligado Brasileiro .....	56
2.3.3.	O <i>processo de planejamento da expansão</i> da geração, na forma desenvolvida pela ELETROBRÁS. ....	61
2.4	ALGUNS CONCEITOS E PREMISSAS ADOTADAS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO, NO BRASIL, QUANDO COORDENADO PELA ELETROBRÁS.....	66
2.5.	A MUDANÇA DE PARADIGMA: DOS <i>MONOPÓLIOS DE SUPRIMENTO REGIONAL</i> AO MODELO DE “ <i>ACESSO ABERTO</i> ” OU DE “ <i>COMPETIÇÃO</i> ”.....	75
2.5.1.	A mudança no contexto mundial .....	75
2.5.2.	A mudança institucional ocorrida no Setor Elétrico Brasileiro.....	82
2.6.	O MODELO INSTITUCIONAL VIGENTE DE ORGANIZAÇÃO E FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	88
2.7.	PLANEJAMENTO <i>INDICATIVO</i> VERSUS PLANEJAMENTO <i>DETERMINATIVO</i> .....	95
2.8.	OS MÚLTIPLOS OBJETIVOS DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	100
2.9.	A PARTICIPAÇÃO E O INTERESSE DA SOCIEDADE NAS QUESTÕES ASSOCIADAS AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	103
2.10.	A MUDANÇA DE PARADIGMA NECESSÁRIA AO PROCESSO DECISÓRIO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO BRASIL. ....	105

## PARTE 2

3.	<b><i>AVALIAÇÃO DE FORMULAÇÕES DE OTIMIZAÇÃO LINEAR APLICÁVEIS AO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</i></b> .....	106
3.1.	A FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO MONO-OBJETIVO ADOTADA NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DO BRASIL E AS LIMITAÇÕES NO CONTEXTO INSTITUCIONAL VIGENTE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	107
3.2.	A PROGRAMAÇÃO LINEAR NA SUA FORMA CLÁSSICA .....	110
3.3.1.	Abordagem indicada em KNIGHT (1972) .....	113
3.3.2.	Abordagem indicada em VERDI & AVI-ITZHAK (1981) .....	119
3.3.3.	Abordagem contida em TRINKENREICH <i>et al.</i> (1980). ....	123
3.4.	A PROGRAMAÇÃO LINEAR MULTIOBJETIVO .....	126
3.4.1.	Conceituação geral.....	126
3.4.2.	Uma ilustração da diferença entre a PL e a PLMO.....	129
3.4.3.	O cálculo das <i>soluções eficientes</i> . ....	135
3.4.4.	Classificação dos principais métodos dedicados à PLMO.....	138
3.4.5.	A classificação baseada no grau de intervenção do agente decisor .....	139
3.4.6.	Métodos Iterativos em Programação Linear Multiobjetivo .....	146
3.4.7.	O software TOMMIX: uma base de métodos iterativos de PLMO. ....	163
3.4.8.	O software SOMMIX: uma base de procedimentos baseada em <i>painel de controle</i> . ....	166
3.5.	APLICAÇÕES DA PLMO EM PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	167
3.5.1.	Exemplificação de CLÍMACO <i>et al.</i> (2003).....	167
3.5.2.	Exemplificação de ANTUNES <i>et al.</i> (2001).....	172
3.6.	OUTRAS REFERÊNCIAS DE FORMULAÇÕES DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DE GERAÇÃO .....	183

## PARTE 3

<b>4. UMA PROPOSTA DE APLICAÇÃO DA PLMO AO CONTEXTO VIGENTE DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DA GERAÇÃO NO BRASIL .....</b>	<b>188</b>
4.1. A DIMENSÃO E O DESAFIO DO TRATAMENTO DA ALEATORIEDADE DA HIDROELETRICIDADE: A <i>DIFERENÇA BRASIL</i> EM RELAÇÃO A OUTROS PAÍSES .....	188
4.2. UMA ABORDAGEM ALTERNATIVA, COM OTIMIZAÇÃO MONO-OBJETIVO, em GUEDES FILHO <i>et al.</i> (2003).....	192
4.3. A CARACTERÍSTICA PROBABILÍSTICA DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA.....	195
4.4. EXEMPLIFICAÇÃO GRÁFICA DA OTIMIZAÇÃO DO “ <i>MIX ENERGÉTICO</i> ” DE UM SISTEMA HIDRO-TÉRMICO, INSPIRADA NA ABORDAGEM DE GUEDES FILHO <i>et al.</i> (2003) .....	216
4.4.1. Um <i>procedimento</i> para determinação da <i>composição ótima</i> de um sistema hidro-térmico em estudos de longo prazo.....	221
4.5. OBJETIVOS PASSÍVEIS DE SEREM CONSIDERADOS NA OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	229
4.6. UMA PROPOSTA DE METODOLOGIA COM <i>OTIMIZAÇÃO LINEAR MULTI-OBJETIVO</i> PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO SOB COORDENAÇÃO DO MME. ....	239

## FINAL

<b>5. RESULTADOS ALCANÇADOS E SUGESTÃO DE FUTUROS TRABALHOS .....</b>	<b>243</b>
<b>6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....</b>	<b>246</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>249</b>
Anexo I - MODELO DE DECISÃO DO <i>PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO</i> .....	250
Anexo II - ATRIBUIÇÕES DAS ATUAIS SECRETARIAS DO MME .....	256
Anexo III - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA ADOTADA PELO MODELO <i>DESELP</i> .....	259
Anexo IV - HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS DO RIO SÃO FRANCISCO .....	266

# LISTA DE FIGURAS

## PARTE 1

- Figura 2.2.18.1 - Algoritmos mais utilizados em modelos de planejamento de expansão de geração de energia elétrica
- Figura 2.3.1.1. - O processo de planejamento integrado da produção de energia elétrica
- Figura 2.3.3.1 - Cadeia temporal do planejamento da expansão de geração adotada pela ELETROBRÁS, nos anos 80's e 90's.
- Figura 2.4.1. - Ordenação de energias garantidas por ordem de mérito
- Figura 2.4.2. - Ordenação de implantação de usinas por ordem de mérito
- Figura 2.6.1. - Modelo vigente do Setor Elétrico Brasileiro
- Figura 2.6.2. - Sistema Interligado Nacional, operado pelo ONS

## PARTE 2

- Figura 3.3.1. - Curva típica de duração de carga, utilizada com três patamares.
- Figura 3.4.3.1 - Solução gráfica do problema de PL
- Figura 3.4.3.2 - Solução gráfica do problema de PLMO
- Figura 3.4.3.3 - Espaço dos objetivos
- Figura 3.4.4.1.1 - Lugar geométrico dos pontos equidistantes de  $Z^*$ , para  $L_1$ ,  $L_2$  e  $L_\infty$
- Figura 3.4.5.2.1 - Espaço dos pesos  $\lambda_i \in R^3$ ,  $i = 1, 2, 3$
- Figura 3.4.5.2.2 - Espaço dos pesos  $\lambda_i \in R^3$ ,  $i = 1, 2, 3$
- Figura 3.4.6.1.1 - Solução ideal (I') e solução "nadir" (N')
- Figura 3.4.6.3.1. - O Método TRIMAP
- Figura 3.4.6.3.2 - Espaço (poliedro) das variáveis de decisão e o espaço dos objetivos
- Figura 3.4.6.3.3 - Região de indiferença da Solução (1)
- Figura 3.4.6.3.4 - Regiões de indiferença das Soluções (1), (2) e (3)
- Figura 3.4.6.3.5 - Definição de planos paralelos ao passante pelas Soluções (1), (2) e (3)
- Figura 3.4.6.3.6 - Regiões de indiferença das Soluções (1), (2), (3) e (4)
- Figura 3.4.6.3.7 - Espaço das variáveis de decisão e espaço dos objetivos com a restrição.
- Figura 3.4.6.3.8 - Regiões de indiferença das soluções **A**, **B** e **C** do problema auxiliar

- Figura 3.4.6.3.9 - Regiões de indiferença das Soluções (1), (2), (3), (4) e (5)
- Figura 3.4.6.3.10 - Identificação das soluções básicas, das arestas e das faces eficientes no espaço dos objetivos
- Figura 3.4.6.3.11 - Regiões de indiferença das Soluções (1), (2), (3), (4), (5), (6) e (7)
- Figura 3.4.7.1. - Diagrama de blocos do TOMMIX
- Figura 3.4.7.2. - Transições admissíveis na base de dados do TOMMIX
- Figura 3.5.2.1. - Fluxograma da metodologia de uso da PLIMMO

### PARTE 3

- Figura 4.1.1. - Atendimento a uma LDC por um sistema hidro-térmico
- Figura 4.1.2. - Atendimento a uma LDC por um sistema hidro-térmico, com excedente de geração hidrelétrica
- Figura 4.1.3. - Atendimento a uma LDC por um sistema hidro-térmico, com geração térmica na ponta
- Figura 4.3.1. - Conjunto de usinas em cascata (em série), da CHESF, no Rio São Francisco
- Figura 4.3.2. - Série histórica das vazões naturais afluentes, médias anuais, do Rio São Francisco – Período 1929/2003
- Figura 4.3.3. - Coeficientes de correlação serial das vazões naturais afluentes médias anuais do Rio São Francisco
- Figura 4.3.4. - Coeficientes de correlação serial da “série das diferenças” das vazões naturais afluentes médias anuais do Rio São Francisco
- Figura 4.3.5. - Ordenação das vazões naturais afluentes, médias anuais, do Rio São Francisco em Sobradinho
- Figura 4.3.6. - Ordenação das  $ENA_{SF}$  - energias naturais afluentes, médias anuais do Rio São Francisco
- Figura 4.3.7. - Probabilidade acumulada das  $ENA_{SF}$  ( históricas) do Rio São Francisco (1929/2003), com teste de aderência a uma Distribuição LogNormal
- Figura 4.3.8. - Probabilidade acumulada das  $ENA_{SF}$  ( histórico) do Rio São Francisco (1929/2003)
- Figura 4.3.9. - Histograma e FDA da  $ENA_{SF}$  à Sobradinho – 1929/2003
- Figura 4.3.10. - Histograma e FDA da  $ENA_{NE}$  – Série Sintéticas
- Figura 4.3.11. - Confronto entre FDA's da  $ENA_{NE}$  com a  $ENA_{SF}$

- Figura 4.3.12. - Probabilidade acumulada das  $ENA_{NE}$  (série sintética), com teste de aderência a uma Distribuição LogNormal
- Figura 4.3.13. - Probabilidade acumulada de  $ENA_{NE}$  ( Sistema Nordeste), calculadas com séries sintéticas
- Figura 4.3.14. - Conjunto de usinas em cascata (em série), do Rio São Francisco, com instalação de novas usinas em estudo pela CHESF
- Figura 4.3.15. - Efeito na FDA da  $ENA$ , devido à ampliação do sistema hidrelétrico do Nordeste, através de usinas a fio d'água em estudo pela CHESF no São Francisco
- Figura 4.3.16. - Efeito na FDA da  $ENA_{NE}$ , com uma ampla e fictícia ampliação de novas usinas a fio d'água
- Figura 4.3.17. - Conjunto de usinas e reservatórios em cascata (em série), do Rio São Francisco, com instalação de novas usinas em estudo pela CHESF
- Figura 4.3.18. - A obtenção da FDA da  $GH$  do Sistema Nordeste, fazendo-se  $GH = ENA_{NE} + 0,6 \times EAR_{max}$
- Figura 4.4.1. - FDA's de  $GH_{NE}$ , atual, com e sem fator redutor aplicado ao  $EAR_{max}$ .
- Figura 4.4.2. - Planejamento de expansão da geração com base em ampliação 100% Hidrelétrica
- Figura 4.4.3. - Planejamento de expansão da geração com base em ampliação mista (44% hidro e 54% térmica)
- Figura 4.4.4. - Planejamento de expansão da geração com base em ampliação mista (22% hidro e 78% térmica)
- Figura 4.4.1.1 - FDA de  $GH$
- Figura 4.4.1.2 - FDA de  $GH$ , com um giro de  $90^\circ$ , no sentido horário
- Figura 4.4.1.3 - Rotação de  $90^\circ$  no sentido horário na FDA's de  $GH$
- Figura 4.4.1.4 - FDA de  $GT$ , complementar para  $ET = 15.000 \text{ MW}_{ano}$
- Figura 4.4.1.5 - Obtenção da FDA's de  $GT$
- Figura 4.6.1. - Metodologia para planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 3.4.6.1.1. - Tabela dos ótimos individuais
- Tabela 4.2.1. - Dados do sistema hidro-térmico estudado por GUEDES FILHO et al.
- Tabela 4.3.1. - Análise descritiva do histórico 1929/2003, da série vazões naturais afluentes a Sobradinho no Rio São Francisco
- Tabela 4.3.2 - Produtividades médias usinas da CHESF no Rio São Francisco
- Tabela 4.3.3. - Parâmetros das FDP (LogNormal) da *ENA\_SF* e da *ENA-NE*

# 1- INTRODUÇÃO

## 1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O funcionamento de qualquer Nação, no mundo de hoje, é fundamentalmente suportado na eletricidade. A energia elétrica ilumina, gera calor, produz frio, move motores, permite o funcionamento de máquinas, equipamentos, aparelhos domésticos, industriais, computadores e uma plêiade de outras façanhas em benefício da humanidade.

Os processos e as decisões de planejamento da expansão dos sistemas de produção de energia elétrica são, indiscutivelmente, de elevado interesse da sociedade de qualquer Nação, porquanto a eletricidade é um insumo estratégico.

Não é por outra razão que a atual Administração Federal do Brasil está reorganizando as estruturas e o processo de *planejamento energético integrado* do nosso país, com destaque, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos nacionais. A Nação necessita ter sempre presente e atualizada a sua *estratégia de expansão* do abastecimento de eletricidade. Afinal, uma boa resposta do sistema elétrico que esteja em operação depende da dedicação de como foi bem planejado. Gargalos de hoje são, em geral, conseqüências de ontem.

No passado, planejar a expansão do sistema elétrico era uma responsabilidade direta e indissociável da empresa que tivesse a *incumbência* de atender os requisitos de energia elétrica da sua região, que podia ser uma cidade, um ou vários estados, ou mesmo todo um país. A empresa tinha um contrato de firmado com o *poder concedente*, ou seja, era uma *concessionária* de prestação de um *serviço de utilidade pública*. A indústria de energia elétrica cresceu e se estruturou, assim, no âmbito mundial, segundo o *modelo de monopólio de suprimento regional*.

Tal expansão podia ser feita com base na ampliação da capacidade instalada de geração própria da concessionária ou através de contratos de compra de energia elétrica com outra vizinha, instalando-se interligações elétricas, ou mesmo, firmando-se contratos flexíveis com autoprodutores, situados na área da concessionária e que dispusessem de excedentes sazonais.

O planejamento da expansão dos sistemas de geração, de transmissão e de compras de energia elétrica, desenvolvido pelas concessionárias, tinha, então, como objetivo básico, *minimizar o custo total da expansão* formado pelos custos fixos de investimentos e custos variáveis de operação e de aquisição da energia complementar requerida. Dessa forma, se ofereceria a menor tarifa possível aos consumidores.

Em alguns países, como, por exemplo, nos Estados Unidos, a maioria das concessionárias era representada por empresas privadas e cujas decisões, de certa forma, ocorriam independentemente. Em outros, a maioria das concessionárias eram formadas por empresas estatais (100% públicas ou sociedades de economia mista).

No Brasil, até meados do século passado, as concessionárias de energia elétrica eram privadas, passando depois, a partir dos anos 50's, o abastecimento de eletricidade progressivamente às mãos de empresas estatais, quer federais ou estaduais, e umas poucas municipais. O foco delas era servir ao consumidor.

Em países com a geração elétrica sob a responsabilidade de empresas estatais, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, em geral, era coordenado por um órgão superior, de abrangência nacional, para se garantir uma harmonia ao todo, minimizando as possibilidades de conflitos entre os interesses empresariais ou comerciais das diversas empresas concessionárias regionais.

No Brasil, o papel de integrador do planejamento nacional dos sistemas elétricos, até 1999, cabia à ELETROBRÁS, criada, inclusive, para isso em 1961. No final dos anos 80's, a ELETROBRÁS alcançou, no nosso entender, a maturidade no campo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, quando desenvolveu e editou o *Plano 2010*, em 1987, incorporando explicitamente a variável ambiental.

O “mundo elétrico”, contudo, estava mudando no contexto internacional e mudou muito rápido ao longo dos referidos anos 80's. Os *monopólios elétricos* começavam a serem questionados pelo mundo afora e pela força natural do “*direito de liberdade*” ou “*livre escolha*” os grandes consumidores, antes cativos das concessionárias, começaram a buscar quebrar as *barreiras elétricas*, forçando as concessionárias a permitir trânsito de energia elétrica de terceiros através das linhas de transmissão de propriedade delas.

Com isso, um “*mercado de energia elétrica*” começou a se desenhar, atraindo investidores, e, também, naturalmente, os especuladores.

Por outro lado, os serviços prestados pelas empresas estatais começaram a ser questionados em vários países. Ocorre que, após contraírem empréstimos facilitados pelo excesso de capitais (*petrodólares*), as capacidades de endividamento das empresas ou dos próprios países em desenvolvimento começaram a ficar esgotadas, criando dificuldades para se obter financiamentos para expansão dos sistemas elétricos.

O Brasil não era exceção. O risco financeiro dos países e das empresas inibia os financiadores. Como conseqüência, a qualidade do suprimento elétrico começou a ficar prejudicada em vários desses países, desgastando a imagem das concessionárias junto às sociedades delas dependentes.

A trajetória conseqüente foi a de se buscar re-introduzir o capital privado na indústria de energia elétrica nos países onde tal encargo era de empresas estatais, junto com *mecanismos de competição* para proteger os consumidores, quando isto fosse possível. Mesmo nos países onde a indústria de eletricidade era suportada em empresas privadas, a competição foi vista pelos reguladores como benéfica aos consumidores, por permitir incentivo à eliminação de *ineficiências* econômicas pelas concessionárias.

Baseado nessa premissa criou-se o *modelo de “acesso aberto”* ou também chamado de “*modelo de competição*” na geração de energia elétrica, e, como decorrência, a crescente liberdade na comercialização do produto *energia elétrica*. A transmissão e a distribuição passaram a ser vistas como *serviços*. Ou seja, a *rede* e os *firos* mantiveram-se regulados, como monopólios naturais, respeitando-se as leis da Física e evitando-se parafernalias de postes, cabos e firos sobre as nossas cabeças, além dos muitos que já existem.

Em um *modelo de competição* na sua forma pura, como imaginado pelos seus formuladores e pelos defensores da ampla *economia de mercado* no “mundo elétrico”, não haveria mais a necessidade de coordenação, no plano governamental, do planejamento da expansão dos sistemas elétricos de um país, aspecto esse característico de uma *economia planejada*. Diziam os defensores da competição, no máximo haveria um planejamento “apenas” *indicativo*.

A expectativa dos liberais era que o *mercado de energia* se auto-ajustaria e as expansões de geração e de transmissão seriam feitas pelos investidores, em função dos sinais de preço da energia. Imaginaram os idealizadores do *modelo de competição*, que a “mão invisível do mercado” cuidaria do equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade. Pura ilusão!

Sabe-se, entretanto, que onde tal *modelo de competição* foi totalmente implantado, crises de abastecimento até já ocorreram. O Brasil de 2001 não foi exceção. Na Califórnia também aconteceu. Onde ainda não ocorreu, existe uma grande preocupação com a questão dos investimentos em expansão, que nem sempre são viabilizados e atraídos, com a antecedência necessária, apenas pelas *leis do mercado*, criando, assim, insegurança e instabilidade para o futuro dos ditos *mercados* (CIGRÉ, 2004).

Nesse contexto, a área de estudos de planejamento da expansão da geração vem sofrendo grandes mudanças metodológicas. Em KAGIANNAS *et al.* (2004), por exemplo, uma ampla abordagem sobre essas mudanças pode ser avaliada, bem como sobre novas formulações matemáticas e metodológicas, em geral calcadas em Teoria dos Jogos (VON NEUMANN & MORGENSTERN, 1944), que estão começando a ser usadas pelas empresas e *players* em geral, o que abre largo espaço para pesquisas e desenvolvimentos acadêmicos.

No Brasil, contudo, felizmente saímos do modelo de planejamento da expansão confiado apenas ao *mercado*. A base hidrelétrica elevada e o ainda grande potencial hidrelétrico competitivo a se aproveitar não se coadunam com o *modelo de competição* na sua forma pura. A competição, no Brasil, na expansão da geração tem que ser controlada e guiada, ainda por algum tempo. Pelo menos até que ainda seja de interesse da Nação o aproveitamento do potencial hidroelétrico remanescente, uma fonte energética renovável. Isto vai além de 2025. Depois, talvez, se possa partir “*to play with Saint Peter*”, quando a base térmica instalada for suficiente para enfrentar crises hidrológicas fortes e prolongadas, e, assim, uma alternativa de proteção segura exista contra o risco hidrológico.

Tendo a ELETROBRÁS sido retirada, em 1999, da coordenação do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros e essa missão tendo passado para a alçada do

Ministério de Minas e Energia, a qual, com mais realce, o será a partir do corrente ano, com a sua reorganização e o amplamente esperado funcionamento efetivo da *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE), haverá que se buscar uma permanente atualização dos planos de expansão do setor energético e, em particular, do setor elétrico. Não apenas os planos decenais de curto prazo, mas também os de longo prazo, de 20 a 30 anos à frente, que propiciam efetiva direção às políticas energéticas para atendimento ao mercado crescente de eletricidade.

Em estudos de planejamento da expansão de longo prazo da geração, um dos aspectos relevantes é o da definição da “*composição ótima do parque gerador*”, ou seja, a otimização do “*mix energético*” de produção de eletricidade.

Nesse campo, a Programação Linear tem sido uma das principais ferramentas utilizadas pelos diversos países. KAGIANNAS *et al.* (2004) apresentam várias outras, mais refinadas ou mais complexas, que têm sido formuladas por pesquisadores, para uso na indústria, à medida que mais potentes computadores se tornaram disponíveis.

No Brasil, no entanto, com a maior ênfase à utilização da hidroeletricidade, em geral, têm-se priorizado o uso de *modelos de simulação* para avaliar alternativas de expansão, ao invés de *modelos de otimização* que gerem diretamente as composições e programações ótimas do parque gerador. Ressalte-se que o tratamento da hidroeletricidade, em face da estocasticidade da mesma, é um desafio nas metodologias de otimização da expansão de longo prazo da geração.

Por outro lado, com o planejamento da expansão a cargo do Governo e não das empresas, é natural que os objetivos a se otimizar sejam múltiplos, pois, mesmo que se continue dando a necessária ênfase à *minimização do custo total da expansão*, haverá de se considerar outros objetivos, tais como: *aspectos estratégicos da Nação, impactos e custos ambientais, segurança energética, confiabilidade elétrica, geração de empregos, nível de produção da indústria nacional de bens e serviços, inserção regional e desenvolvimento tecnológico*.

## 1.2. OBJETIVOS E CONTEÚDO DA DISSERTAÇÃO

Foi refletindo sobre essa *nova ambiência* do planejamento da expansão dos sistemas de geração energia elétrica do Brasil, que o objeto desta Dissertação foi idealizado, para demonstrar que a metodologia de abordagem de problemas de *programação linear multiobjetivo*, apresentada em CLÍMACO *et al.* (2003), possui base perspectiva de viabilidade e aplicabilidade no Brasil, seja pela EPE/MME, assim como por empresas federais regionais, tais como a CHESF, que, mesmo sem ter mais a incumbência monopolista do atendimento regional, ainda mantém-se, felizmente, com parte de suas inteligências preocupadas com o “futuro energético” da região em que está inserida, no caso, o Nordeste do Brasil.

### 1.2.1. Principais objetivos

Com a visão e preocupação acima, os principais objetivos perseguidos na elaboração desta Dissertação, foram os quatro macro-temas descritos abaixo:

- Resgatar, resumir e divulgar a história do *Planejamento da Expansão* dos sistemas elétricos interligados brasileiros e analisar as mais recentes mudanças ocorridas nas responsabilidades institucionais nesse campo, refletindo sobre o desenvolvimento das atividades de formulação e coordenação do planejamento da expansão da produção de energia elétrica no Brasil, a cargo do Ministério de Minas e Energia de acordo com o novo *modelo institucional do setor elétrico* em implantação pela atual administração do Governo Federal.
- Levantar, na ampla literatura, algumas abordagens de tratamento dos estudos de planejamento de expansão de longo prazo da geração de energia elétrica que utilizaram programação linear clássica (mono-objetivo), seja em nível internacional - KNIGHT (1972) e VERDI & AVI-ITZHAK (1981) -, seja no Brasil (TRINKENREICH *et al.*, 1980), confrontando-as com a metodologia de programação linear multiobjetivo, exposta em ANTUNES *et al.* (2001) e em CLÍMACO *et al.* (2003).
- Estudar a abordagem desenvolvida em GUEDES FILHO *et al.* (2003), que trata o comportamento probabilístico das energias médias anuais afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras, possibilitando se construir

uma função de distribuição acumulada dos requisitos de *geração térmica complementar* para uma dada disponibilidade de capacidade de geração hidrelétrica de modo a atender um projetado volume de energia elétrica em um futuro intervalo de tempo especificado, visando, com isso, definir a *composição ótima* de um parque gerador hidro-térmico.

- Desenvolver um *procedimento* que possibilite a utilização da programação linear, inclusive, com enfoque multiobjetivo, para indicação da *trajetória de composição ótima* do parque gerador hidro-térmico brasileiro, fortemente hidroelétrico, em horizontes de longo prazo, demonstrando que a programação linear multiobjetivo tem condições de ser uma ferramenta útil ao planejamento da expansão de longo prazo do sistema de produção de energia elétrica no Brasil.

### 1.2.2. - Conteúdo da Dissertação

O conteúdo da Dissertação, além da Introdução (Capítulo 1) e da apresentação dos Resultados Alcançados e Sugestões de Futuros Trabalhos (Capítulo 5), compreende três *partes* a seguir comentadas:

- O Capítulo 2 (ou *Parte 1*) contém uma retrospectiva contextualizada do *processo* de planejamento da expansão da geração no Brasil, ocorrido ao longo do século passado e chegando aos dias atuais, desenvolvida, nesta Dissertação, como que um *tributo* à missão desempenhada pela ELETROBRÁS. Constitui-se em uma síntese comentada do excelente livro publicado, em 2002, pela MEMÓRIA DE ELETRICIDADE, organismo suportado pela ELETROBRÁS, sob o título de “*O planejamento da expansão do setor de energia elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)*”.
- O Capítulo 3 (ou *Parte 2*) trata da apresentação de formulações de otimização do planejamento da expansão *de longo prazo* de sistemas de geração de energia elétrica, com aplicação de programação linear mono-objetivo, nas formas expostas em KNIGHT (1972), VERDI & AVI-ITZHAK (1981) e TRINKENREICH *et al.* (1980), e em abordagem *multiobjetivo* sob a metodologia desenvolvida em CLÍMACO *et al.* (2003) e aplicada, também, por ANTUNES *et al.* (2001).

- O Capítulo 4 (ou *Parte 3*) explica o comportamento probabilístico das energias *naturais afluentes médias anuais* a um sistema hidrelétrico, exemplificando o sistema de usinas da CHESF existentes no rio São Francisco. Nesta seção, desenvolve-se uma forma de como tratar o desafio da grande base hidrelétrica brasileira, que é estocástica, dentro da formulação do problema matemático de otimização da *composição ótima* do parque gerador brasileiro em horizontes futuros, inspirando-se na abordagem exposta no estudo contido em GUEDES FILHO *et al.* (2003). Como consequência, formula-se um *procedimento* que possibilitará utilização de programação linear no problema, inclusive com enfoque multiobjetivo. Além disso, o Capítulo 4 apresenta uma provocação de *múltiplos objetivos*, além do usual de *mínimo custo da expansão*, que poderiam ser considerados no contexto do planejamento da expansão do sistema de produção de energia elétrica brasileiro, entre eles, a *questão ambiental* e a *segurança energética*.

## **2. RETROSPECTIVA E CONTEXTUALIZAÇÃO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

### **2.1. O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

No Brasil, por ser um país que desfruta de um grande potencial hidrelétrico, foi natural que o desenvolvimento do parque gerador de energia elétrica tenha se alicerçado quase totalmente centrado na hidroeletricidade.

Iniciando-se por hidrelétricas de pequeno porte (menores que 30 MW), implantadas no início do século passado, nas proximidades dos principais centros de consumo, no caso, São Paulo e Rio de Janeiro, diversos aproveitamentos hidrelétricos foram sendo construídos ao longo dos anos, principalmente após 1940, viabilizando o processo de desenvolvimento da economia nacional.

Atualmente, a capacidade hidrelétrica brasileira instalada é de 69.186,2 MW<sup>1</sup>, correspondendo a 69,91% da potência total de fontes de energia elétrica em operação.

Segundo LEITE (1997), as primeiras concessões de uso das quedas d'água, para fins de geração de energia elétrica, foram outorgadas a concessionárias privadas ou a entidades municipais, responsáveis pela distribuição de energia às grandes cidades.

A *São Paulo Railways Light and Power Co. Ltda*, por exemplo, empresa constituída, em 1897, por capitalistas paulistas e canadenses, quando obteve da Câmara Municipal da Cidade de São Paulo a concessão do serviço de transporte urbano em veículos elétricos, implantou, já em 1901, a usina hidrelétrica de Parnaíba, no rio Tietê, com uma potência de 2.000 kW.

As usinas hidrelétricas, contribuindo para reduzir os danos ambientais, possibilitavam, naquela época, substituir a produção de energia elétrica à base de lenha, que era o

---

<sup>1</sup> Fonte: *site* da ANEEL, em 28.01.2005.

principal energético adotado no Brasil no início do século XX. Após o período da II Guerra Mundial, quando o país partiu para buscar um processo de crescimento econômico mais sustentado e compatível com as crescentes demandas sociais, várias hidrelétricas de maior porte foram progressivamente sendo implantadas no Brasil.

Em geral, a implantação das usinas maiores, ocorridas nos anos 40's e 50's, eram feitas por meio de constituição de entidades estatais, sob o modelo de sociedades de economia mista controladas pela União ou pelos próprios estados. Tais empreendimentos tiveram, todos, o objetivo de oferecer as condições necessárias para o rompimento do ciclo vicioso, vigente na época, de baixo consumo por falta de oferta.

Um evento muito importante na história do setor elétrico brasileiro identifica-se como tendo ocorrido em 1945, quando o estadista Getúlio Vargas, instado pelas lideranças políticas nordestinas, a frente delas, Apolônio Sales, assinou, em 03 de outubro daquele ano, o Decreto Lei n.º 8.031, cujo artigo 1º, estabeleceu:

*“Art 1º Fica o Ministério da Agricultura autorizado a organizar uma sociedade por ações, com sede e foro na cidade do Rio de Janeiro, destinada a realizar o aproveitamento industrial progressivo da energia hidráulica do Rio São Francisco”.*

*Parágrafo único. Na organização da Sociedade, que se denominará Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, observar-se-ão as normas constantes dos Estatutos anexos ao presente decreto-lei.”.*

De acordo com MELO (2004), devido às mudanças políticas, ocorridas no período de 1945 a 1946 na administração federal do nosso país, a efetiva operacionalização da autorizada sociedade somente veio ser possível em 15 de março de 1948, quando foi realizada a 1ª Assembléia Geral de Acionistas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, conhecida como CHESF.

A concessão de aproveitamento do potencial hidráulico do Rio São Francisco, para fins de geração de energia elétrica foi outorgada, segundo MELO (2004), pelo Decreto n° 19.706, também em 03 de outubro de 1945, tendo ficado restrita ao trecho de rio entre as cidades de Juazeiro (BA) e Piranhas (AL) e a CHESF com a incumbência limitada a suprir de energia elétrica às cidades que ficassem dentro de um círculo com raio de 450

km centrado na cachoeira de Paulo Afonso, o que, na época, já era um grande desafio técnico.

Tal *área de concessão* abrangia as capitais dos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco e Paraíba, além de cidades importantes, como Campina Grande (PB), Juazeiro (BA), Petrolina (PE) e Crato (CE), o que as levou, todas, a ficarem inseridas no espaço do mercado inicial a ser atendido pelos primeiros planos de transmissão e distribuição da energia produzida pela CHESF.

Como uma sociedade de economia mista, certificados de ações da CHESF foram subscritos pela União, pelos estados e por municípios da região atendida pela nova sociedade, como também, por pessoas físicas, dando-se assim, uma efetiva composição de *sociedade de economia mista* à nova empresa.

Naquele tempo, no período dos anos 40's, o Nordeste precisava crescer. Um *mutirão de cidadania* genuinamente nordestina, pelo que MELO (2004) relata, irmanou-se na montagem de uma empresa e do seu sistema de geração e transmissão da energia elétrica a ser produzida e distribuída.

Em torno da criação da CHESF, uniram-se lideranças nordestinas, tendo sido a Companhia dirigida, em sua fase inicial, por destacados e experientes técnicos, do Centro-Sul, que já detinham experiências em construções de usinas hidrelétricas, e entre eles, o engenheiro Marcondes Ferraz, autor do projeto e que foi o primeiro Diretor Técnico da empresa.

Cabe registrar que a iniciativa federal ao criar a CHESF contrapunha-se, contudo, aos interesses empresariais das concessionárias de distribuição privadas, na época existentes e de controle acionário residente no exterior, as quais detinham a concessão pelo fornecimento de energia elétrica nas capitais e parte dos estados acima relacionados.

A criação da CHESF foi a primeira e grande macro-intervenção do Governo Federal no Nordeste, na busca de minimizar o quadro de desigualdades regionais existente no país. Depois, a intervenção foi complementada pela criação da SUDENE e do Banco do

Nordeste, três organismos sobre os quais se apoiou o desenvolvimento sócio-econômico do Nordeste no período dos anos 60's aos 80's.

Iniciativas semelhantes à aplicada na criação da CHESF foram adotadas, posteriormente, em outras regiões e situações, destacando-se a implantação de diversas usinas em São Paulo, a cargo de empresas estatais daquele estado, e outras em Minas e no Paraná.

Os estados, muitas vezes, disputavam com a União o privilégio de aproveitar certos potenciais hidráulicos neles localizados, enquanto que a União buscava ajustar o equilíbrio do suprimento elétrico aos estados menos favorecidos em termos desses potenciais.

Em 1957, o governo federal, na gestão do presidente Juscelino Kubitschek, criou a empresa FURNAS Centrais Elétricas para implantar a usina de mesmo nome no Sul de Minas, com o objetivo de complementar as necessidades de energia elétrica dos estados de São Paulo, Minas e Rio de Janeiro.

Podemos dizer que, na segunda metade do século passado, um avanço extraordinário ocorreu no nosso país no campo da eletricidade. Foram implantados grandes usinas, complexos sistemas de transmissão, extensas redes elétricas de distribuição, um parque industrial de grande porte e centros de pesquisas. Além desses aspectos, foi desenvolvido um competente quadro de técnicos, os quais formavam e ainda formam a base de conhecimentos para o suporte da expansão e do funcionamento operacional do setor elétrico.

Em LEITE (1997), tem-se um completo histórico do desenvolvimento do setor energético nacional, abordando desde a fase pioneira da *era da lenha*, passando pela fase política da ênfase ao *nacionalismo* dos anos 50's aos 70's, pelas diversas crises financeiras dos anos 80's e vindo até os anos 90's, quando se deflagrou, no Brasil, a denominada *reforma institucional do setor elétrico*, ocasião, na qual, o país passou a receber influências internacionais mais fortes e adotar profundas mudanças de paradigmas na constituição e no funcionamento dos sistemas elétricos de interesse público.

FITTIPALDI (2000) apresenta, por outro lado, uma condensada visão, até o ano de 2000, do processo de *Reforma e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro* ocorrido a partir de 1995 e durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso.

Sob as “bandeiras” da *reestruturação institucional* e da *privatização de estatais*, uma profunda reforma ocorreu no setor elétrico do Brasil, naquele governo, nem sempre bem compreendida no seu início quanto à ampla envergadura que atingiria, seja pela sociedade em geral, pela classe política, pelos trabalhadores das empresas elétricas e pelos meios de comunicação.

Eram, em realidade, duas “bandeiras” distintas, mas que se entrelaçaram, gerando sérias dificuldades à continuidade dos processos de expansão da oferta de energia elétrica, resultando, inclusive, como uma das principais causas do racionamento ocorrido em 2001.

Não trataremos nesta Dissertação dos pormenores do conjunto das mudanças produzidas pela reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro, ocorrida no período de 1995 a 2002, já amplamente tratados em FITTIPALDI (2000) e em PAIXÃO (2000).

Primordialmente nos concentraremos no foco da presente Dissertação que é a questão do “*planejamento da expansão de longo prazo*” da geração de energia elétrica dentro do modelo e contexto institucional vigente do Setor Elétrico Brasileiro.

Nesse atual contexto, as “sementes” da *competição* entre produtores de energia elétrica e da possibilidade de *livre escolha de fornecedor* por determinada parcela dos consumidores, foram mantidas, após quase dois anos de debates políticos e técnicos para ajustes na legislação, conduzidos pela atual Administração Federal.

Saliente-se que essas duas “sementes” alteram completamente as responsabilidades das empresas geradoras de energia elétrica em relação às atribuições e incumbências que tinham no passado, antes de 1995, e têm impacto direto, como discutiremos no processo de *planejamento da expansão*, pois mesmo sendo retomado, o será em um contexto bem diferente daquele que foi desenvolvido no passado e sob a coordenação da ELETROBRÁS.

No item 2.2, a seguir é apresentada uma retrospectiva dos processos de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, ocorridos na segunda metade do século passado, época na qual o autor desta Dissertação foi observador ou ator na “arena” de decisões de políticas empresariais da CHESF, culminando na complexa e profissionalmente gratificante experiência de conduzir a Diretoria de Construção e Engenharia daquela empresa, de novembro de 1992 a janeiro de 2003.

Este fato poderá nos levará, algumas vezes, a ficar subordinado às nossas próprias opiniões pessoais e, assim, até violar alguns padrões usuais de exposição e de conteúdo de dissertações acadêmicas, ao trazer a registro, experiências, pontos de vistas e convicções do próprio autor desta Dissertação, que ficam sob a inteira responsabilidade do mesmo.

## **2.2. RETROSPECTIVA DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Esta retrospectiva utiliza como principal fonte bibliográfica a referência MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), um excelente livro publicado, em 2002, pelo Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, organismo suportado pela ELETROBRÁS, com o título “*O Planejamento da expansão do SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO*”.

No citado livro, destaca-se, como já comentamos, que até o final dos anos 50’s, do século passado, o planejamento do suprimento de energia elétrica, no nosso país, ficava, em geral, ao encargo das concessionárias de distribuição, sendo a maioria delas empresas privadas.

### **2.2.1. As responsabilidades iniciais das concessionárias de distribuição de energia elétrica.**

Em Recife, por exemplo, havia a *Pernambuco Tramways and Power Company*, mais conhecida como *Tramways*, pertencente ao grupo norte-americano *American Foreign and Power Company*, também chamado de Grupo Amforp. Em outros estados, a Amforp também tinha concessões de fornecimento de energia elétrica. As áreas municipais do Rio de Janeiro e de São Paulo, por outro lado, eram atendidas, em termos de eletricidade, por empresas pertencentes à *holding* canadense *Brazilian Traction, Light and Power*, mais conhecida como *Light*.

Daquela forma, a cada concessionária distribuidora cabia a *incumbência* de atender o mercado consumidor de eletricidade da respectiva área geográfica de concessão e, por conseqüência, elas eram as responsáveis pelo planejamento da expansão dos seus próprios sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Eram, assim, como se diz atualmente, no jargão de administração de processos, *empresas verticalizadas*, ou seja, atuavam em toda a cadeia do processo de produção e de entrega da energia.

Adotava-se, daquele modo, o modelo de incumbência pela responsabilidade de suprimento regional, o qual, doravante, chamaremos de modelo de *monopólio de suprimento regional*, que era o modelo usualmente utilizado pelo mundo afora, desde o início do uso da eletricidade em larga escala.

Sob tal modelo, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, privadas ou públicas, prestavam um serviço de interesse ou utilidade pública, reguladas pela União ou Estados, e cobravam aos consumidores uma tarifa de energia elétrica capaz de gerar uma receita global que ressarcisse os custos de investimento, operacionais e de capital do concessionário. Um teto para a remuneração do capital dos acionistas era estabelecido, o qual, em geral, era fixado no máximo em 12 % a.a., permitindo-se, também, uma atualização do valor monetário da parcela dos imobilizados ainda não depreciados.

No Brasil, com o crescimento da inflação nos anos 50's, a partir do governo do presidente Juscelino Kubitschek, associada a uma acelerada emissão de papel moeda, sem lastro, para suportar os projetos desenvolvimentistas, entre eles a construção de Brasília, estabeleceu-se a ocorrência de não sintonia entre os interesses dos acionistas privados e do poder concedente, no caso, a União Federal.

A taxa efetiva de remuneração dos ativos das concessionárias começou a ficar aquém do pretendido pelos respectivos acionistas, gerando retração de investimentos e conseqüentes crises de abastecimento de eletricidade, que, associadas ao crescimento de uma política nacionalista germinada nos anos 30's e incrementada nos anos 40's e 50's, pressionou pela necessidade de investimentos estatais no campo da energia elétrica.

Até os anos 40's, iniciativas federais, tais como a da criação da CHESF, não eram tão amplamente utilizadas. Feriam interesses das concessionárias privadas de distribuição constituídas e criavam questionamentos jurídicos conseqüentes, pois as concessionárias detinham a outorga de concessão para fornecer energia elétrica em suas respectivas áreas.

Além disso, nem sempre as iniciativas federais eram apoiadas pelos estados, porquanto isso representava, para alguns deles, um risco ao uso amplo de potenciais hidráulicos localizados nos mesmos, que seriam utilizados para atender outros estados.

### **2.2.2. A criação da CHESF, em 1945.**

A criação da CHESF pelo governo federal em 1945, a primeira intervenção federal no campo da geração e da distribuição regional de energia elétrica, de fato, iniciou o processo de planejamento da expansão de sistemas de geração no Brasil, em caráter mais abrangente e de âmbito regional.

Com a entrada em operação, em 1955, dos primeiros geradores da usina Paulo Afonso I, da CHESF, com três unidades de 60 MW, cada, aproveitando parte do potencial hidráulico da cachoeira de Paulo Afonso, a parte ocidental do Nordeste, no final dos anos 50's, era uma região que podia até ser vista como privilegiada em termos de equacionamento de disponibilidade de oferta de energia elétrica, diferentemente de outras áreas, como a do Rio de Janeiro, mesmo sendo, na época, a Capital da República.

O desafio da CHESF, ao final dos anos 50's e nos anos 60's era, basicamente, o de dar continuidade ao programa de ampliação do complexo de usinas de Paulo Afonso e de estender suas linhas de transmissão pelos campos e sertões nordestinos, permitindo que a “luz de Paulo Afonso” desativasse os ruidosos e dispendiosos grupos motores-geradores instalados pelas vilas e cidades.

É sempre importante lembrar que o “*case CHESF*” foi o primeiro grande processo de planejamento integrado de atendimento de energia elétrica a uma grande região do Brasil, no caso, o Nordeste Ocidental, e que foi tratado sob a condução de uma entidade federal e, portanto, com *visão supra-estadual*.

Os empregados da CHESF, que se autodenominam “*chesfianos*”, sempre tiveram, até 1995, como “*norte estratégico*”, o de atender às crescentes necessidades de energia elétrica da área de concessão da CHESF. A referida área evoluiu de um círculo centrado em Paulo Afonso, de raio de 450 km, na sua fase inicial, em 1948, para o de

raio de 700 km, em 1964. Este círculo foi ampliado para se levar energia da CHESF até Fortaleza, distante 650 km de Paulo Afonso, vindo depois, em 1973, a ser ampliada e cobrindo os nove estados nordestinos, da Bahia ao Maranhão, após a CHESF ter incorporado a Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (COHEBE), empresa criada, em 1963, pela SUDENE, para construir uma hidrelétrica no Rio Parnaíba e abastecer de energia elétrica os estados do Piauí e Maranhão.

Registre-se, conforme contido em MELO (2004), que em 1980 o Estado do Maranhão foi excluído da área de concessão da CHESF, passando para a responsabilidade da ELETRONORTE, outra subsidiária da ELETROBRÁS, como na época era a CHESF, isto ocorrendo com a finalidade de viabilizar o atendimento de eletricidade, com tarifas especiais, a indústrias eletro-intensivas, pela usina hidrelétrica de Tucuruí, que estava sendo construída pela ELETRONORTE.

O espírito de *chesfiano*, intimamente, integrava-se, portanto, ao de *nordestino*. Na CHESF, o Nordeste era sempre visto como um todo, sem as linhas divisórias das fronteiras interestaduais, mesmo que isso, algumas vezes, não fosse bem compreendido pelos estados e/ou concessionárias estaduais de distribuição, gerando alguns conflitos, entre visões técnicas diferentes, no planejamento integrado das redes de transmissão.

### **2.2.3. A criação da ELETROBRÁS, em 1961.**

Cumprir observar que, segundo LEITE (1997), ainda no governo Getúlio Vargas foi encaminhado um projeto de lei para criação de uma empresa federal de foco abrangente no campo da energia elétrica, semelhante ao que havia sido adotado na área de petróleo, que resultou na PETROBRÁS com o movimento social “*O petróleo é nosso*”.

A iniciativa do governo federal, no âmbito da eletricidade, ficou, no entanto, tramitando pelo Congresso Nacional durante todo o tempo do governo do presidente Juscelino Kubistchek, o que bem evidencia os conflitos políticos que tal projeto suscitava e a falta de entusiasmo em Minas Gerais ou mesmo daquele presidente com relação à criação da ELETROBRÁS. Aquele estado não tinha naturalmente interesse

que potenciais hidráulicos estratégicos ali localizados fossem utilizados para suprir os estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Eram as reservas de Minas Gerais para o seu desenvolvimento almejado e, em geral, sempre bem conduzido pelos mineiros.

As discussões para viabilizar politicamente a criação de outra empresa estatal federal, no caso FURNAS, ocorrida em 1957, com a missão de implantar uma hidrelétrica de igual nome, localizada em Minas Gerais, já ofereciam suficientes dificuldades ao governo federal, em colimar os objetivos políticos de Minas Gerais, de São Paulo e de Rio de Janeiro, bem como, os da Light, o grupo responsável pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica às capitais dos dois últimos citados estados.

Somente, em 1961, após a eleição e posse do presidente Jânio Quadros, é que foi politicamente viabilizada a criação da ELETROBRÁS, o que foi feito por intermédio da Lei n.º 3.890-A, sancionada em 25 de abril de 1961, cujos artigos 1º e 2º, estabelecem:

*“Art. 1º. Fica a União autorizada, a constituir, na forma desta lei, uma sociedade por ações, que se denominará Centrais Elétricas Brasileiras S.A., e usará a abreviatura ELETROBRÁS para a sua razão social”.*

*Art. 2º A ELETROBRÁS terá por objeto a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades.”.*

Instalada, formalmente, apenas em 11 de junho de 1962, pelo presidente João Goulart, a ELETROBRÁS recebeu a missão de administrar o Fundo Nacional de Eletrificação, passando a atuar como um banco financiador da indústria de energia elétrica e como a *holding* de empresas estatais federais já existentes, no caso, a CHESF, FURNAS, CHEVAP (Companhia Hidro Elétrica do Vale do Paraíba) e TERMOCHAR (Termoelétrica Charqueadas).

Segundo MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), apenas em 1964 foi criada uma Diretoria de Planejamento naquela empresa, a qual recebeu a missão de acompanhar os estudos do *Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul*

(antiga denominação da atual Região Sudeste), que havia sido criado, pelo Ministério de Minas e Energia, em 1963, como uma resposta às crises de racionamento de energia elétrica que ocorreram, segundo LEITE (1997), em Belo Horizonte, em 1959, e nas áreas da Light (São Paulo e Rio de Janeiro), em 1963/64.

Tal *Comitê* tinha o objetivo de supervisionar os estudos dos potenciais hidráulicos e de projeções de mercado de energia elétrica daquela região. Tais estudos foram iniciados em 1962 pelo Consórcio CANAMBRA, contratado pelo governo brasileiro e pelo Banco Mundial, e formado pelas empresas canadenses Montreal Engineering Company, G.E. Crippen e a Gibbs and Hill, sendo a denominação CANAMBRA alusiva à nacionalidade dos consorciados: **Canadá**, Estados Unidos (**América**) e **Brasil**.

A missão recebida pela ELETROBRÁS para coordenar os trabalhos do citado *Comitê* foi, no entanto, operacionalmente delegada a FURNAS, que, na época, já dispunha de uma competente equipe técnica de estudos de planejamento e de projeto de sistemas hidrelétricos.

#### **2.2.4. Os trabalhos do CANAMBRA (1962/69).**

Os trabalhos do CANAMBRA, um marco histórico no campo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, foram desenvolvidos através de três grupos, dividindo-se por foco e por área geográfica. Um grupo foi sediado em Belo Horizonte, com o apoio da Cemig, avaliando uma parte da Região Sudeste; outro em São Paulo, responsável pela avaliação da parte restante da referida Região, envolvendo empresas paulistas; e um terceiro grupo, de coordenação, no Rio de Janeiro, com o suporte de FURNAS.

A divisão dos trabalhos bem evidencia a distribuição de poder político, existente naquela época, no âmbito do setor elétrico brasileiro, que havia entre os técnicos mineiros e paulistas, a maioria deles formados na Escola de Engenharia de Itajubá (MG), e os cariocas, graduados pela Escola Nacional de Engenharia, Instituto Militar de Engenharia e Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, se introduzindo através de ELETROBRÁS e FURNAS.

Segundo MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), o primeiro produto do CANAMBRA foi um relatório intitulado “*Programa de expansão para o atendimento da demanda de energia elétrica da Região Centro-Sul até 1970*”, que, haja vista a crítica situação de abastecimento de energia elétrica à cidade do Rio de Janeiro, indicou a necessidade de um acréscimo de 3.340 MW à capacidade de geração da focalizada região.

O relatório final do CANAMBRA, concluído em dezembro de 1966, indicou um potencial hidráulico de 38.000 MW, na Região Centro-Sul, que poderia ser aproveitado para fins de geração de eletricidade. Previu também a necessidade de se implantar 10.084 MW de potência geradora até 1980, permitindo atender a um crescimento anual esperado na faixa de 5 a 7% do Produto Interno Bruto nacional, entre 1966 e 1980.

No período de 1966/1969 foram realizados outros estudos, também pelo CANAMBRA, mas vinculado ao *Comitê de Estudos Energéticos da Região Sul do Brasil*, sigla ENERSUL, sob a coordenação da ELETROBRÁS. A COPEL representou o Paraná, a CELESC, Santa Catarina e a CEEE, o Rio Grande do Sul. Com tais estudos as equipes técnicas de planejamento da ELETROBRÁS passaram a ter uma participação mais ativa nesses tipos de estudos do que os realizados pelo CANAMBRA para a região Sudeste.

Na região Sul, o Comitê ENERSUL identificou um potencial hidro-energético aproveitável de 8.285 MW, correspondente a três vezes a demanda de carga projetada para a Região Sul até 1980 e isso indicava a possibilidade de se pensar na interligação elétrica entre os sistemas das duas regiões.

Configurou-se, assim, pelos estudos do CANAMBRA, a possibilidade de o abastecimento de eletricidade às regiões mais desenvolvidas do Brasil ser feito, por muitos anos, sob o amparo da hidroeletricidade.

Havia recursos financeiros disponíveis nos organismos multilaterais, como o Banco Mundial. Havia potencial a aproveitar e também uma perspectiva de crescimento acelerado da demanda em um país, ora em industrialização, como o Brasil. Não havia

disponibilidade de boas reservas de combustíveis fósseis (carvão ou petróleo) para termelétricas. Portanto, a atração energética do Brasil pela opção centrada na hidroeletricidade foi construída como uma solução natural.

#### **2.2.5. A ELETROBRÁS como vetor de planejamento, em 1969.**

Para a região Nordeste e Amazônia, a ELETROBRÁS também partiu, em 1969, em montar *grupos de estudos* com objetivos semelhantes aos que trataram das outras regiões, buscando, com isso, cumprir a sua missão de atuar como uma espécie de *vetor* do planejamento nacional no campo da energia elétrica.

No caso do grupo que tratou da Região Nordeste, o qual ficou conhecido como ENENORDE, o foco cobriu todos estados da região nordestina, da Bahia ao Maranhão. Abrangeu, dessa forma, a área de concessão da CHESF e a da Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (COHEBE), esta já vinculada, naquela época, à ELETROBRÁS e que se encontrava implantando a usina de mesmo nome no rio Parnaíba, na fronteira entre os estados do Piauí e Maranhão, com o objetivo de abastecê-los.

O ENENORDE contou com grande apoio e participação de bons técnicos da SUDENE, na época uma instituição muito atuante e politicamente forte, tendo sido utilizados os serviços de uma empresa de engenharia brasileira, a Hidroservice.

A ELETROBRÁS começava a querer, de fato, se firmar como o órgão coordenador maior na hierarquia do setor elétrico, apesar de reações contrárias de concessionárias de alguns estados mais desenvolvidos, como Minas, São Paulo, Paraná e Rio Grande do Sul, as quais nem sempre olhavam com entusiasmo as iniciativas da *holding* das empresas geradoras federais, pois isso tolhia, na visão deles, interesses empresariais das respectivas concessionárias estatais.

Disputas pela concessão de hidrelétricas eram intensas pelos citados estados. Muitas delas, contudo, tinham porte e localização que atraía uma visão de planejamento mais regional do que estadual. Afinal, apesar dos interesses dos estados, havia-se que pensar no país e a ELETROBRÁS tinha essa preocupação permanente.

É interessante ressaltar que o Nordeste ficava, naqueles anos, até um pouco fora das disputas que se travavam na ELETROBRÁS. No Nordeste Ocidental, a CHESF dava continuidade ao seu programa de obras, do complexo Paulo Afonso, levando energia para os estados da Bahia ao Ceará. Enquanto que no Nordeste Oriental, a COHEBE implantava a usina de Boa Esperança e o respectivo sistema de transmissão, para atender o Piauí e o Maranhão.

Os estudos do ENENORDE foram concluídos em 1972, indicando a conveniência de se implantar o reservatório de Sobradinho de modo a permitir uma regularização plurianual do rio São Francisco e a possibilidade de se implantar uma seqüência de usinas em cascata naquele rio, que já vinham sendo estudadas pela CHESF, com destaque para a UHE Xingó, identificando-se, assim, um potencial hidro-energético aproveitável de 8.100 MW na Região Nordeste, sendo a maior parte no citado rio.

#### **2.2.6. A criação de ITAIPU e a Lei n.º 5.899/73.**

Ocorreu, conforme MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), que as perspectivas de crescimento do mercado de energia elétrica no Brasil que se desenhavam para os anos 70's, graças a uma política desenvolvimentista acelerada conduzida nos governos dos presidentes militares, Garrastazu Médici e Ernesto Geisel, levaram o Governo Federal a decidir pela implantação da usina de Itaipu, a maior hidrelétrica do mundo, para abastecer as regiões Sul e Sudeste-Centro-Oeste.

Para garantir a compra compulsória da potência e da energia elétrica, produzidas por Itaipu, por parte das empresas concessionárias de distribuição existentes nas duas mencionadas regiões, mesmo que elas não necessitassem, foi decretada pelo Congresso e sancionada pelo presidente Médice, a Lei n.º 5.899, de 5 de julho de 1973, também chamada *Lei de Itaipu*, emitida, assim, em pleno regime do Ato Institucional n.º 5, instrumento que dava elevados poderes institucionais à Presidência da República. Os artigos 1.º, 2.º e 3.º da mencionada Lei, ainda vigente, estabeleciam:

*“Art 1º Compete à Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS -, como órgão de coordenação técnica, financeira e administrativa do setor de energia elétrica, promover a construção e a respectiva operação, através de subsidiárias*

*de âmbito regional, de centrais elétricas de interesse supra-estadual e de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões, que visem a integração interestadual dos sistemas elétricos, bem como dos sistemas de transmissão destinados ao transporte da energia elétrica produzida em aproveitamentos energéticos binacionais.*

*Parágrafo único. O Poder Executivo poderá manter sob a administração da ELETROBRÁS linha de transmissão cuja função seja a transferência ou intercâmbio de energia entre Estados, encampada de empresa concessionária de âmbito Estadual, desde que localizada fora do Estado em que opere esta concessionária.*

*Art 2º São consideradas subsidiárias da ELETROBRÁS de âmbito regional:*

*I - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S. A. - ELETROSUL, com atuação nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;*

*II - FURNAS - Centrais Elétricas S. A., com atuação no Distrito Federal e nos Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Guanabara, Espírito Santo, Goiás e Mato Grosso, estes dois últimos, respectivamente, ao Sul dos paralelos de 15° 30' (quinze graus e trinta minutos) e 18°(dezoito graus);*

*III - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, com atuação nos Estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Maranhão;*

*IV - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A. - ELETRONORTE, com atuação nos Estados de Goiás, Mato Grosso, respectivamente, ao norte dos paralelos de 15° 30' (quinze graus e trinta minutos) e 18° (dezoito graus), Pará, Amazonas e Acre e Territórios Federais de Rondônia, Roraima e Amapá.*

*Parágrafo único. Poderão ser consideradas, por decreto, como de âmbito regional, outras subsidiárias da ELETROBRÁS, bem como promovida a redivisão das áreas de atuação de cada uma delas.*

*Art 3º A totalidade dos serviços de eletricidade da ITAIPU, Usina de base, que, pelo Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, com a República do Paraguai, para o aproveitamento hidrelétrico do trecho do Rio Paraná entre o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guaira e a Foz do Rio Iguaçu, o Brasil se obrigou a adquirir, será utilizado pelas empresas concessionárias, nas cotas que lhes forem destinadas pelo Poder Concedente.“.*

A *Lei de Itaipu* concedeu poderes mais efetivos à ELETROBRÁS para ela buscar conduzir o processo de planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros. Como uma Lei teve que ser acatada, mesmo contra a vontade

das empresas estaduais, tais como CESP, de São Paulo, CEMIG, de Minas Gerais, e COPEL, do Paraná, que tinham significativos parques hidrelétricos instalados e planos de expansão para expandi-los.

É oportuno aqui dizer, que, na nossa visão, o “troco” em relação aquele *ato de força* do governo federal, “mal digerido” por alguns estados e pelos grupos técnicos das respectivas concessionárias, veio emergir após a redemocratização do país quando da elaboração na Assembléia Nacional Constituinte, como veremos adiante.

### **2.2.7. O Plano 90 da ELETROBRÁS, de 1974.**

Em atendimento ao art.15 da *Lei de Itaipu*, a ELETROBRÁS, já em dezembro de 1973, apresentou ao Ministério de Minas e Energia, estudos que focalizavam o período 1973-1981 e que encerraram o ciclo de revisão dos estudos do CANAMBRA.

No final de 1974, foi concluído e divulgado o *Plano de atendimento aos requisitos de energia elétrica das regiões Sudeste e Sul até 1990*, conhecido como o *Plano 90*, o qual considerou as metas definidas pelo II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), fixadas pelo governo do presidente Ernesto Geisel.

Cumprir destacar, conforme LEITE (1997), que o II PND tinha como uma das suas principais diretrizes ajustar o funcionamento da economia brasileira à escassez de petróleo no Brasil, situação que, em decorrência do choque do petróleo ocorrido em 1972, agravou, fortemente, a balança comercial brasileira. Em função disso, passou-se a dar ainda maior ênfase em aumentar a participação da hidroeletricidade na matriz energética brasileira.

Premissas de crescimento do mercado em taxas ainda elevadas, inclusive, com perspectiva de grandes projetos eletros-intensivos a serem instalados na região Norte, levaram os estudos de planejamento da ELETROBRÁS começar a indicar a previsão de esgotamento, durante a década dos anos 90's, do potencial hidrelétrico brasileiro remanescente e aproveitável.

Como consequência das premissas do II PND, o *Plano 90* incorporou um programa governamental de implantação de oito nucleares no Brasil, de 1.200 MW cada, integrante do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha.

De acordo com MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), sinais de estrangulamento na capacidade de obtenção de financiamento internacional pelo setor elétrico brasileiro começaram, contudo, a se apresentar no final do governo Geisel.

A ELETROBRÁS foi levada a fazer internamente uma nova rodada de estudos, produzindo o chamado *Plano 92*, em dezembro de 1977, tentando obter uma avaliação mais aprofundada e integrada dos sistemas interligados com uma visão de quinze anos à frente.

#### **2.2.8. Estudo de planejamento de expansão de longo prazo no âmbito da CHESF - o Comitê CEE-2000, de 1978.**

No âmbito da CHESF, no início de 1978, tendo em vista que das oito nucleares, duas delas poderiam ser instaladas na área de concessão daquela Companhia, partiu-se para fazer um estudo exploratório das alternativas de expansão da geração necessária ao atendimento de energia elétrica à região Nordeste até o final do século, ou seja, até ano 2000.

Registre-se que a sede da CHESF havia sido transferida para Recife, em 1976, e aquela empresa estava com um foco prioritário na implantação de um grande programa de obras de geração (Sobradinho e Paulo Afonso IV) e de transmissão (sistema de 500 kV).

Carecia-se, todavia, na ótica de alguns técnicos da citada Companhia, de uma estrutura de planejamento que oferecesse à CHESF uma visão estratégica mais ampla e integrada para o futuro. A transição para o século XXI precisava ser estudada com profundidade, na medida em que o esgotamento do potencial hidrelétrico aproveitável do Rio São Francisco poderia ocorrer até o ano 2000.

Naquele contexto, foi constituído, no âmbito interno da CHESF, um *Comitê de Estudos Energéticos*, o *CEE-2000*, com participação de técnicos das diversas diretorias, cuja coordenação coube ao autor da presente Dissertação, signatário que foi da proposição para sua criação, quando exercia, cumulativamente, os cargos de Adjunto da Presidência daquela empresa e de Assistente Técnico para Assuntos de Geração Nuclear, convocado, que fora, em outubro de 1977, pelo ex-presidente da mesma, o engenheiro André Dias de Arruda Falcão<sup>2</sup>.

A morte de André Falcão trouxe à CHESF, para presidi-la, o engenheiro Arnaldo Rodrigues Barbalho<sup>3</sup>, que exercia até então o cargo de Secretário Geral do Ministério de Minas e Energia, durante o governo Geisel. Naquele Ministério, o engenheiro Arnaldo Barbalho havia participado ativamente da formulação e negociações da montagem do Programa Nuclear Brasileiro e do Acordo Brasil-Alemanha, os quais, pelo *Plano 90* da ELETROBRÁS, eram necessários para que o país pudesse vir a atender o elevado crescimento de demanda no ritmo que vinha ocorrendo ao longo dos anos 70's.

Registre-se que, aos engenheiros Arnaldo Barbalho e André Falcão, como, detalhadamente, constam em MELO (2004), deve-se a iniciativa de trazer e fixar a sede da CHESF em Recife.

A preocupação com o futuro energético do Nordeste, após o aproveitamento do potencial do Rio São Francisco pela CHESF, era uma realidade que se apresentava e exercitava a inteligência de muitos naquela Companhia. Utilizar geração local, no Nordeste, onde a nuclear poderia ser inserida, ou importar energia da região Norte, eram alternativas a se cotejar, o que exigia ser feito, com antecedência.

O resultado dos trabalhos do *CEE-2000*, da CHESF, concluídos em março de 1979, internalizou, no autor desta Dissertação, a visão de que o futuro energético do

---

<sup>2</sup> O engenheiro André Falcão foi um dos expoentes da antiga Escola de Engenharia, da Universidade Federal de Pernambuco, titular da cadeira de Máquinas Elétricas, que, no cargo de Presidente da CHESF, faleceu em acidente aéreo, na cidade de Paulo Afonso, em fevereiro de 1978.

Nordeste necessariamente haveria de se acoplar, ao longo da década dos anos 90's, com o futuro energético do Brasil, o que, de fato, veio a ocorrer com a interligação dos sistemas das regiões Sudeste-Sul e Norte-Nordeste, pela denominada Interligação Norte-Sul, realidade que veio a se concretizar, exatamente, dez anos depois, ou seja, em março de 1999.

### **2.2.9. O Plano 92 e os Estudos Especiais da ELETROBRÁS, de 1978.**

Voltando a 1978, cabe ressaltar que, em meados daquele ano, a ELETROBRÁS, sob a orientação e presidência do já citado engenheiro Arnaldo Barbalho, deslocado que fora, pelo MME, para aquele importante cargo, partiu para desenvolver uma série de estudos, denominados de *Estudos Especiais*, de caráter mais amplo e estratégico em relação aos anteriores que subsidiaram o *Plano 92*, os quais tinham dimensões fundamentalmente técnicas e/ou de engenharia.

Os chamados *Estudos Especiais* de 1978, da ELETROBRÁS, contaram, inclusive, com participação de muitos técnicos das principais empresas concessionárias, dando-se maior transparência ao setor, minimizando as críticas aos estudos relativos aos dois Planos anteriores, o *Plano 90* e o *Plano 92*, por terem sido feitos muito internamente à ELETROBRÁS.

As equipes da ELETROBRÁS, tecnicamente competentes, muitas vezes sentiam grandes dificuldades em abrir as discussões com as empresas geradoras estaduais, no caso CEMIG, CESP e COPEL, e mesmo com FURNAS e CHESF, pois muitos dos pontos discutidos, pelas citadas empresas, eram alicerçados principalmente em razões de respectivas políticas empresariais ou interesses regionais, dificultando a convergência das idéias no terreno puramente técnico.

---

<sup>3</sup> O engenheiro Arnaldo Barbalho foi outro conceituado professor e titular da cadeira de Máquinas Térmicas da mesma retro referida Escola de Engenharia, tendo exercido importantes cargos e diversas funções públicas.

### **2.2.9. O ambiente técnico do planejamento do setor elétrico no final dos anos 70's**

Conforme presenciados, algumas vezes, pelo autor desta Dissertação, debates acirrados sobre metodologias e/ou resultados de estudos feitos pela ELETROBRÁS, quando divulgados em seminários nacionais abertos, eram pontos altos de discussão.

A concorrência do saber e até rivalidades entre equipes e empresas foram, contudo, fatores importantes no desenvolvimento de verdadeiras escolas do conhecimento no campo de engenharia de sistemas de potência e energia elétrica no Brasil, formando uma geração de técnicos de elevada qualificação.

O texto seguinte, extraído de MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), bem diz sobre o contexto vigente no ambiente do planejamento da expansão nos anos 70's:

*“A centralização institucional e o acelerado crescimento econômico do país durante os governos Costa e Silva e Emilio Médice realçaram a importância das atividades de planejamento da ELETROBRÁS. As complexas relações entre mercado de energia elétrica, o consumo global de energia, o crescimento econômico e a política industrial levaram a holding a formular metodologias próprias para avaliar a evolução do mercado. A opção preferencial pelo aproveitamento de recursos de energia hidráulica requereu a realização de estudos de planejamento com horizonte de até 15 anos que levaram em conta a maturação dos empreendimentos hidrelétricos”.*

### **2.2.10. O planejamento da expansão da Transmissão como instrumento de integração entre as grandes empresas do Setor Elétrico Brasileiro**

Se de um lado, na área de planejamento da expansão de geração, a condução do processo era mais centralizada, de outro, na área de transmissão, pela sua própria natureza, por tratar de questões da rede elétrica interligada, a ELETROBRÁS já havia iniciado, desde 1976, a operacionalização de Grupos Consultivos de Planejamento do

Sistema de Transmissão, por ela coordenados e com participação de representantes das empresas de maior porte.

Em dezembro de 1978, esses Grupos transformaram-se em *Grupos Coordenadores do Planejamento do Sistema de Transmissão* (GCPTs), iniciando-se um processo de maior abertura e integração das grandes empresas no processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

#### **2.2.11. O Plano 95 da ELETROBRÁS, em 1979.**

Em 1979, para subsidiar a política energética do governo do presidente João Figueiredo, o último do ciclo militar, a ELETROBRÁS desenvolveu o *Plano 95*, considerado, oficialmente, o primeiro plano nacional de expansão de energia elétrica no Brasil, desenvolvido, contudo, sob a sua exclusiva responsabilidade, mesmo que contasse com apoio de alguns técnicos de outras empresas.

Conforme MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), o *Plano 95* consolidou diversos estudos de levantamento de potencial hidrelétrico realizados no país, indicando um potencial de 104,5 GW médios de *energia firme*. Sob um fator de capacidade de 50%, isso poderia representar o colossal valor de 209 GW de capacidade instalada, cristalizando a visão prevalecente, segundo a qual o país poderia confiar na hidroeletricidade durante muitos anos.

É de se observar que realizadas ainda sob o efeito do ambiente macro-econômico da fase do “milagre brasileiro”, as projeções de evolução do mercado de energia elétrica revelaram-se, todavia, *a posteriori*, como bastante otimistas.

Pelo *Plano 95*, o Brasil atingiria um nível de consumo anual de energia elétrica de 440 TWh em 1995. O otimismo embutido nesse Plano pode ser explicado por não se ter antevisto a crise financeira na qual entrava o chamado Terceiro Mundo. Tal crise era decorrente do alto grau de endividamento derivado da época dos *petrodólares*, fartamente disponibilizados, e do subsequente período de escassez de capital. Dentro da crise, envolveu-se o Brasil nos anos 80’s, período que ficou conhecido como “a

década perdida”, pois ela gerou um significativo freio no crescimento econômico do país.

#### **2.2.12. A criação do GCPS, pela ELETROBRÁS, em 1980.**

Ainda segundo MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), a ELETROBRÁS, em agosto de 1980, usando, como embrião, o modelo dos GCPTs, criou, por Resolução da sua Diretoria, o *Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos* (GCPS), buscando, no futuro, institucionalizar a consolidação de uma estrutura de planejamento integrado a ser montada com as empresas estatais de geração e transmissão de energia elétrica, mas sob a égide dela, como *holding elétrica* federal.

O GCPS foi constituído com o suporte em três Comitês Técnicos, quais sejam, de Mercado, de Geração e de Transmissão, e atuando com três focos regionais: o GCPS-Sul, o GCPS-Sudeste e o GCPS-Norte-Nordeste, sendo este último para tratar, especificamente, da integração da expansão harmônica dos sistemas da CHESF e da ELETRONORTE.

#### **2.2.14. O Plano 2000 da ELETROBRÁS, de 1981.**

Em outubro de 1980, a ELETROBRÁS recebeu instruções do Ministério de Minas e Energia, sob a gestão do ministro César Carls, para revisar o *Plano 95*, dando lugar à elaboração do *Plano 2000*, concluído em 1981. Na ocasião, o governo federal apresentava como uma das suas diretrizes, ampliar o parque gerador com térmicas a carvão, no Sul do país. As fontes alternativas também deveriam ser estudadas e o Programa Pró-álcool era uma premissa na questão energética global.

Os requisitos de mercado estimados para o ano 2000, pelo *Plano 2000*, foram de 66,2 GW\_ano, ou seja, cerca de 580 TWh. Isto indicou que os recursos energéticos, disponíveis no território nacional para geração de energia elétrica, tomando por base somente recursos hídricos, o urânio e a parcela correspondente a dois terços das reservas de carvão vapor útil, permitiam geração anual, firme, de 165,5 GW\_ano, significando cerca de duas vezes e meia o mercado previsto para o final do horizonte estudado.

Dessa forma, o *Plano 2000*, no que concerne à indicação de obras de geração, absorveu as diretrizes de governo para o programa de geração térmica a carvão e nuclear, indicando uma visão seqüencial da continuidade da utilização progressiva do potencial hidrelétrico remanescente, projetando o uso futuro de linhas de transmissão de corrente contínua para trazer energia da bacia do rio Xingu, na Amazônia, para o Sudeste, enquanto sinalizava que o Nordeste teria as suas necessidades energéticas atendidas por interligação com usinas situadas no rio Tocantins, após o uso pleno do potencial do rio São Francisco.

A necessidade de ser visualizada qual deveria ser a melhor composição do parque gerador brasileiro, em termos de hidroeletricidade e termoeletricidade, assim, como de interligações inter-regionais, começou a se fazer presente, na elaboração do *Plano 2000*. Naquela época, foi desenvolvido pela ELETROBRÁS um modelo para **d**eterminação da **e**xpansão do sistema elétrico a **l**ongo **p**razo, utilizando programação linear, ao qual se deu o nome de DESELP. Pelo que nos consta, é o único modelo até hoje efetivamente aplicado no Brasil, para planejamento do “*mix energético*” de fontes para horizonte de 20 a 30 anos, e sobre esse modelo comentaremos adiante.

#### **2.2.15. A institucionalização do GCPS, em 1982.**

Também, segundo MEMÓRIA DE ELETRICIDADE (2002), em novembro de 1982, através da Portaria n.º 1.617, do Ministério de Minas e Energia, o GCPS foi oficialmente formalizado no âmbito governamental com a seguinte finalidade: “*estudar alternativas de desenvolvimento dos sistemas elétricos das concessionárias e elaborar pareceres e proposições para ajustar os programas de expansão das empresas, entre si e às diretrizes fixadas pela ELETROBRÁS, assegurando sua compatibilidade com a política energética governamental.*”.

Em 1984, o GCPS desenvolveu uma série de trabalhos voltados para a revisão do planejamento de médio e longo prazo do setor de energia elétrica. O crescimento do mercado comportava-se, todavia, abaixo do antes previsto, isto em face da crise financeira brasileira e internacional.

### **2.2.16. A introdução do conceito de *energia garantida a 5% de risco***

Naquela época, os critérios de planejamento também começaram a ser revisados pela própria ELETROBRÁS, já dentro do contexto GCPS institucionalizado pelo Ministério de Minas e Energia.

O conceito de *energia firme*, vinculado à pior seqüência plurianual, ou seja, a com menores vazões, ocorrida no passado, começou a ser substituído pelo de *energia garantida sob risco de 5%*, ou seja, com garantia de 95%.

Os planejadores da expansão da geração, assim como os planejadores da operação, ficavam mais confortáveis ao falar de *risco* do que admitir a hipótese discutível de, no futuro, não ocorrerem vazões menores que as mais baixas conhecidas no histórico. Este, na época, era de apenas 50 anos de registros.

Análises do comportamento estocástico das vazões dos rios das bacias hidrográficas, onde já existiam projetos hidrelétricos implantados (rios Grande, São Francisco e outros), desenvolvidas, em conjunto, pelo GCPS e pelo GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada, coordenado pela Diretoria de Operação de Sistemas, da ELETROBRÁS), indicavam que a probabilidade “matemática” da *energia firme* era da ordem de 97%, ou seja, usar o conceito de *energia firme* incluía um risco implícito de 3%.

Evoluir para 5%, foi um pequeno ajuste, sugerido pelos técnicos e aceito pelos “decisores”, os dirigentes das empresas, em uma época que já se apresentava limitações orçamentárias e financeiras para se expandir o sistema elétrico brasileiro.

No Capítulo 4, iremos observar que a diferença entre energia garantida a 5% ou a 3% de risco não é tão expressiva.

### **2.2.17. O primeiro plano decenal do GCPS, em 1984.**

Em 1984, foi produzido, pela ELETROBRÁS, o *Programa de Referência de Geração para o período 1984-1994*, usando a nova estrutura do GCPS, podendo, assim, ser

considerado como o primeiro *plano de horizonte decenal* do GCPS. Criou-se, assim, uma sistemática de trabalho integrado e participativo com as empresas, inspirado no ambiente do Grupo Coordenador de Operação Interligado (GCOI) já existente, que se repetiu e se perpetuou, nos anos seguintes, nas atualizações anuais e emissão de planos decenais de expansão do GCPS.

As quatro empresas geradoras federais, no caso, a CHESF, ELETRONORTE, FURNAS E ELETROSUL, apoiavam a ELETROBRÁS, cada uma focalizando com maior profundidade as questões do atendimento às suas respectivas áreas de concessão, que no conjunto e sem superposição, estudavam o atendimento de energia elétrica ao Brasil.

#### **2.2.18. Estudos da CHESF *olhando* para 2010, em 1985.**

É de destaque citar estudo da CHESF, realizado em 1985, conforme apresentado em MARIZ (1985), que tratou de buscar construir *cenários de oferta e de demanda* de energia elétrica na área de atuação da CHESF, com visão de até o ano 2010, portanto, com horizonte de vinte e cinco anos à frente.

Os referidos estudos eram a continuidade do embrião da preocupação com o “futuro energético” do Nordeste, após o aproveitamento do potencial hidrelétrico do Rio São Francisco, que foi provocado pelo mencionado *CEE-2000*, de 1978.

Em MARIZ (1985), conforme indicado na Figura 10, da referência, a seguir transcrita como Figura 2.2.18.1, consta a Programação Linear como sendo a ferramenta indicada para estudos de planejamento de longo prazo (horizontes de 20 a 30 anos) da expansão de geração de energia elétrica, tema foco desta Dissertação. Os estudos de longo prazo podem ser desenvolvidos com níveis de detalhe e/ou precisão mais relaxados, enquanto os estudos de médio e de longo prazo exigem modelagens mais precisas, nas quais as não linearidades nem sempre podem deixar de ser consideradas.

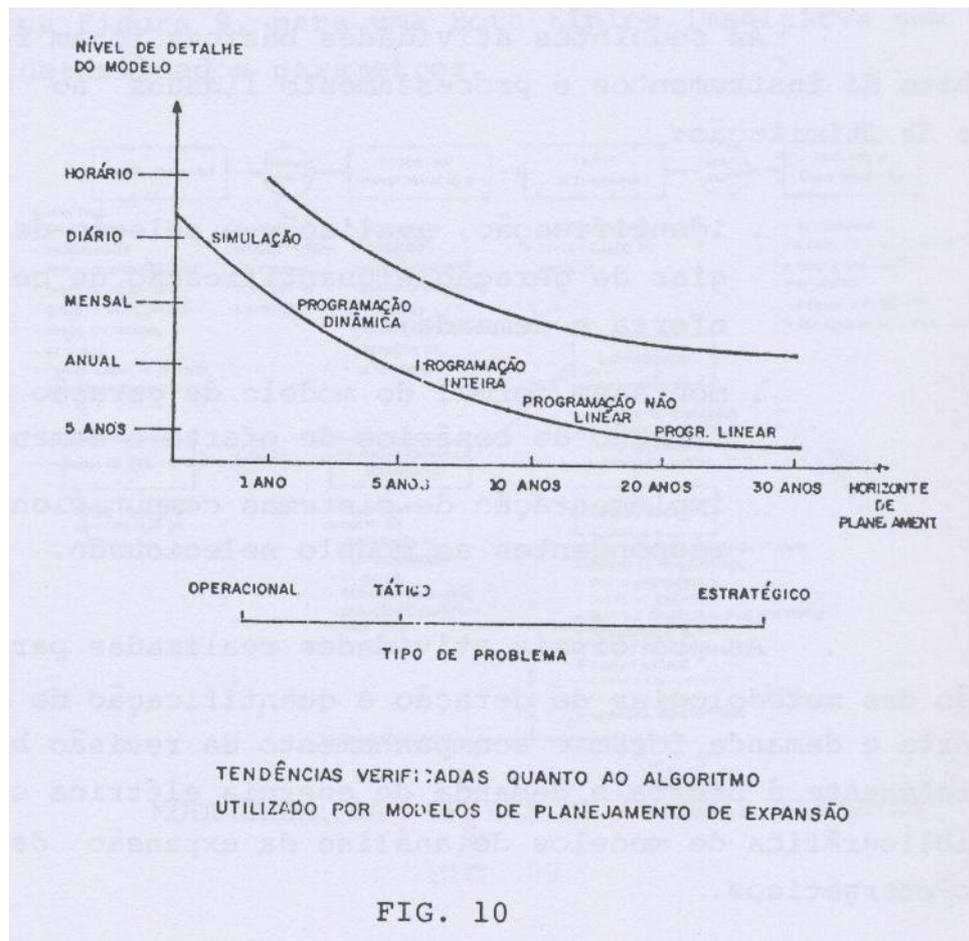


Figura 2.2.18.1 – Algoritmos mais utilizados em modelos de planejamento de expansão de geração de energia elétrica - Fonte: MARIZ (1985)

### 2.2.19. O Plano 2010 da ELETROBRÁS, de 1987.

A crise financeira, contudo, se alastrava no setor, prejudicado que era, seja pelo crescimento do mercado em taxas menores que no passado, não se realizando as premissas que viabilizaram as decisões sobre as novas obras, quer também pelo uso do expediente de *contenção* das tarifas de energia elétrica adotado pelo governo federal dentro das medidas de tentativas para conter a inflação que crescia no país.

Em 1986, a ELETROBRÁS, já contando com o suporte da estrutura do GCPS, partiu para fazer nova revisão nos seus estudos de planejamento de longo prazo, resultando no *Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010*, também conhecido como *Plano 2010*, o qual foi concluído em outubro de 1987, tendo sido estruturado em sete partes, quais sejam:

- a) *introdução*, com apresentação de seus objetivos, processo de elaboração e uma breve reflexão sobre a vinculação do planejamento do setor de energia elétrica com o planejamento energético global no contexto democrático,
- b) *bases para o planejamento da expansão* do sistema de energia elétrica, contendo estudos de mercado, a análise das fontes de geração e suas implicações no meio ambiente,
- c) *planos de expansão de médio e longo prazo*,
- d) *programa de investimento* resultante dos planos de expansão, abordando o equacionamento econômico-financeiro, inclusive nos seus aspectos tarifários,
- e) *diagnóstico da situação* do setor de energia elétrica e as principais implicações dos cenários econômicos, energéticos e de expansão do sistema elétrico na organização do setor, expondo um programa de trabalho para um projeto que, posteriormente, ficou conhecido como Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise),
- f) *relacionamento do setor* com as áreas da indústria e de pesquisa de desenvolvimento tecnológico, e
- g) *recomendações*.

O *Plano 2010* chegou a ser aprovado pelo presidente José Sarney, através do Decreto n.º 96.652, em setembro de 1988, para servir de *referência básica* do *planejamento de longo prazo* do Setor Elétrico, havendo, pelo Decreto, sido encarregado o GCPS em promover sua *atualização anual* por meio dos que foram dominados de *Planos Decenais de Expansão*.

#### **2.2.20. A maturidade do planejamento da expansão coordenado pela ELETROBRÁS, em 1988.**

Veja-se que foi exatamente em 1988, o mesmo ano de proclamação da nossa Constituição Federal, que a ELETROBRÁS conseguiu alcançar, em nossa visão, a plena maturidade do planejamento e o sonho idealizado pelos seus fundadores e pelos seus técnicos, oferecendo ao Brasil uma referência de longo prazo para a expansão dos sistemas de produção de energia elétrica requeridos para atender ao crescimento contínuo da demanda em nosso país.

O Setor Elétrico, em 1988, sob a coordenação da ELETROBRÁS, era, sem dúvida, o único setor de infra-estrutura do nosso país que conseguia olhar mais longe, muito além até dos órgãos de planejamento central da Administração Federal, o que forçava a se ter que imaginar, pela ELETROBRÁS, “cenários” para o *Brasil do futuro*.

Ressalte-se que um dos destaques do *Plano 2010* foi o de valorizar a questão ambiental, ao considerar as discussões que já se elevavam, no contexto mundial, contra as hidrelétricas, recurso que, na visão da ELETROBRÁS, o Brasil não poderia prescindir de continuar a usar na expansão o seu parque de produção de eletricidade.

Alguns segmentos técnicos da ELETROBRÁS começaram a ver, naquela época, que o processo de planejamento da expansão, centrado no uso de hidrelétricas, precisava, no entanto, ser robustecido e, dessa forma, valorizado com as considerações dos benefícios da *inserção regional* que as novas hidrelétricas poderiam propiciar ao desenvolvimento de regiões remotas do país.

No âmbito daquela empresa, os planejadores da expansão da geração se conscientizavam que, mais importante do que acertar as previsões de longo prazo, era o de se ter uma definição da *estratégia de expansão*, haja vista que a *revisão sistemática* dos planos iria ajustando o planejamento às efetivas e novas demandas que se projetassem, na dinâmica de um país ainda a se desenvolver.

A ordenação, pelo critério de ordem crescente de *custo unitário de produção de energia elétrica*, das muitas hidrelétricas que ainda eram possíveis de se construir no país, aliada à capacitação da indústria nacional e ao domínio das tecnologias de transmissão de energia elétrica em extra-alta tensão e em corrente contínua, que haviam sido, simultaneamente, já utilizadas na integração da usina de Itaipu, oferecia solução viável, na ótica dos técnicos da ELETROBRÁS, para o desafio de se atender, com segurança, a demanda de eletricidade do Brasil por até, pelo menos, duas décadas à frente.

Para melhor preparar as empresas do setor de energia elétrica para a questão ambiental, a ELETROBRÁS tinha chegado até a criar, em 1986, o Comitê Consultivo de Meio Ambiente (CCMA), o qual foi transformado, posteriormente, em 1988, em

Comitê Coordenador das Atividades do Meio Ambiente do Setor Elétrico (Comase), mediante promulgação da Portaria MME n.º 511, com formato organizacional semelhante ao GCPS, época em que quase que não se falava no Brasil em *sustentação ambiental*.

Chegava, dessa forma, a ELETROBRÁS, quase ao final dos anos 80's, a atingir o nível idealizado de estruturação técnica e de autoridade legal no exercício das suas atividades de coordenadora do planejamento do setor de energia elétrica do nosso país.

#### **2.2.21. O impacto do art. 175 da Constituição Federal, de 1988, na ELETROBRÁS e nas concessionárias regionais de geração.**

O Brasil havia conquistado o almejado *Estado Democrático* com a Constituição Federal de 1988, com eleições presidenciais diretas à frente, o que veio de fato ocorrer, em 1990, e com Nação enfrentando uma crise financeira de alta gravidade que afetava sobejamente o setor elétrico.

O poder da ELETROBRÁS advinha, principalmente, da *Lei de Itaipu* e do crescimento técnico das suas equipes. Isto incomodava alguns estados que desejavam voltar a ter graus de liberdade para continuar expandindo como quisessem suas empresas elétricas e, com isso, garantir auto-abastecimento. A democracia almejada para o país, tornou-se assim, paradoxalmente, a alavanca utilizada para mudar o que havia sido conquistado pela ELETROBRÁS.

O potencial hidrelétrico da Amazônia, visto como a alternativa preferencial pela ELETROBRÁS para abastecer o Sudeste, começou a ser visualizado como sendo também um alvo a ser conquistado por empresas geradoras estatais de âmbito estadual. São Paulo, por exemplo, precisava continuar a crescer e já não havia mais, grandes potenciais hidrelétricos a aproveitar dentro do seu território.

Paralelamente, na formulação da Constituição Federal de 1988, foi inserido no art. 175, um pequeno aposto, com o normativo “*sempre através de licitação*”, estabelecendo-se que:

*“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, **sempre através de licitação**, a prestação de serviços públicos.*

*Parágrafo único. A lei disporá sobre:*

*I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;*

*II - os direitos dos usuários;*

*III - política tarifária;*

*IV - a obrigação de manter serviço adequado.”*

Nem todos, no âmbito do Setor Elétrico, viram o alcance daquele aparentemente simples aposto, introduzido no citado art. 175, e como resultado dele, a ELETROBRÁS veio, depois, perder o poder de continuar definindo a distribuição de concessão de aproveitamento de geração hidrelétrica entre as suas quatro empresas controladas regionais (CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE), as quais, pelo referido artigo, perderam o *monopólio regional* que a legislação da época dos governos militares do Brasil lhes havia dado, pois teriam de disputar as novas concessões via licitação, concorrendo com quem se interessasse pelas mesmas.

Aquele artigo 175, da nossa Constituição Federal, o qual necessitava ser regulamentado, veio depois permitir, em 1995, o início de uma completa reforma institucional no setor de energia elétrica no nosso país, alterando completamente o papel, responsabilidades e atribuições da ELETROBRÁS e das suas empresas.

#### **2.2.22. O Plano Decenal de Expansão 1990/1999, de 1989.**

Em atendimento ao citado Decreto n.º 96.652, de setembro de 1988, foi desenvolvido e consolidado, pelo GCPS, o *Plano Decenal de Expansão 1990-1999*, tendo sido aprovado pelo MME em janeiro de 1990, já no final do governo do presidente Sarney, com o país em processo de elevada taxa de inflação.

Aquele *Plano Decenal*, que focalizava toda a década dos anos 90's, já indicava, nas premissas de projeção de mercado, que o Brasil haveria de ter de passar, imperiosamente, por um período de estabilização macro-econômica para conseguir

domar a inflação, o que levaria a se enfrentar um período de baixas taxas de crescimento de mercado de energia elétrica, para depois, tentar voltar a crescer em ritmo mais elevado.

### **2.2.23. O Plano 2015 da ELETROBRÁS, de 1993.**

Em outubro de 1990, já no governo do presidente Fernando Collor, a ELETROBRÁS, ainda subordinada à sua saga em procurar sempre *pensar o Brasil*, mesmo dentro da grave crise econômico-financeira em que se encontrava o setor elétrico, decidiu dar início a uma revisão do planejamento de expansão de longo prazo, partindo para construir, abertamente e com o apoio da sociedade, o denominado *Plano 2015*.

Naquela ocasião, a Diretoria de Engenharia e Planejamento, da ELETROBRÁS, estava sendo dirigida pelo engenheiro José Luiz Alquéres, que havia sido Secretário-Executivo do GCPS, no período de 1983 a 1986, e Secretario Nacional de Energia no início do governo do presidente Itamar Franco. A visão técnica de planejamento por formação e a sensibilidade social e política do engenheiro Alquéres, levaram o *Plano 2015* a ser desenvolvido de uma forma bastante diferente de como se ocorreram os planos anteriores de longo prazo.

Vários *seminários temáticos* foram realizados em diversos locais do país, abertos à imprensa, permitindo que a ELETROBRÁS melhor interagisse com a sociedade e buscando apoio dela no sentido dos alertas do setor de energia elétrica quanto às severas contenções de investimentos fossem levados mais a sério e com isso se evitassem crises de abastecimento de eletricidade no futuro.

O *Plano 2015* buscou incorporar metodologia de *planejamento sob incertezas*, dando mais ênfase à formulação de estratégias de expansão do que à programação de obras. Projetou-se que o mercado de energia elétrica, em função das questões macroeconômicas e do crescimento da consciência nacional para com a *eficiência energética*, cresceria dos 199 TWh, de 1990, para valores entre 279 e 354 TWh, em 2000, enquanto que, em 2015, dever-se-ia chegar entre 534 a 743 TWh.

Tal fato indicava que as projeções adotadas no *Plano 2010* teriam sido muito otimistas, significando atrasos de cerca de três a nove anos, nos programas de obras projetados naquele plano anterior. Somente em eficiência no uso da energia elétrica, o *Plano 2015* sinalizava a possibilidade de uma economia entre 10 a 13% do mercado total, projetado sem *eficientização*, o que significava um montante equivalente a uma usina da dimensão de Itaipu.

Além do potencial hidrelétrico, o *Plano 2015* analisou as disponibilidades, as tecnologias e os custos associados ao uso de outras fontes energéticas, tais como: carvão (nacional e importado), gás natural (nacional e importado), derivados de petróleo, urânio e fontes não-convencionais, tais como: biomassa florestal, resíduos de cana-de-açúcar, outros resíduos orgânicos, energia eólica e energia solar.

O *Plano 2015* traçou que a grande base da expansão da geração de energia elétrica no Brasil, até o final do horizonte estudado, ainda seria suportada, fundamentalmente, nas opções hidrelétrica, carvão e nuclear, sinalizando, contudo, a necessidade de se investir em projetos-piloto de fontes alternativas não-convencionais de produção de energia elétrica para adquirir experiência e desenvolver tecnologia tropicalizada.

Destacou também o citado *Plano* que a geração à base de gás natural estava crescendo muito, no âmbito mundial, pelo advento das novas tecnologias das turbinas aeroderivativas utilizadas nos grandes aviões, observando, todavia, que o seu uso mais intenso, no Brasil, esbarraria na escassez de reservas até então conhecidas de gás natural no território nacional, a menos que viessem a ser firmados, pela Petrobrás, contratos de importação de gás em volumes adequados, tema que, na época, já se discutia com o Brasil e a Bolívia.

Apesar disso, sinalizava-se, no *Plano 2015*, que o gás natural poderia vir a ser uma fonte energética muito importante em projetos de cogeração, agregando eficiência energética aos processos industriais e oferecendo maior garantia de abastecimento aos mesmos em cenários de crise energética devido ao atraso de novas usinas, conjugados com ocorrência de vazões hidrológicas críticas.

O carvão nacional ficava, pelo citado *Plano*, restrito para uso na região Sul, próximo a suas jazidas. Carvão importado poderia também vir a ser uma opção a se adotar, no futuro, nas demais regiões a depender das restrições ambientais que ocorressem aos projetos de hidrelétricas na região Amazônica. Nuclear foi considerada como a opção termelétrica em longo prazo e com o seu custo estimado na faixa de 60 a 70 dólares por MWh, o que definia o limite superior da faixa de hidrelétricas economicamente competitivas.

A questão da restrição ambiental sobre hidrelétricas na Amazônia, tema que era externado em fóruns mundiais e nas agências internacionais de financiamento, foi tratada no *Plano 2015* como uma questão destacadamente relevante. Sem o recurso delas, o esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo aproveitável, dar-se-ia entre os anos 2003 a 2012, a depender da hipótese de evolução de mercado de energia elétrica que viesse a ocorrer, enquanto que em utilizando parte do potencial hidrelétrico amazônico conhecido e admitido como ambientalmente explorável, o esgotamento retardar-se-ia para entre 2012 a 2021.

Isso levava que o nosso país haveria de enfrentar, no início do século XXI, época atual que ora vivenciamos, a necessidade de começar a aumentar a base termelétrica em seu sistema gerador, fosse com carvão ou gás importado, ou mesmo nuclear, além de se comprometer efetivamente com a eficiência energética no lado dos usos e das fontes, inclusive preparando-se para introduzir na matriz energética as fontes ditas alternativas, que, por ficarem mais próximas às cargas, reduziriam as taxas líquidas de crescimento do mercado, modelo atualmente buscado com o incentivo à *geração distribuída*.

Somente em outubro de 1993, foi concluído o *processo* do *Plano 2015* com a divulgação do conteúdo básico do mesmo, já quase no final do governo do presidente Itamar Franco.

**O *Plano 2015* foi o último instrumento de planejamento de expansão de longo prazo para o setor de energia elétrica formulado para o Brasil, deixando-se, dessa maneira e até o momento, a Nação totalmente carente de uma visão mais ampla nesse importante campo, que permita “ver” o Brasil de 2030.**

Ainda em 1994, através do GCPS, a ELETROBRÁS tratou de atualizar e emitir o *Plano Decenal de Expansão 1995-2004*, que incorporou diretrizes do *Plano 2015*.

#### **2.2.24. As mudanças institucionais e legais, de 1995.**

A “bandeira” da *reforma institucional do setor elétrico* foi hasteada pelo governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, logo ao início do seu mandato presidencial, que ocorreu em 1º de janeiro de 1995, autor que era, enquanto senador da República, de projeto de lei para regulamentar os processos de concessões de serviços públicos, na forma preconizada pelo art. 175 da Constituição, projeto aquele transformado na Lei n.º 8987, em fevereiro de 1995.

Uma visão pró-liberalismo permeou-se sobre a gestão do MME durante o primeiro mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso, associando naquele Ministério, técnicos oriundos de concessionárias estaduais de geração e de distribuição de energia elétrica de estados que nutriam uma certa oposição à autoridade delegada, pela *Lei de Itaipu*, à ELETROBRÁS e/ou às suas empresas geradoras subordinadas, e também onde havia uma rejeição natural às limitações de espaço de atuação aplicadas às empresas concessionárias estaduais, como decorrência da citada Lei, desde a época dos governos militares.

Uma reversão de poder político se construiu, portanto, naquele contexto, em relação à ascensão ocorrida da ELETROBRÁS na coordenação do setor elétrico, como que se dando um “troco” na *visão autoritária* no qual se alicerçou a formulação da *Lei de Itaipu*.

Em sete de julho de 1995, foi sancionada a Lei n.º 9.074, sacramentando que a concessão de novas usinas hidrelétricas, inclusive aquelas cujas concessões haviam sido outorgadas, mas que não tivessem sido iniciadas, deveriam ser objeto de licitações públicas. Além disso, a mencionada Lei introduziu a possibilidade real de ser adotada, no Brasil, a figura de agentes *produtores independentes de energia elétrica*, os quais poderiam vender energia para consumidores que tivessem carga maior que 3 MW e que estivessem conectados ao sistema ao nível de tensão igual ou

maior que 69 kV, que passaram a serem chamados de consumidores *potencialmente livres*.

Começava, assim, a implantação no Brasil do modelo de “*competição*” entre os geradores e de introdução da opção de “*livre escolha do fornecedor*” pelos consumidores.

A gestão da ELETROBRÁS durante o governo FHC, foi pautada, pelo que o autor desta Dissertação teve oportunidade de acompanhar, por uma luta de sobrevivência daquela empresa frente ao BNDES, instituição que erguia a bandeira de *privatização das estatais*, outra diretriz política assumida pelo citado governo, decorrente da inclusão da ELETROBRÁS e suas subsidiárias no Programa Nacional de Desestatização (PND).

Visto por muitos técnicos do governo federal, não haveria mais espaço até para a existência da ELETROBRÁS no novo modelo, após a privatização das suas empresas geradoras.

Foi dentro dessa luta de sobrevivência, que se construiu, inclusive, no âmbito interno da ELETROBRÁS, o “princípio” de “*vão-se os anéis e ficam-se os dedos*”, que significava admitir a venda dos ativos de geração e ficar apenas com os ativos de transmissão sob o argumento que o sistema integrado de transmissão deveria ficar *estatal* e sob o controle do Estado por razões técnicas e de segurança ao país. Até idealizar se transformar a ELETROBRÁS em uma *empresa integrada de transmissão* chegaram, alguns, a pensar, inspirados em idéias vistas no exterior, alternativa, contudo, rejeitada naturalmente pelas empresas regionais subordinadas àquela *holding*.

Não viam os imaginadores do modelo “*empresa integrada de transmissão*” que se estaria criando uma outra mega-estatal e na contramão do que se propagava que era a redução do “tamanho do Estado”. Tal “idéia” se mostrou depois totalmente desnecessária, conforme restou comprovado com a implantação do modelo de *transmissão multi-proprietário*, mas *operado* de forma *integrado*, hoje adotado no Brasil.

Um controvertido e estressante processo de preparação para privatização dos ativos de geração das empresas do Grupo ELETROBRÁS e de lutas políticas da *holding* com o BNDES, paralisou, quase que completamente, as atividades de planejamento que eram conduzidas por aquela empresa durante os anos do primeiro governo FHC.

O que foi realizado, pela ELETROBRÁS, no campo de estudos de planejamento da expansão, naqueles tumultuados anos, residiu apenas nas atualizações anuais dos Planos Decenais de Expansão, que usavam a estrutura já operacional e rotineira do GCPS.

Mudanças sucessivas ocorridas, de dirigentes da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS, junto com o clima de antagonismo contra a continuidade do poder daquela empresa que se “construiu” no setor elétrico durante as discussões do projeto de reforma institucional do setor, não propiciavam espaço para nenhuma iniciativa de atualização do *Plano 2015*.

#### **2.2.25. O Plano Decenal de Expansão 1996-2005, de 1995, introduzindo o planejamento indicativo.**

Em 1995, foi editado o *Plano Decenal 1996-2005* considerando a realidade da perda de concessões de diversas usinas antes outorgadas para empresas do Grupo ELETROBRÁS e utilizando o novo conceito de planejamento que se desenhava nas discussões do novo modelo institucional no qual o *Plano Decenal* do GCPS seria apenas um *plano indicativo*.

Da forma imaginada, o “*verdadeiro programa de obras*” seria função das iniciativas de investimentos dos novos agentes geradores privados que viessem a ser os proprietários das empresas a ser criadas, sejam pela cisão e posterior privatização dos ativos de geração das empresas controladas pela ELETROBRÁS ou as novas empresas produtoras de energia elétrica ganhadoras das licitações de concessão de novas usinas hidrelétricas.

#### **2.2.26. O Plano Decenal de Expansão 1997-2006, de 1997, introduzindo a Interligação Norte-Sul.**

No início de 1997 saiu o *Plano Decenal 1997-2006*, introduzindo, como novidade, a indicação de implantação de uma linha de transmissão em 500 kV, com a capacidade de 1000 MW, ligando de Imperatriz (MA) a Serra da Mesa (GO), para possibilitar a integração dos Sistemas Interligados Norte-Nordeste e Sudeste-Sul e, dessa forma, permitir transferência de energia do Norte-Nordeste sob o argumento principal de compensar atrasos que estavam ocorrendo em cronogramas de obras previstas para o sistema Sudeste-Sul.

O gerenciamento da implantação da nova linha de transmissão, denominada de Interligação Norte-Sul, foi conduzida diretamente pela própria ELETROBRÁS, com o apoio executivo de FURNAS e da ELETRONORTE, caracterizando-se, pelo governo federal, como um dos seus *projetos prioritários* no denominado *Programa Brasil em Ação*, do governo Fernando Henrique Cardoso.

O *Plano Decenal 1997-2006* também contemplou a expansão do sistema interligado na região do Pará, indicando para se levar energia elétrica até Altamira, Santarém e Itaituba, além da reativação da implantação de diversas usinas hidrelétricas que se encontravam paralisadas e começavam a ser reiniciadas através de *parcerias* entre empresas estatais e empresas privadas (Serra da Mesa, Igarapava, Ita, Machadinho e Canoas, todas elas, localizadas no sistema interligado Sudeste-Sul).

#### **2.2.27. Os Planos Decenais 1998-2007 e 1999-2008, de 1998, e a indicação de perspectivas de crise de abastecimento de energia elétrica no país.**

O *Plano Decenal 1998-2007* foi desenvolvido em 1997 e aprovado, pelo MME, em abril de 1998. O referido *Plano* recomendou a continuidade da utilização do potencial hidrelétrico, concomitantemente com a construção de usinas térmicas que utilizariam o gás natural, a ser disponibilizado pelo gasoduto Brasil-Bolívia na região Sudeste e Sul.

O panorama do programa de licitações de concessão e de implantação de novas hidrelétricas ainda estava muito indefinido em face à reforma em curso no setor elétrico. Dessa maneira, o risco de ocorrência de déficit de energia elétrica nos anos de 1998/2000 apresentava-se elevado e, portanto, preocupante, principalmente na Região Sudeste, o principal centro de carga do país.

O *Plano Decenal 1999-2008*, por sua vez, foi gerado no ciclo de planejamento de 1998, explicitando iguais preocupações, vindo a ser aprovado pelo MME em maio de 1999, após a transição de comando pela qual passou aquele Ministério na passagem do primeiro para o segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso.

O atraso na introdução de novos regulamentos e de regras comerciais para a competição na geração, aliada à falta de estudos apropriados para instruir os processos de licitação de concessão de hidrelétricas, deixavam claro um grande desequilíbrio na matriz de *oferta garantida* de eletricidade para os anos à frente. O Brasil estava a depender apenas da boa vontade de São Pedro para não vir a enfrentar um racionamento de energia elétrica, o que veio a ocorrer, como sabemos, em 2001.

#### **2.2.28. A criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 1998.**

Durante 1998, foi promulgada a Lei n.º 9.648, em 27 de maio daquele ano, criando o *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)* e o *Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)*, dando uma feição completamente nova ao setor elétrico, quadro institucional onde inclusive era admitido, por muitos, que “*o planejamento deveria ser apenas indicativo, pois as leis do mercado se encarregariam de promover os programas de obras*”.

A ANEEL, o órgão regulador criado anteriormente pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, já havia começado a realizar os primeiros leilões de concessão de aproveitamentos de potencial hidráulico para geração de energia elétrica. Os riscos de déficit para os primeiros anos do Plano continuavam elevados, sinalizando a falta de sintonia entre a demanda e a oferta de energia elétrica.

**2.2.29. O Plano Decenal 2000-2009, de 1999, a extinção do GCPS, a criação do CCPE e a transferência, para o MME, da coordenação do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros.**

Em dezembro de 1999, o Comitê Diretor do GCPS aprovou o *Plano Decenal 2000-2009*, que marcou a extinção do GCPS, pois, pelo novo modelo, o planejamento do setor elétrico havia passado para a responsabilidade do Ministério de Minas e Energia, com base na Portaria MME n.º 150, de maio de 1999, a qual criou o *Comitê Coordenador de Planejamento do Setor Elétrico* (CCPE), coordenado pela Secretaria de Energia do MME, ficando a estrutura remanescente da ELETROBRÁS e de suas empresas apenas como apoio técnico e administrativo ao MME.

Tal decisão do MME foi absorvida com certa facilidade operacional, pois fora convocado para assumir a Secretaria de Energia, daquele Ministério, o então Diretor de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS, que era, também, o Coordenador do GCPS.

Convém registrar que tanto na ELETROBRÁS como nas suas empresas subordinadas, desde 1998, vinha ocorrendo um processo acelerado de perda de técnicos experientes, atraídos que foram por programas de demissão incentivada, protegendo-se, eles, das mudanças que estavam em curso nas regras da previdência social. Muitos deles migraram para o ONS, para o MAE ou para empresas privadas, desfalcando as equipes de planejamento da ELETROBRÁS e das empresas.

**2.2.30. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), de 2000.**

Com a elevação dos riscos de déficit para os anos à frente, sinalizados tanto pelos documentos do GCPS como do ONS, e para viabilizar âncora ao contrato de aquisição de gás boliviano pela Petrobrás, que usaria o novo Gasoduto Brasil-Bolívia, o MME lançou em fevereiro de 2000 o *Programa Prioritário de Termelétricas* (PPT), instituído pelo Decreto Presidencial n.º 3.371.

Segundo tal Decreto, usinas termelétricas integrantes do PPT fariam jus à garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de vinte anos, assim como a aplicação de um

*valor normativo* de tarifa, definido pela ANEEL, para repassar a energia às distribuidoras, em valor tal que atendesse ao investimento, e também dando garantia de acesso dos investidores a financiamento do BNDES.

O MME procurava, com o PPT, re-equilibrar o balanço entre oferta e demanda de energia elétrica, iniciativa que, contudo, não evitou o racionamento que veio ocorrer em 2001. Tanto algumas das usinas atrasaram, como a hidrologia do ano 2001 foi severamente reduzida nas bacias das usinas do Sudeste e, principalmente, no rio São Francisco, bacia esta, na qual se apresentou a menor vazão média anual do histórico registrado desde 1929, atingindo apenas 52% da Média de Longo Termo.

### **2.2.31. Os últimos Planos Decenais, produzidos pelo CCPE, em 2000, 2001 e 2002, e emitidos pelo MME.**

Sob a égide do CCPE, foram produzidos, ainda no governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, os *Planos Decenais de Expansão 2001-2010, 2002-2011 e 2003-2012*, sendo este último concluído já ao apagar das luzes daquele governo, tendo sido disponibilizado, no *site* do MME, no qual ainda consta, no formato de um documento síntese.

### **2.2.32 O contexto atual: o modelo organizacional vigente no campo do planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro**

Chegamos finalmente nessa retrospectiva, ao governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva. A nova gestão do MME dedicou-se, prioritariamente, no período já acontecido, ou seja, de janeiro de 2003 até o presente momento (janeiro de 2005), em tratar da revisão do modelo institucional do setor elétrico e em superar os principais entraves que existiam no setor.

Inicialmente, para alguns, logo no início do novo governo, parecia que o setor elétrico brasileiro iria retornar à situação reinante antes do governo FHC, recolocando-se grande poder de expansão do sistema elétrico na ELETROBRÁS e nas suas estatais.

Discussões internas ao MME e interações daquele Ministério com os agentes privados já estabelecidos no setor elétrico e também com organismos internacionais de financiamento, com destaque para o Banco Mundial, com investidores estrangeiros, interessados em aplicar capitais em projetos de infra-estrutura no Brasil, redefiniram, todavia, o curso de ação idealizado pela equipe técnica de suporte ao Partido dos Trabalhadores, no campo da energia, formada antes da eleição presidencial.

Em 15 de abril de 2004, como decorrência de Medidas Provisórias emitidas em dezembro de 2003, foram promulgadas duas importantes Leis que definem o *novo modelo do setor elétrico*, alterando-se, dessa forma, o *modelo de 1995*:

- a) a Lei n.º 10.848, redefinindo o modelo de comercialização de energia elétrica, na busca de proteger os consumidores chamados *cativos*, isto é, aqueles não potencialmente livres; definindo procedimentos para contratação de energia elétrica pelas concessionárias de serviço público de distribuição, a curto, médio e longo prazo, para suportar a expansão da geração; criando a *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*, como sucessora do MAE; modificando princípios originais da governança do ONS e aumentando, dessa forma, a ligação hierárquica desse último ao MME; e
- b) a Lei n.º 10.847, autorizando a criação da *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*, no formato e limites de uma empresa pública, ou seja, 100% da União, cujo art. 4.º estabelece o seguinte amplo elenco de atribuições:

“ art. 4.º *Compete à EPE:*

*I - realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;*

*II - elaborar e publicar o balanço energético nacional;*

*III - identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;*

*IV - dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;*

*V - realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;*

*VI - obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;*

- VII - elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;*
- VIII - promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;*
- IX - promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;*
- X - desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;*
- XI - efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;*
- XII - elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;*
- XIII - desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;*
- XIV - dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;*
- XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;*
- XVI - promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;*
- XVII - promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e*
- XVIII - desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.*
- Parágrafo único. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.”*

Posteriormente, em 16 de agosto de 2004, foi emitido o Decreto n.º 5.184, criando a EPE. Esta Empresa encontra-se, no momento, em fase de organização pelo MME, já havendo sido escolhidos alguns dos seus dirigentes, entre eles, o presidente, no caso o

atual Secretário-Geral do MME, professor Maurício Tolmasquin, da COPPE/UFRJ, um especialista em planejamento energético, o qual, como assessor da atual Ministra de Minas e Energia, a economista Dilma Rouseff, teve decisiva atuação na condução das discussões da formulação dos ajustes para compor o *novo modelo institucional do setor elétrico*.

### **2.2.33. Uma reflexão sobre a retrospectiva e o contexto atual**

Como reflexão sobre essa retrospectiva, podemos verificar que a ELETROBRÁS conseguiu, de 1963 a 1995, construir e bem conduzir o processo de planejamento da expansão do setor de energia elétrica, tendo a oportunidade de introduzir sucessivos aprimoramentos metodológicos.

Para tal contou com importante e decisivo apoio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), principalmente no desenvolvimento de vários modelos e softwares de suporte às atividades de planejamento da expansão e de planejamento da operação, representando um dos grandes ativos de conhecimento especializado em sistemas elétricos de grande porte que dispõe o Brasil.

A linha mestra do planejamento da expansão, adotada, foi, todavia, fundamentalmente, ancorada, conforme discutiremos a seguir, em se buscar *minimizar os custos da expansão* que teriam de ser arcados posteriormente pelos consumidores.

A própria questão ambiental, ao vir ser tratada, explicitamente, a partir de 1986, buscava principalmente evitar ou minimizar externalidades e, assim, custos não previstos antes da construção, que ao se apresentarem na fase de implantação, oneravam as obras.

Buscou-se, inclusive, adotar o conceito de *inserção regional* dos empreendimentos, almejando-se que outros, não os consumidores, pudessem arcar com os custos das melhorias e externalidades positivas, derivadas das novas hidrelétricas a serem construídas em regiões remotas e ainda sem infra-estruturas (estradas, escolas, saúde, etc).

Portanto, o planejamento da expansão da geração estribava-se, no campo técnico, conforme abordaremos adiante, em uma prática de *otimização mono-objetivo*, qual seja, o de *minimizar o custo da expansão*, objetivo este natural de aplicação pelas empresas concessionárias incumbidas de atender determinadas áreas de concessão e protegidas pelo modelo de *monopólio suprimento regional*. Como consequência, as decisões de planejamento da expansão desenvolviam-se e podiam ser finalizadas internamente às empresas e com seus acionistas que, no caso das estatais, as próprias instâncias governamentais superiores, muitas vezes, criavam decisões de investimento sob ótica apenas de *políticas de governo*.

No novo ambiente institucional, sob o *ambiente competitivo* e de “*acesso aberto*”, que abordaremos adiante, e com o planejamento da expansão sob a responsabilidade do MME, apoiado pela EPE, enfrentar-se-á, na nossa visão, um contexto muito mais complexo e difuso que o enfrentado pela ELETROBRÁS, pois, o que se tem, como *ambiência nacional*, é:

- ✓ A sociedade cada dia mais atuante e armada de leis para defender os seus direitos.
- ✓ O setor elétrico constituído de múltiplos agentes privados que fizeram investimentos e desejando ter as remunerações do capital investido, no mínimo, preservadas.
- ✓ Novos investidores ansiosos para entrar no negócio de energia.
- ✓ Consumidores livres e outros desejosos de deixarem de serem cativos.
- ✓ Os estados e os municípios almejando serem escolhidos para sede de novos empreendimentos que permitam aumentar arrecadação de impostos.
- ✓ Os cidadãos cada dia mais conscientes de que energia elétrica é uma questão vital e cobrando soluções que simultaneamente garantam custos baixos, confiabilidade alta e não comprometimento da sustentabilidade ambiental do Planeta Terra, objetivos esses conflitantes entre si.

Nesse novo contexto, ocorre-nos, assim, visualizar um amplo espaço para introdução e utilização de metodologias de *otimização linear multiobjetivo* na forma exposta em CLÍMACO *et al.* (2003), viável, conforme demonstraremos, para aplicação no Brasil e para uso pela EPE/MME, e, também, em enfoque mais amplo, em utilização de metodologias de apoio a decisão com enfoque *multicritério*, apresentada em GOMES *et al.* (2002).

## 2.3. O ENCADEAMENTO DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ADOTADO NO BRASIL PELA ELETROBRÁS

Passaremos a apresentar o encadeamento temporal que era adotado pela ELETROBRÁS, no *processo técnico* de planejamento da expansão da produção de energia elétrica do sistema elétrico brasileiro.

### 2.3.1. A cadeia temporal dos estudos de *planejamento da expansão e do planejamento da operação*

O processo de planejamento integrado da produção de energia elétrica de um país ou uma região pode ser dividido em duas fases distintas:

- a) fase de *planejamento da expansão* da geração, integrada ao processo de planejamento de expansão do sistema de transmissão; e
- b) fase de *planejamento da operação* do sistema.

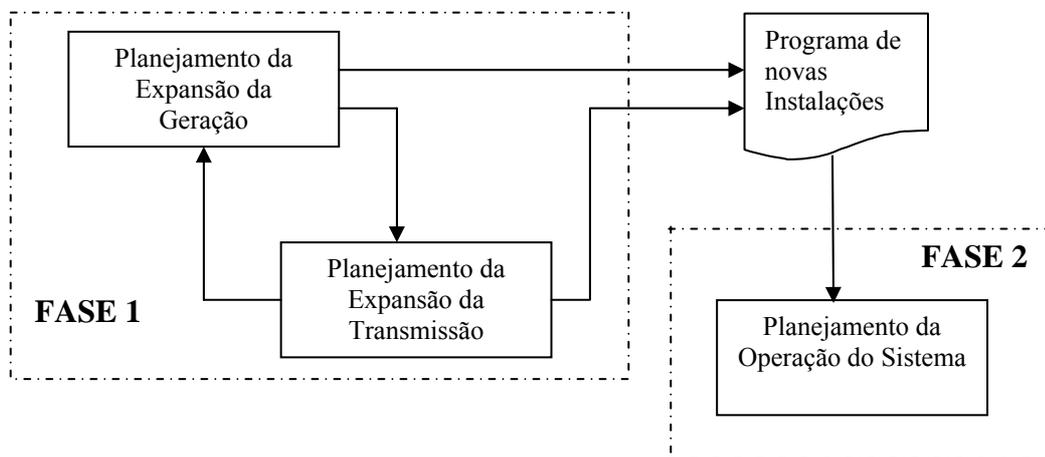


Figura 2.3.1.1. – O processo de planejamento integrado da produção de energia elétrica

A fase do *planejamento da expansão* cuida de definir quais fontes geradoras e quais linhas de transmissão devem ser implantadas ao longo do tempo futuro. Tem como objetivo atender ao crescimento esperado da demanda, em termos de quantidade e espacialidade, cabendo, também, aos planejadores, responsáveis por esta fase,

monitorar o desenvolvimento do Programa de Obras que tenha sido definido e compatibilizando-o com a evolução do crescimento do mercado.

Nesta Dissertação, não cuidaremos das questões pertinentes ao mundo do planejamento da expansão da Transmissão, em que estudos de fluxo de carga, de confiabilidade da rede elétrica, de curto-circuito, de estabilidade eletro-mecânica dos geradores, de controle de sobretensões de origem atmosférica ou de manobras, além de análises econômicas são normalmente desenvolvidos, campo este tratado na área de Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência.

Focalizaremos, fundamentalmente, o *planejamento da expansão da geração*, espaço que se integra harmonicamente com tudo estudado na esfera da Engenharia de Produção.

As principais *incertezas* exógenas a serem consideradas no *processo de planejamento da expansão da geração* são:

- a) taxas anuais de crescimento do mercado de energia elétrica a ser atendido, vinculadas à evolução econômica da região ou do país focalizado,
- b) novas tecnologias disponíveis para geração, transmissão e uso de energia elétrica,
- c) questões associadas à crescente preocupação da sociedade mundial com o meio ambiente, e
- d) os níveis de exigência requeridos pela sociedade com relação à continuidade e à disponibilidade permanente da eletricidade nas residências, indústrias, escritórios, comércio em geral e serviços de utilidade pública.

Como principal restrição, o *planejamento da expansão* trabalha com o *quanto se dispõe*, ou *se pode levantar*, de recursos financeiros para cobrir o custo total da expansão do sistema, o qual deve, em princípio, ser o menor que seja possível.

Por outro lado, o foco do *planejamento da operação* é buscar uma forma ótima de atender ao mercado consumidor a um mínimo custo operacional esperado e a um nível aceitável de confiabilidade, utilizando-se o sistema existente e as novas usinas e linhas de transmissão que tenham sido definidas pelo planejamento da expansão e estejam previstas para entrar em operação dentro do horizonte de interesse operacional.

No Brasil, o horizonte de interesse operacional é de cinco anos devido às características de regularização plurianual de alguns grandes reservatórios das usinas hidrelétricas, tais como: o de Furnas, de Três Marias e de Sobradinho.

Adotam-se nos estudos de planejamento da operação, dois ou três cenários de previsão de evolução do mercado de energia elétrica a ser atendido pelo sistema, ao longo do horizonte de avaliação, o qual se expressa em MWh ou MW médio.

Portanto, o *planejamento da operação* não cuida da definição do programa de obras, apenas pode indicar ajustes de antecipação de obras já planejadas. Dificilmente ele gera indicação de postergação de alguma obra, pois isso, na ótica dos planejadores da operação, normalmente é visto como uma reserva para contingências (atraso de outras obras, crescimento de mercado em taxa maior que as consideradas ou ainda de condições de aflúncias de vazões mais baixas que o nível mínimo crítico adotado).

### **2.3.2. Considerações sobre o planejamento da operação do Sistema Interligado Brasileiro**

Conforme PEREIRA & PINTO (1985), a principal complexidade do *planejamento da operação* do Sistema Interligado Brasileiro reside na consideração da *incerteza* das variáveis básicas que interferem nos resultados das decisões operativas, destacadamente, entre elas, no caso Brasil, o comportamento estocástico das vazões que afluirão às usinas durante o horizonte do estudo e decisões.

Além disso, em um sistema com predominância em hidroeletricidade, como o brasileiro, as decisões de uso dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas são temporalmente inter-relacionadas e fisicamente interdependentes. Isto torna a operação energética do sistema elétrico interligado, no Brasil, muito mais complexa que a operação de sistemas de outros países que possuam preponderância de termelétricas, onde as decisões de quanto gerar em cada usina são temporalmente desacopladas, permitindo-se cuidar apenas da fixação ótima dos níveis

de geração de cada unidade, a cada momento<sup>4</sup>, de modo a minimizar o custo total de geração do conjunto de usinas.

No Brasil, tendo em conta a elevada participação das fontes hidrelétricas na geração de energia elétrica, segundo está apresentado em FORTUNATO *et al.* (1990), busca-se, no planejamento da operação integrada das usinas e seus reservatórios, que formam um sistema de componentes hidraulicamente interligados e temporalmente acoplados, minimizar o custo total esperado de operação, o qual pode ser visto como composto de duas parcelas:

- a) um *custo imediato*, controlável, função de quanto de geração hidráulica e de geração térmica usar no primeiro intervalo de tempo estudado (mês ou semana), e
- b) um *custo esperado futuro*, aleatório, apenas probabilizável, função do que pode vir a ocorrer no futuro, trazido, economicamente, a um valor presente sob uma admitida taxa de desconto.

Ambas as parcelas, quantitativamente, variam de forma inversa em função da situação do estoque real de água nos reservatórios e da tendência hidrológica de curto prazo. Usar água reduz o *custo imediato*, mas aumenta o *custo esperado futuro*.

Diante desses requisitos conflitantes, um *trade-off* ocorre e um “ponto ótimo” pode ser definido pela igualdade dos custos marginais das duas parcelas. Obtém-se, assim, um valor econômico por unidade de água armazenada (energia potencial), normalmente, chamado de o *valor da água*, o qual serve para orientar as decisões operativas. Dessa forma, pode-se decidir se é melhor, economicamente, usar o estoque de água, gerando nas hidrelétricas, ou despachar as termelétricas.

No Brasil, o ciclo de chuvas incidentes nas principais bacias hidrográficas de interesse hidro-energético tem periodicidade anual. Na bacia do Rio São Francisco, por

---

<sup>4</sup> É o campo do *despacho econômico* de usinas térmicas, cuja condição de mínimo custo total leva à igualdade dos custos incrementais, o que pode ser visto em STEVENSON JR. & GRAINER (1994), pp. 531-587.

exemplo, as chuvas ocorrem, normalmente, entre novembro e abril, chamado de período úmido, enquanto de maio a outubro dá-se o período seco.

As vazões durante o período seco são direta e positivamente correlacionadas com as vazões ocorridas no período úmido do mesmo ciclo, haja vista a dinâmica que decorre com relação à água que foi armazenada subterraneamente, nos lençóis freáticos, que alimenta as fontes e nascentes dos rios.

Todavia, em países tropicais, como o Brasil, as vazões nos períodos úmidos ou período das chuvas, são extremamente aleatórias e não bem correlacionadas com anos anteriores, porquanto se relacionam com fenômenos meteorológicos globais, da Terra, cuja dinâmica é muito volátil, sendo, desse modo, em nosso entender, uma área de estudo ainda em aberto para pesquisas.

Como o sistema de aproveitamentos hidrelétricos do Brasil é constituído de usinas de diferentes empresas, o planejamento da operação hidro-energética do sistema é conduzido sob o regime de uma operação coordenada desde os anos 60's, quando tal característica foi identificada à medida que os sistemas regionais começaram a se interligar na área dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas.

Inicialmente, isso foi feito pelo Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI), criado, em 1969, composto pelas empresas que compunham, na época, o sistema interligado da região sudeste do país (FURNAS, CEMIG, CESP e CPFL).

Posteriormente, o CCOI foi substituído pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), instituído pelo Art. 12º, da Lei no. 5.899, de 05 de julho de 1973, a já antes comentada *Lei de Itaipu*, promulgada durante o governo do presidente Ernesto Geisel. Este dispositivo legal tratou, prioritariamente, da aquisição compulsória da potência e energia de ITAIPU pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica dos sistemas das regiões Sul e Sudeste. A referida Lei criou também a *Conta de Consumo de Combustível* (CCC), incluída no cálculo da tarifa paga pelos

consumidores, e que serve para custear o combustível utilizado pelas térmicas que sejam despachadas para economizar água<sup>5</sup>.

O citado Art. 12.º, da Lei n.º 5.899/73, estabelecia:

*“Art 12. A coordenação operacional dos sistemas interligados das Regiões Sudeste e Sul será efetuada, em cada uma dessas regiões, por um Grupo Coordenador para operação Interligada, integrado por representante da ELETROBRÁS e respectivamente das empresas concessionárias mencionadas, nos artigos 7º e 8º.*

*§ 1º A critério da ELETROBRÁS poderão integrar os referidos Grupos outras empresas participantes dos sistemas interligados.*

*§ 2º O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE designará representantes junto aos Grupos para participarem de seus trabalhos como observadores.*

*§ 3º Os Grupos serão organizados e dirigidos pela ELETROBRÁS.*

*§ 4º Sem efeito suspensivo do trabalho dos Grupos, as divergências entre a ELETROBRÁS e as empresas concessionárias participantes dos mesmos, serão dirimidas pelo Ministro das Minas e Energia, por meio de recurso da parte interessada encaminhado ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.”*

Da leitura do transcrito art. 12, visualiza-se o caráter de autoridade superior que foi delegada à ELETROBRÁS para conduzir a operação coordenada do sistema interligado brasileiro. Os elétrons e os fluxos de água, devem ter pensado os formuladores do texto da Lei, não haviam de esperar por discussões técnicas ou políticas que podiam, muitas vezes, se alongar em face aos conflitos empresariais ou de interesses estaduais ou regionais.

Graças à competência técnica dos coordenadores do GCOI, no caso os Diretores de Operação da ELETROBRÁS, iniciando-se com o engenheiro José Marcondes Brito de Carvalho e consolidando-se com o pernambucano Mário Fernando de Melo Santos, aliada à continuidade nas direções e composição das equipes técnicas daquela Diretoria, formadas e atuantes na área de operação de sistemas elétricos, o GCOI funcionou com indiscutível sucesso e deu conta da sua missão até maio de 1998,

---

<sup>5</sup> No Brasil, por legislação posterior, existe a CCC dos sistemas isolados, principalmente os da região Amazônica, paga por todos consumidores do Brasil, como que em um esquema de subsídios cruzados.

quando o retro transcrito artigo foi revogado pela Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998.

Para suceder o GCOI, foi instituído pela mesma Lei n.º 9.648, um novo agente, no caso, o *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS), com a responsabilidade estabelecida no respectivo Art. 13, que diz:

*“Art. 13. As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.*

*Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétrico, constituirão atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:*

- a) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletro-energéticos interligados;*
- b) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;*
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletro-energéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;*
- d) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;*
- e) propor à ANEEL<sup>6</sup> as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;”*

Tendo em conta a incerteza inerente às previsões do regime de chuvas do ciclo hidrológico seguinte ao que se esteja em curso, que se constituem no efetivo insumo para a geração hidrelétrica, o processo de *planejamento da operação*, no Brasil, conduzido, tanto na época do GCOI, como pelo ONS, é tratado em duas etapas:

- a) por um *Plano Anual de Operação*, de natureza tática, focalizando o ano calendário civil seguinte e os quatro anos que o sucedem, sendo revisto quadrimestralmente, ao longo do ano em foco, permitindo se construir e manter atualizadas as *políticas*

*de operação* das termelétricas em função dos níveis dos reservatórios e das tendências hidrológicas que venham a ocorrer; e

- b) por sucessivos *Programas Mensais de Operação*, revisados semanalmente, de natureza operacional, que indicam a trajetória ótima da operação dos diversos reservatórios do sistema eletro-energético interligado e dos despachos das diversas termelétricas disponíveis.

No caso Brasil, modelos matemáticos utilizando programação dinâmica probabilística foram desenvolvidos para decidir entre: (a) usar água que se tenha em estoque, nos reservatórios, ou (b) despachar as usinas térmicas que sejam flexíveis para isso, definindo, com isso, a *política ótima de uso dos reservatórios*.

Presentemente, o *software* oficial adotado pelo *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS) e pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE), sucessora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), para planejar e programar a operação energética do sistema interligado brasileiro, é o NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), cuja formulação matemática básica pode ser vista em PEREIRA (1989).

A análise e o tratamento do problema de otimizar o *planejamento da operação energética do sistema* está fora do foco da presente Dissertação, contudo uma visão sintética da modelagem do problema encontra-se no **Anexo I**, sendo, em nossa opinião, uma área propícia para atrair muitos desenvolvimentos acadêmicos e extremamente interessante para pesquisas de novos métodos, modelos e formulações.

### **2.3.3. O processo de planejamento da expansão da geração, na forma desenvolvida pela ELETROBRÁS.**

O processo integrado de planejamento da expansão dos sistemas de geração de energia elétrica no Brasil foi estruturado pela ELETROBRÁS, a partir de 1964, em consonância com uma das missões para a qual aquela empresa foi criada.

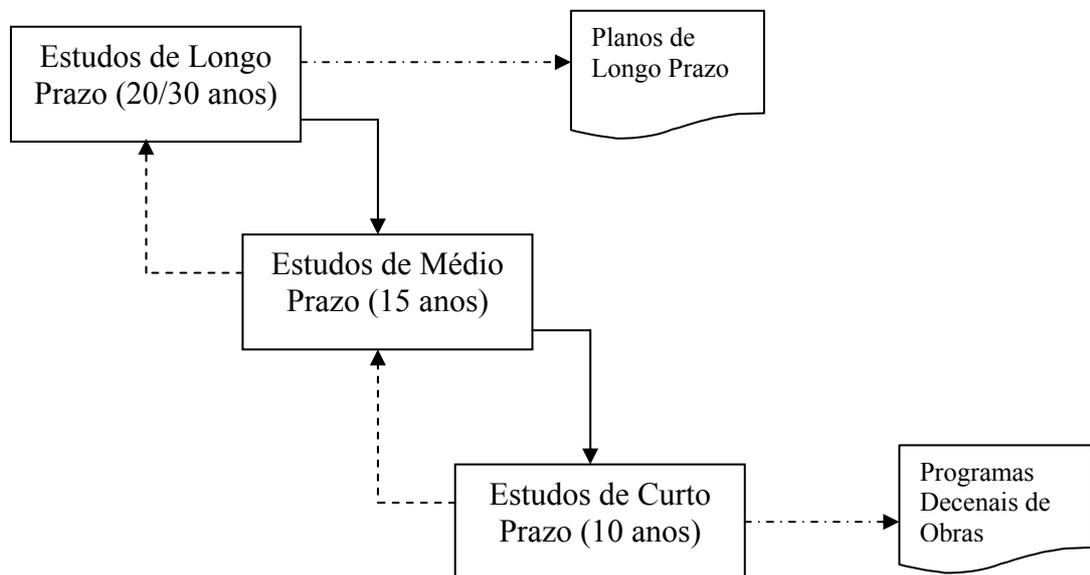
---

<sup>6</sup> Pela Lei n.º 10.848, de 15.03.2004, o ONS deve fazer o encaminhamento ao Poder Concedente, no caso O MME, e não mais à ANEEL.

Tal processo foi aperfeiçoado ao longo dos anos 70's e 80's, conforme já foi relatado no item 2.2, desta Dissertação. Foram seguidas metodologias próprias para países de elevada disponibilidade de potencial hidrelétrico competitivo. Similar ao Brasil, podia-se servir de referência, apenas, a Província de Quebec, no Canadá, e a Noruega, para onde foram enviados técnicos da ELETROBRÁS e das empresas geradoras, para se aperfeiçoar.

A elevada dimensão do potencial hidrelétrico brasileiro, a inclusão das bacias hidrográficas em regiões tropicais, com vazões dependentes de chuvas e não de volumes de neve acumuladas nas montanhas, aliada às grandes distâncias entre usinas e centros de carga, davam, como ainda dão, desafiantes diferenciais técnicos ao caso Brasil.

Ao atingir meados dos anos 80's, o processo de planejamento da expansão dos sistemas de energia elétrica brasileiros era conduzido pela ELETROBRÁS, sob três níveis de abordagem, conforme apresentado na Figura 2.3.3.1, a seguir:



*Figura 2.3.3.1 - Cadeia Temporal do Planejamento da Expansão de Geração adotada pela Eletrobrás, nos anos 80's e 90's.*

Em FORTUNATO *et al.*, (1990), tem-se uma visão bastante detalhada do processo e das metodologias adotadas pela ELETROBRÁS no processo integrado de planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro.

- Os *estudos de longo prazo* analisavam horizontes de até 30 anos e eram para serem realizados, em princípio, a cada cinco anos. A dinâmica política e macro-econômica do Brasil nem sempre possibilitou, infelizmente, se seguir com essa cadência.

Foram realizados pela ELETROBRÁS, conforme já comentamos no item 2.2, desta Dissertação, os seguintes estudos de longo prazo: *Plano 90*, em 1974; *Plano 92*, em 1977; *Plano 95*, em 1979; *Plano 2000*, em 1981; *Plano 2010*, em 1987; e, finalmente, o *Plano 2015*, em 1992-1993.

Tratavam, os *estudos de longo prazo*, do levantamento de potenciais de fontes energéticas para produzir eletricidade que se poderia contar e como visualizar o “*mix energético*” da geração, no futuro, fornecendo diretrizes gerais para os estudos de médio prazo, indicando alternativas de geração térmica de complementação à geração hidrelétrica, esta sempre considerada, pela ELETROBRÁS, como a alternativa básica preferencial da evolução do parque gerador brasileiro.

Como uma das ferramentas computacionais para os *estudos de longo prazo*, a ELETROBRÁS chegou a montar em 1980, na época dos *Plano 95* e *Plano 2000*, um modelo de análise de expansão a longo prazo da geração em programação linear, que se denominou DESELP, suportado no *package* MPSX/370 da IBM, utilizado, também, no *Plano 2010* e *Plano 2015*, modelo, esse, sobre o qual comentaremos adiante.

- Os *estudos de médio prazo*, com horizonte de até 15 anos, serviam de ligação entre os de longo prazo e os de curto prazo. Esses estudos incluíam a realização de inventários dos potenciais hidrelétricos das bacias hidrográficas, o dimensionamento ótimo da capacidade das usinas hidrelétricas identificadas. Permitiam a definição do custo de investimento e, assim, do *custo unitário total de produção* da usina, expresso em R\$/MWh, critério técnico básico de indicação da seqüência ótima para entrada em operação dos empreendimentos de geração.

Por tal *critério de ordenação*, as usinas, sejam hidrelétricas ou não, seriam programadas na ordem crescente dos respectivos custos unitário de produção, formando como que um indicador de ordem de mérito das usinas concebidas. No final dos anos 80's, o CEPEL chegou a desenvolver alguns modelos computacionais para otimização da data de entrada em operação de novas usinas no sistema interligado brasileiro, utilizando programação dinâmica, cujas formulações podem ser conhecidas em PEREIRA *et al.* (1987), DA COSTA *et al.* (1989) e CAMPODÔNICO *et al.* (1989).

- Os *estudos de curto prazo*, realizados anualmente, tinham um horizonte decenal, ou seja, de dez anos. Geravam, em cada ciclo, um programa decenal de obras, com as datas requeridas para entrada em operação das diversas novas obras de geração ou de transmissão associadas de modo a se atender ao mercado previsto com determinado nível de confiabilidade.

Os modelos computacionais utilizados nos estudos de curto prazo eram, como ainda são, modelos de simulação em versão agregada (sistema ou subsistemas hidroelétricos equivalentes, respectivamente, conhecidos pelas siglas MSE e MSSE, e mais recentemente, o NEWAVE) e em versão de usinas hidrelétricas individualizadas (MSUI), todos desenvolvidos pela ELETROBRÁS/CEPEL.

- Os *programas de obras*, frutos dos *estudos de curto prazo*, permitiam projetar os requisitos de investimentos financeiros, possibilitando, dessa forma, o planejamento econômico-financeiro das empresas. Usavam projeções, anualmente, atualizadas da evolução do mercado de energia elétrica, adotando, em geral, hipóteses de evolução do Produto Interno Bruto e de outros indicadores econômicos, permitindo análises de sensibilidade quanto a variações de taxas de crescimento do mercado. Em formatação denominada de *Planos Decenais de Expansão dos Sistemas de Energia Elétrica*, eram, a partir de meados dos anos 80's, aprovados pelo Ministério de Minas e Energia e divulgados com a sociedade, servindo,

também, de referencial para a indústria e fornecedores de equipamentos e serviços.

Após a extinção do GCPS, ocorrida em 1998, conforme já abordamos, ocorreram apenas três ciclos anuais dos *estudos de curto prazo* de planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiro, tendo o CCPE, sob a coordenação da Secretaria de Energia do MME e no papel de sucessor do GCPS, emitidos os *Planos Decenais de Expansão 2001-2010*, *2002-2001*, e, o último, tendo sido o *2003-2012*, cujo sumário executivo está disponível pelo site <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>.

No momento, a sociedade brasileira aguarda, com certa ansiedade, a estruturação e operacionalização da ***Empresa de Pesquisa Energética - EPE***, criada pela Lei no. 10.847, de 15 de março de 2004, para que o processo de planejamento da expansão do sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica venha a ser retomado. Todavia, o será, com certeza, dentro de uma complexidade contextual bem maior que aquela vivenciada pela ELETROBRÁS, conforme já ensaiamos tratar ao final do item anterior e abordaremos adiante.

## 2.4. ALGUNS CONCEITOS E PREMISAS ADOTADAS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO, NO BRASIL, QUANDO COORDENADO PELA ELETROBRÁS.

O processo de *planejamento da expansão da geração*, no Brasil, quando coordenado pela Eletrobrás, sob o aspecto técnico se baseava em um critério de avaliação “custo-benefício”, expresso por um *índice de mérito* \$/MWh, que, convém salientar, caracteriza uma formulação do tipo mono-objetivo, pelo qual buscava *minimizar o custo total para produzir novos montantes de energia elétrica*, incluindo-se, no custo total, os custos fixos das usinas (custos de investimento e custos fixos de operação) e os custos variáveis de geração.

No caso das usinas hidrelétricas, têm-se, basicamente, custos fixos, pois os custos variáveis são reduzidos, todavia a previsão da quantidade de energia a produzir depende do volume de água que passará pelas turbinas. Como a vazão afluente ao conjunto de reservatórios é uma variável aleatória, pois, conforme retro comentado, são geradas por fenômenos meteorológicos, adota-se um nível de garantia para a vazão mínima afluente, o qual é usual que seja:

- a) as menores afluências de vazão do histórico hidrológico conhecido (no conceito de *energia firme*), ou
- b) uma hipótese de cenário de afluência que tenha um nível probabilístico de significância de  $\alpha\%$  de não vir a ocorrerem vazões inferiores (no conceito *energia assegurada sob um nível de risco de  $\alpha\%$* ).

Desde o final da década de 70, o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro abandonou o conceito original de *energia firme* utilizado nos estudos do CANAMBRA e ENENORDE, incorporando o de *energia garantida a 5% de risco*, estando, todavia, no momento, o valor aceitável de qual deva ser o  $\alpha\%$ , sendo objeto de debates e manifestações de técnicos e pela associação dos geradores térmicos.

O dimensionamento da capacidade instalada das usinas hidrelétricas leva em conta se a usina é ou não, a *fio d'água*. Ou seja, se terá algum reservatório associado, que, dependendo do porte, poderá ser de regularização diária, semanal, anual ou plurianual. Além das condições topográficas do sítio onde se localizará o reservatório, custos econômicos e ambientais são os fatores limitantes na definição do tamanho do reservatório.

O número de unidades geradoras da usina hidrelétrica incorpora critério de reserva para indisponibilidade forçada ou programada, sendo um fator importante na definição da capacidade individual dos geradores e da confiabilidade elétrica do atendimento às cargas.

O custo variável por unidade de MWh de geração das hidrelétricas é muito reduzido, pois não se compra a água a turbinar. Registre-se que, no Brasil, os proprietários das hidrelétricas pagam, até agora, apenas uma taxa de *royalties* de 6% (seis por cento) sobre o valor da energia elétrica produzida pelas usinas, que, em 2004, resultou em uma taxa de R\$ 3,06/MWh efetivamente gerado, cujo montante correspondente é recolhido a ANEEL, a qual distribui aos estados e municípios que tiveram áreas inundadas pelo reservatório da usina.

Em contrapartida, pelo lado das usinas termelétricas, o custo variável é significativamente elevado em função do consumo e custo do combustível e a quantidade de energia a produzir será função do *fator de utilização*. Ou seja, do percentual de horas em que a usina estará em plena carga, em geral, se possível, o nível de melhor rendimento.

Uma usina qualquer, seja hidrelétrica, térmica ou mesmo uma das chamadas fontes alternativas, que demande um montante de investimento total igual a  $Y_{INV}$  unidades monetárias (reais, por exemplo), incluindo os juros do capital investido durante o período de projeto e construção do empreendimento, exigirá, subordinadamente a um custo de capital de  $i_{cap}$  % a.a., um fluxo financeiro de recuperação de  $R_{INV}/ano$ , durante um tempo de  $N$  anos, normalmente, de no mínimo de 20 a 30 anos.

Por outro lado, para produzir uma quantidade de energia elétrica igual a  $X_{EG}$  MWh/ano, onde  $X_{EG} = \text{potência da usina em MW} \times 8760 \text{ horas} \times \text{fator utilização a plena carga}$ , o

custo de operação será igual a  $CF_{OP}$  (custo fixo de operação) mais  $CV_{OP}$  (custo variável de operação), este último dado pelo produto “ $X_{EG} \times CVU_G$ ”, onde  $CVU_G$ , expresso em \$/MWh, representa o Custo Variável Unitário de Geração.

Dessa forma, o Custo Unitário Total de Produção ( $CUTP$ ), também chamado de *índice de mérito* da usina, é igual a:

$$CUTP = (R_{INV}/ano + CF_{OP} + CV_{OP})/X_{EG}$$

Ou:  $CUTP = [(R_{INV}/ano + CF_{OP})/X_{EG}] + CVU_G = CFU_G + CVU_G$ , onde:

$CFU_G = [(R_{INV}/ano + CF_{OP})/X_{EG}]$  é o custo fixo por unidade de MWh produzido ou mesmo produzível pela usina, em cada ano, capaz de recuperar e remunerar o capital investido  $Y_{INV}$  e os custos fixos de operação ( $CF_{OP}$ ).

O  $CUTP$ , ou melhor, o *índice de mérito* da usina é normalmente expresso em R\$/MWh ou mesmo US\$/MWh, usando-se, nesse caso, uma moeda internacional para melhor estabilidade monetária de comparação.

Veja-se que sob essa definição, o *índice de mérito* é definido para um dado valor de  $X_{EG}$ , a quantidade de energia que a usina poderá garantir subordinadamente às premissas adotadas de hidrologia, no caso das hidrelétricas, ou de disponibilidade, no caso das térmicas ou de outras fontes.

- *A hierarquização das usinas*

O planejamento da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro, coordenado pela ELETROBRÁS, na sua formulação técnica, adotava a hierarquização em ordem crescente do *índice de mérito* das hidrelétricas. Isto possibilitava, conceitualmente, minimizar o custo dos planos de expansão e deixar as hidrelétricas menos competitivas para o futuro, ocasião na qual o cálculo dos custos totais da produção de energia elétrica, a ser cobrado aos consumidores, seria beneficiado pela energia de baixo custo das usinas antigas, cujos investimentos já tivessem sido amortizados.

Dessa forma, projetada uma determinada demanda média  $Dm_j$ , expressa em MW médio, para um dado ano  $j$  (ou outro período de tempo), o planejamento da geração, em síntese, consistia em hierarquizar, como que montando uma “pilha de recursos”, conforme

esquematisadas na Figura 2.4.1, as “energias garantidas”  $EG_i$ 's, associadas às usinas possíveis de serem implantadas, de acordo com a ordem crescente do respectivo *índice de mérito* ou custo unitário total de produção  $CTUP_i$ , sendo, no caso,  $CTUP_1 < CTUP_2 < \dots < CTUP_n$ .

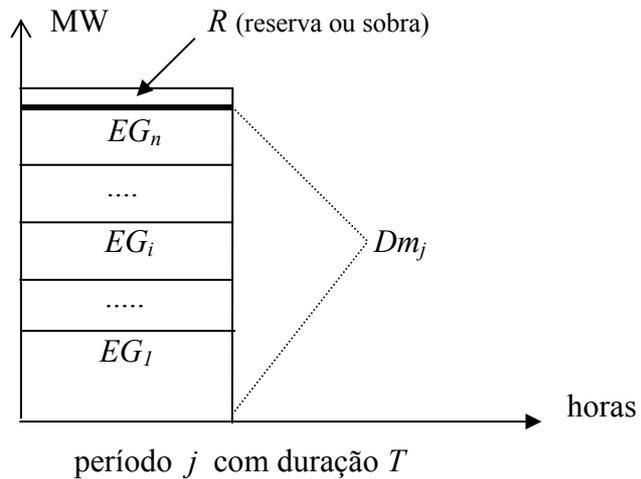


Figura 2.4.1. – Ordenação de energias garantidas por ordem de mérito

Veja-se que, se a largura da “pilha”, no eixo das abscissas, representar o número de horas  $T$  de um período de tempo,  $j$ , qualquer, e se a altura de cada faixa da “pilha” corresponder, proporcionalmente, à potência média, expressa em  $MW_{\text{médio}}$ , de uma usina  $i$ , resultará que a área de cada faixa da “ pilha” corresponderá à energia garantida por cada usina  $i$  e a reserva (ou sobra)  $R$ , derivada de um balanço estático, pode ser obtida pela seguinte expressão:

:

$$R = D_m - \sum_{i=1}^n EG_i .$$

Além disso, se no período de tempo seguinte,  $j + 1$ , a demanda média projetada for  $Dm_{j+1}$ , haverá de ser programada para instalação mais outra usina, no caso representada pela energia  $EG_{n+1}$ , de custo  $CTUP_{n+1} \geq CTUP_n$ .

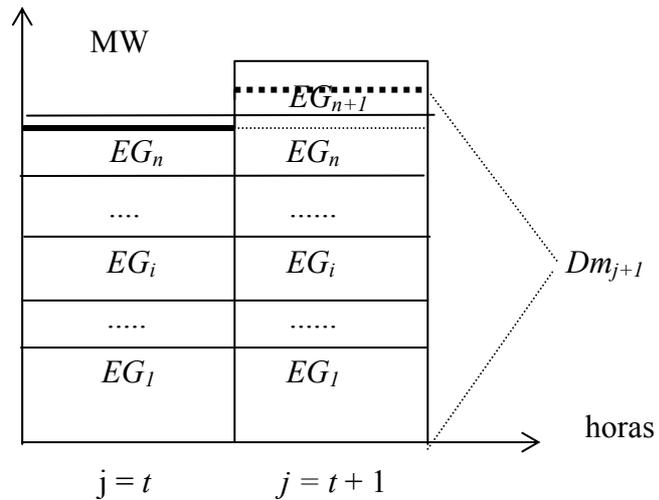


Figura 2.4.2. – Ordenação de implantação de usinas por ordem de mérito

Tal formulação estratégica acarretava em que a opção de fonte de geração não hidrelétrica apenas entrava nos planos de expansão marginalmente ou em função de políticas energéticas governamentais superiores, como ocorreu com o caso das nucleares, no governo Geisel. Ou como nos programas de usinas para uso de carvão da região Sul, no governo Figueiredo ou ainda tão somente na situação de perspectivas de esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo quando visualizado para os anos finais do horizonte dos estudos de planejamento de longo prazo.

Cabe ressaltar que, em face às questões de interesses empresariais, políticos ou de desenvolvimento regional, a ordenação das usinas hidrelétricas, por critério técnico, muitas vezes não era respeitada, pois alguns estados de maior poder econômico, tais como: São Paulo, Minas e Paraná, tinham interesse em construir determinadas usinas em seus territórios e forçavam situações que tinham de ser absorvidas nos planos coordenados pela ELETROBRÁS.

A hierarquização das hidrelétricas pelo *índice de mérito* também permitia indicação daquelas que tinham custo unitário total de produção inferior ao das usinas termelétricas energeticamente equivalentes, garantindo-se, dessa forma, um *ótimo econômico* para os planos de expansão, o que possibilitava a postergação de usinas térmicas à base de derivados de petróleo, para não onerar a balança comercial brasileira.

Os ciclos anuais de planejamento da expansão avaliavam os níveis de risco de déficit que estavam sendo sinalizados para os anos futuros. Como as energias asseguradas pelas usinas eram calculadas sob o nível de risco de 5%, ou seja, com um *nível de garantia de 95%*, era natural que se buscasse perseguir um risco máximo de déficit sistêmico de 5% ao longo dos anos. Dessa forma, na perspectiva de riscos acima de 5%, tinha-se a indicação de que a disponibilidade de oferta de energia elétrica poderia vir a ser inferior à demanda prevista e, desse modo, isto dava uma sinalização da necessidade de se antecipar à entrada em operação de novas usinas para reduzir o risco de déficit.

Cabe aqui se fazer uma observação: a forma da função distribuição de probabilidade acumulada das vazões, e assim da *energia natural afluyente*, tem uma taxa de crescimento muito acentuada para níveis de risco acima de 5%, como se visualizará em gráficos contidos no Capítulo 4, fazendo com que atrasos de obra tendam a gerar rápidos crescimentos nos níveis de risco de déficit.

O valor médio ponderado dos *índices de mérito* das usinas escolhidas para serem construídas, dentro de uma determinada janela do horizonte temporal de planejamento, pode ser visto como representando o *custo marginal da expansão da geração* ( $CME_G$ ), do respectivo horizonte. O  $CME_G$  indica, dessa forma, o custo incremental a ser incorrido por unidade de MWh a ser disponibilizado pelas novas usinas a serem incorporadas.

Sob a ótica puramente econômica, os marginalistas defendem que um planejamento ótimo do processo integrado de produção de energia elétrica ocorrerá quando o *custo marginal de expansão* se igualar com o *custo marginal esperado de operação* (CMO) do sistema existente, sendo o CMO igual ao *custo variável esperado* de atendimento ao consumo, considerando, inclusive, possibilidade de déficit de energia elétrica que é representado por um custo de penalização (uma térmica fictícia de custo unitário elevado, igual ao custo do déficit para a sociedade, expresso em R\$/MWh).

Veja-se que, no contexto do CMO, estamos tratando de um *valor esperado* tendo em conta a multiplicidade de cenários possíveis de ocorrer no futuro, como, por exemplo, os cenários hidrológicos, onde esses poderão ser modelados por séries históricas iguais às ocorridas no passado ou por séries sintéticas (séries matemáticas) geradas a partir das séries históricas, com base em modelos de geração de séries temporais, para ampliar o

“tamanho da amostra” e assim reduzir os intervalos de confiança das estimativas dos parâmetros das distribuições de probabilidades associadas à hidrologia.

Enquanto o CMO estiver abaixo do  $CME_G$ , significa que o *valor esperado* do custo variável de operação para atender a uma unidade de MWh é menor do que o custo marginal de investimento para suprir igual unidade, torna-se melhor, economicamente e sob a ótica probabilística, não investir em expansão e sim arriscar em atender ao mercado com o sistema existente, ou seja, com geração térmica ou mesmo com racionamento preventivo de energia.

Um programa de investimento ótimo, além de programar primeiro as usinas de menor índice de mérito, procurava obter um permanente equilíbrio entre o  $CME_G$ , ajustado pelo efeito dos investimentos em transmissão para levar a nova geração até as cargas, e o CMO no plano estrutural, ou seja, isolado do efeito conjuntural do armazenamento presente e das condições hidrológicas vigentes e de curto prazo.

Uma crítica que se poderia fazer, na nossa visão, a tal critério de otimização do processo integrado de planejamento da produção de energia elétrica, pelo balanceamento entre o CMO e o  $CME_G$  ajustado, é que o CMO sendo um *valor esperado*, ele seria quase que uma *mediana* da sua distribuição de probabilidade, implicando em se assumir um risco elevado de ocorrência de situações de custo operacional muito elevado para os casos de aflúncias baixas e assim a um risco de déficit maior.

Como esses custos operacionais, fundamentalmente associados com a geração termelétrica, eram cobertos por uma *Conta de Consumo de Combustível* (CCC) custeado pela tarifa de energia, cobrada aos consumidores, a adoção do valor esperado do CMO era a linha adotada pelas empresas e pelo setor elétrico.

Na ocorrência de anos hidrológicamente críticos que exigiam geração termelétrica elevada, passivos financeiros ficavam junto à PETROBRÁS que muitas vezes eram assumidos pelo Tesouro Nacional.

Caso o custo operacional fosse para ser assumido pelas concessionárias, certamente, que se teria adotado outro nível de significância para o CMO, talvez um Var (*value at risk*) do CMO no nível máximo de 10 ou 5%, exigindo assim maior investimento na expansão.

Na ótica das empresas, inclusive da ELETROBRÁS, planejar o sistema, atendendo limite de risco de déficit de 5%, era aceitável, sem que nunca o consumidor tivesse sido ouvido diretamente a respeito.

Registre-se que os estudos realizados, pela ELETROBRÁS, com base em modelagem estocástica das vazões, indicavam, conforme já comentamos, que o nível de risco da *energia firme* não era nulo, mas da ordem de 3%. Aumentar para 5% no contexto da crise financeira, que já se apresentava no início dos anos 80's significava apenas relaxar, um pouco, o critério de confiabilidade do suprimento energético de eletricidade.

Nesse ponto, encerrando este item da Dissertação, cabe deixar registrada uma questão importante, qual seja:

***O risco de déficit de energia elétrica (acionamento), no nível de 5%, na ótica de uma sociedade moderna e eletro-dependente como já é a brasileira, continua aceitável?***

A resposta a essa questão será, na nossa visão, um dos grandes debates nesses próximos anos, o que mostrará que planejar a produção futura de energia elétrica não poderá mais ficar baseado, tão-somente, no *mono-objetivo de minimização dos custos*. A confiabilidade/segurança do suprimento é outro objetivo que também, no nosso ponto de vista, haveria de ser explicitamente considerado no rol das funções-objetivo.

Veja-se que ao se assumir um nível de risco  $\alpha\%$ , qualquer que seja o valor, está se assumindo a disponibilidade de uma determinada quantidade mínima de energia hidrelétrica. Caso a natureza disponibilize mais, o que tem maior probabilidade (para valores pequenos de  $\alpha$ ) haverá uma sobra de energia, uma *energia secundária* que pode ser usada para atender aos aumentos de mercado ou compensar atrasos de obras.

O grande problema que se enfrenta ao se definir um nível de risco mínimo aceitável é o de ter de racionar o fornecimento de energia elétrica, se a natureza não tiver “boa

vontade”, ou seja, venham a ocorrer afluições menores do que aquela correspondente à *energia garantida no nível de risco  $\alpha\%$* . Tal situação pode também ocorrer se o mercado for mais elevado do que o projetado ou se surgirem atrasos de obras, que é o mais corriqueiro.

Tratar o planejamento do atendimento ao mercado de energia elétrica, sem que haja esquemas de reserva energética para enfrentar a situação de ocorrência de energia disponibilizada pelas hidrelétricas abaixo da *energia garantida*, ou seja, sem disponibilidade de parques de usinas térmicas de operação 100% flexível, formando um ***sistema de segurança energética***, é um risco para o país.

Creemos que esse que haverá de ser enfrentado, na nossa visão, pelo Ministério de Minas e Energia, necessitando, para isso, alteração dos *paradigmas técnicos* sobre os quais se alicerçou o planejamento da expansão do sistema de produção de energia no Brasil.

Voltaremos a este ponto, ao final desta Dissertação, ao apresentar uma proposta para atualização da abordagem do tratamento matemático do planejamento da expansão de longo prazo de sistema de geração de energia elétrica com alta preponderância de hidroeletricidade, como é o caso do Brasil.

Mas, por falar em *paradigmas*, vamos abordar a mudança de paradigma ocorrido no contexto mundial e no Brasil com a derrubada do modelo de *monopólio de suprimento regional*.

## **2.5. A MUDANÇA DE PARADIGMA: DOS *MONOPÓLIOS DE SUPRIMENTO REGIONAL* AO MODELO DE “ACESSO ABERTO” OU DE “COMPETIÇÃO”**

### **2.5.1. A mudança no contexto mundial**

O modelo de *monopólio de suprimento regional*, que reinou sem contestação na esfera mundial até os anos 80's do século passado tinha, como premissa fundamental, o fato de que uma concessionária de serviço público, estatal ou privada, era a única responsável pelo atendimento de eletricidade aos consumidores em sua área geográfica de concessão. Os consumidores eram, portanto, todos, *clientes cativos* da concessionária do suprimento ou da distribuição à região onde eles estivessem localizados.

Em uma variante do modelo de *monopólio de suprimento regional*, podiam também existir concessionárias de distribuição, cobrindo partes da área de concessão da concessionária supridora, como que uma franquia. Nesse caso, a distribuidora era uma *cliente cativa* da supridora regional.

No referido modelo, cabia à concessionária supridora planejar a expansão do seu parque gerador, capaz de atender ao mercado global de energia elétrica que ela mesma projetava para a sua área. O risco de não conseguir atender plenamente ao mercado era da supridora regional, a qual definia, assim, os seus critérios de confiabilidade do atendimento de acordo com as limitações financeiras, sendo, contudo, fiscalizada e regulada por órgãos públicos governamentais.

Em vários países, com o crescimento dos preços de energia elétrica, principalmente após os choques do petróleo, ocorridos nos anos 70's, muitas concessionárias distribuidoras, e mesmo os grandes consumidores, começaram a buscar alternativas mais econômicas de atender às suas respectivas necessidades.

Nem sempre o preço da energia elétrica vendida pela supridora regional era o menor, apesar da economia de escala. Muitas vezes, decisões equivocadas tomadas pelas supridoras quando da escolha dos projetos de geração ou mesmo custos reais elevados

incurridos na implantação dos mesmos, devido a atrasos ou às questões ambientais não previstas, criavam pressão inflacionária no aumento das tarifas das supridoras. A proteção do monopólio não forçava eficiência nas decisões e nos processos das empresas geradoras, na visão dos consumidores.

Por outro lado, alguns consumidores que implantavam projetos de autoprodução dentro de suas próprias instalações físicas, buscando redução de seus custos, apresentavam, muitas vezes, capacidade de excedentes de energia e procuravam a concessionária, seja de distribuição ou de suprimento regional para fazer acordos de *trocas de energia* em períodos distintos. Isto permitia que o autoprodutor negociasse a entrega do seu excedente à concessionária e o retirasse em outro período, em condições pré-acordadas, como que fazendo uma conta-corrente de energia elétrica. Isto nem sempre era do interesse das concessionárias, pois tinham que manter o sistema de *backup* para suprir os consumidores.

Cabe dizer que autoprodução, na maioria das vezes, derivava de projetos de cogeração, o que significava aumento na eficiência energética do uso de combustíveis ou dos resíduos industriais com algum valor energético, sendo assim projetos de interesse tanto econômico como de segurança para os países importadores de combustíveis que passaram a incentivá-los.

Em algumas situações, quando um mesmo grupo econômico possuía diversas plantas industriais (fábricas), em diferentes locais, era do interesse do grupo que os excedentes de energia elétrica, que uma instalação tivesse ou viesse a poder ter, fossem possíveis de transferência para outras das suas plantas. Nesses casos, o problema da troca de energia ficava mais complexo, pois envolvia um trânsito de energia pelas redes elétricas das concessionárias, questão essa que foi chamada de *wheeling* no jargão técnico, ou seja, de circulação de energia, e como tarifar esse “pedágio” era um problema técnico novo.

Muitas distribuidoras também começaram a implantar projetos de autoprodução ou mesmo desejar comprar energia dos chamados produtores independentes de energia elétrica, pois, em decorrência do desenvolvimento tecnológico de turbinas de avião, aplicadas em usinas termelétricas estacionárias, principalmente quando associado à

disponibilidade de gás natural, começaram a oferecer possibilidade de produzir energia elétrica a preços inferiores aos das concessionárias supridoras, cujas usinas muitas vezes estavam tecnológica e economicamente obsoletas.

Todo esse quadro de possibilidades cresceu muito em alguns países mais industrializados, no final dos anos 70's e durante os anos 80's, apesar da oposição das concessionárias de suprimento ou de distribuição, detentoras dos monopólios regionais, que viam perspectivas de seus mercados minguarem e com isso trazer sérias dificuldades para o ressarcimento dos investimentos que tinham sido realizados no passado e que ainda não haviam sido amortizados.

Conforme HUNT & SHUTTLEWORTH (1996), nos Estados Unidos, em 1978, foi emitido o *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), introduzindo a idéia da competição na geração de eletricidade, estabelecendo que as concessionárias adquirissem energia dos produtores independentes a preços iguais aos seus “custos evitados”. Ou seja, aos custos que a concessionária teria de incorrer para produzir igual quantidade de energia no ponto onde o produtor independente estivesse disponibilizando-a.

Crescentemente, os grandes consumidores e os produtores independentes, buscavam, intensamente, o “livre acesso” à rede elétrica, mesmo pagando pelo uso da mesma. Eram empresas privadas e naturalmente os proprietários, adeptos da livre iniciativa, pressionavam as concessionárias e os órgãos reguladores para que eles pudessem se conectar com liberdade à rede elétrica de alta tensão.

Vislumbravam, assim, que o “mundo fechado” da energia elétrica, sempre considerado, até então, como um *serviço de utilidade pública* pudesse vir a ser redesenhado como um “mundo aberto” em um *mercado de consumo*, no qual a competição se apresentasse como a forma mais eficaz de controle dos preços.

Os economistas justificavam tal visão com a modelagem da *teoria econômica dos preços* contida nos compêndios de Micro-Economia. Por sua vez, os advogados viam as discussões como uma grande oportunidade de crescimento dos respectivos mercado de trabalho. A nova onda crescia e cresceu rápido, deixando muitos

engenheiros elétricos atônics e assustados. Ao reagirem ou identificarem “problemas a resolver”, eram vistos, muitas vezes, como “dinossauros”... no Brasil e no mundo.

O fato é que ocorrem duas questões específicas no contexto dos sistemas elétricos que os diferenciam de outros sistemas, quais sejam:

- a) O *produto* energia elétrica não pode ser visto como uma *commodity* simples. Quem a produz, a entrega à rede elétrica. A rede é que reparte, com os consumidores, a energia total recebida das plantas geradoras.
- b) Deve haver um permanente e contínuo equilíbrio entre a produção e o consumo. A energia na forma de eletricidade tem muito pouca possibilidade de ser armazenada. Ela é continuamente transformada em outra forma de energia (luz, mecânica, calor ou radiação). Desequilíbrios entre produção e consumo geram desvios de frequência na corrente alternada da rede elétrica que perturbam o sistema elétrico, os geradores e os equipamentos instalados nos consumidores.

Por outro lado, seria um contra-senso permitir o lançamento, por diferentes empresas, de redes elétricas de transmissão ou de distribuição de energia elétrica, nos mesmos corredores ou espaços, competindo pelo serviço de transporte de eletricidade. Em vista disso, as redes elétricas são e continuam sendo consideradas como *monopólios naturais*, nos quais concessionárias reguladas respondem por elas.

Segundo, também, podemos colher em HUNT & SHUTTLEWORTH (1996), a grande evolução no campo das reformas institucionais do setor de energia elétrica partiu da Grã-Bretanha (Inglaterra e País de Gales), quando da gestão da primeira-ministra Margareth Thatcher, como apoio a um grande programa de desestatização da prestação de serviços públicos.

Aquele país tinha a CEGB – *Central Electricity Generating Board*, como a sua empresa estatal responsável pela produção e transmissão de eletricidade, e doze distribuidoras regionais, todas do governo, que compravam energia produzida pela CEGB. Uma ampla reforma institucional foi, então, desenvolvida, em 1988, associada a um processo de cisão da CEGB em duas geradoras, que foram privatizadas, e uma

transmissora, tendo sido criada uma empresa de transmissão, a *National Grid*, mantida sobre controle do governo.

A *National Grid* ao ser criada tinha, também, o papel de adquirir energia das duas geradoras e de produtores independentes, os quais se apresentavam, na Inglaterra, com a firme perspectiva de produzir energia competitiva com o uso de gás natural de grandes reservas que haviam sido descobertas no Mar do Norte. As distribuidoras foram todas privatizadas.

Começou, assim, ao final dos anos 80's, a se falar em energia elétrica como sendo uma mercadoria, ou na linguagem anglo-saxônica, uma *commodity* e o transporte da energia como um *serviço*. Os vendedores e os compradores da nova *commodity*, fechando as suas vendas e compras em um ambiente de mercado com preço livre, fixado pelas ofertas de pares de montantes de produção (ou consumo) e preço, e protegendo-se contra oscilações de preço com suporte em contratos.

O mundo financeiro que tratava das usuais *commodities*, viu, então, a energia elétrica como um grande espaço para os seus negócios. Mercado *spot*, mercado de futuros (*forwards*) e de opções (*options*), ou seja, o universo dos derivativos financeiros, também, passou a ser introduzido nos negócios de compra e venda de energia elétrica.

Nesse contexto, o serviço de transporte ou o *serviço do fio* passava, no novo modelo, a ser prestado por concessionárias de transmissão e de distribuição. Os produtores e os consumidores pagariam através de uma *tarifa de transporte* pelo uso da rede elétrica, em função da potência injetada ou retirada da rede elétrica. Essa tarifa poderia ser um valor único por MW, tipo um selo (*postage stamp*), ou, no que seria mais justa, uma tarifa nodal, função do ponto ou zonas onde se desse a injeção ou a retirada, permitindo que injeções em zonas com deficiência de geração pagassem menos pelo uso da rede do que quando fosse em zonas com excesso de produção e o inverso quando se tratasse de retiradas de cargas.

A receita derivada dos pagamentos pelo serviço de transporte deveria ser tal que permitisse a remuneração dos investimentos nas redes de transmissão e de todos os seus custos de operação e de manutenção, inclusive os de gerenciamento da operação

integrada do *grid*. Ou seja, da *rede básica* interligada de alta tensão que cobrisse uma dada região ou mesmo, como no caso da Inglaterra, o país.

Paralelamente, as políticas de responsabilidade estatal ou mesmo governamental direta, no campo de suprimento de energia elétrica, começaram a entrar em crise nos países do Terceiro Mundo. Essa crise decorria do crescimento do endividamento desses países após os choques do petróleo, os quais geraram grande oferta de *petrodólares* nem sempre bem aplicados pelos países que se endividaram.

O risco de crédito alocado a esses países crescia. Moratórias no serviço da dívida, desses países, tais como ocorreu com o Brasil, durante o governo do presidente Sarney, indicavam, aos setores financeiros internacionais, que algo deveria mudar.

A iniciativa de reforma do setor elétrico adotada pela Inglaterra, por uma opção política, foi seguida por outros países para gerar recursos, visando reduzir as dívidas. Na América do Sul, ocorreram com o Chile e com a Argentina, no início dos anos 90's, por parte de administrações centrais adeptas do liberalismo econômico.

Ainda conforme HUNT & SHUTTLEWORTH (1996), nos Estados Unidos, por sua vez, em 1992, através do *US Energy Policy Act of 1992* (EPAct), foi permitido que os grandes consumidores pudessem escolher o seu supridor e obrigando as concessionárias a transmitirem a energia deles, através das redes delas, operação esta que era chamada de *wholesale wheeling*.

Em 1993, conforme WORLD BANK (1993), o Banco Mundial publicou um livreto intitulado "*The World Bank's role in the sector electric: policies for effective institucional, regulatory and financial reform*", definindo linhas de ação (*guidelines*) daquela instituição, nas quais, a questão de apoiar as reformas que possibilitassem atrair capital privado para investir no setor elétrico dos países em desenvolvimento estava amplamente destacada. Visavam, com isso, se enfrentar a escassez crescente de capital público para as demandas crescentes em infra-estrutura que os estudos estratégicos no plano mundial estavam a indicar.

Foi vista assim, por muitos, como sendo possível a introdução da *competição* e da *livre escolha* dentro do setor elétrico, mesmo que isso não fosse, como de fato não o é, uma tarefa simples. Para os políticos de tendência liberal, propiciou uma nova bandeira de luta.

HUNT, S. & SHUTTLEWORTH, G. (1996), apresentam diferentes modelos de abordagem da questão, evidenciando, na época da publicação do livro, que os países que desejassem se definir sobre reforma institucional em setor elétrico poderiam, inclusive, seguir uma seqüência de etapas, desde o modelo de *monopólio regional*, chamado no livro de Modelo 1, ou:

- passar pelo Modelo 2: *agência de compras*;
- pelo Modelo 3, mercado de *livre mercado no atacado*;
- pelo Modelo 4, *livre mercado no varejo*.

Variantes intermediárias poderiam ser seguidas, a depender da estrutura de produção de energia elétrica do país. No mercado de varejo plenamente implantado, ou seja, na plenitude do Modelo 4, qualquer consumidor, de qualquer nível de consumo, como, por exemplo, uma simples residência, poderia comprar energia de qualquer produtor ou comercializador.

É o conceito de *energia livre* ou de *energy choice*, que significa *liberdade* ao consumidor, “bandeira” que, na nossa opinião, é a maior força que moveu e que ainda continuará movendo as reformas no setor elétrico pelo mundo afora, pois brota da natureza humana de não ser cativo de ninguém.

Nessa situação, em limite, a conta de energia elétrica que é paga pelo consumidor, fora os tributos e outras taxas, divide-se em duas parcelas:

- a) uma, tarifada e regulada, pelo *uso dos fios*, sejam os da distribuidora a que fisicamente esteja ligado e também das transmissoras que formam a rede elétrica interligada regional ou nacional, e
- b) outra, sob regime de preço negociado, *pela compra do pacote de energia* a algum fornecedor.

No pleno uso do conceito de *energia livre*, cabe à distribuidora da área geográfica onde se localiza o consumidor, entregar a energia elétrica ao consumidor com confiabilidade, independentemente de que a energia tenha sido comprada de outra empresa, podendo esta ser uma simples comercializadora de energia elétrica e que tenha sido produzida por outros terceiros.

Criou-se, assim, o “mundo dos contratos”, cujos fluxos financeiros decorrentes podem ser bem distintos dos fluxos físicos de energia. E com isso, levou-se a comercialização de energia elétrica às mesas dos operadores financeiros pelo mundo afora, panorama que está chegando, finalmente, também, no Brasil, atraindo os financistas para o “mundo elétrico”.

### **2.5.2. A mudança institucional ocorrida no Setor Elétrico Brasileiro**

Nesse novo e revolucionário quadro, na área de energia elétrica, o Brasil adentrou em 1995, pressionado pela Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, quando foram criadas as figuras do *produtor independente de energia elétrica* e do *consumidor potencialmente livre*, antes inexistente, dentro do arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro, conforme já comentado nesta Dissertação, absorvendo as mudanças que ocorriam no ambiente internacional.

Acoplado ao processo de desestatização de concessionárias de serviços públicos de geração e de distribuição de energia elétrica, conduzido pelo governo do presidente Fernando Henrique Cardoso e por vários governos estaduais, além do apoio do Banco Mundial, diversos outros instrumentos legais foram construídos, com participação do Congresso Nacional, onde o governo federal tinha maioria, definindo assim, uma nova estrutura institucional para o setor elétrico brasileiro.

Dessa forma, pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi criada a *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), sucedendo ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), cabendo a ela atuar como *ente regulador* do funcionamento do setor elétrico brasileiro, fiscalizador da prestação dos serviços de eletricidade prestados pelos concessionários regulados e como o poder concedente por delegação da União.

Pela Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, foi criado o *Mercado Atacadista de Energia Elétrica* (MAE), na forma de uma sociedade civil, sem fins lucrativos, e formada por adesão de agentes de produção e de consumo de energia elétrica, caracterizando-se como uma tentativa de implantação de um mercado auto-regulado.

A mesma Lei n.º 9.648, como já destacamos, criou o *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS), também na forma de uma sociedade civil, sem fins lucrativos, e formada por agentes de produção, de transmissão e de consumo de energia elétrica, com o papel de ser a *concessionária da operação integrada* da rede básica do sistema interligado nacional e, assim, regulada e fiscalizada pela ANEEL.

O ONS, conforme já comentado, iniciou as atividades no final de 1998, sucedendo ao Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI), que era coordenado pela ELETROBRÁS, desde 1973.

Sobre as decisões do ONS, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME), ficou, inicialmente, apenas com poder de veto no âmbito do Conselho de Administração.

O ONS, apesar de ser uma associação civil e formada pelos próprios agentes do setor, foi instituído como um órgão sobre o qual a administração do Governo Federal cabia apenas vigiá-lo, em face de suas responsabilidades pela segurança do abastecimento de energia elétrica à maior parte do nosso país.

No tocante ao processo de planejamento da expansão dos sistemas de produção de energia elétrica, o modelo original desenhado pelo Ministério de Minas e Energia, no governo FHC, com apoio de consultoria internacional e de diversos técnicos brasileiros convocados para ajudá-lo, deixava ao “sabor do mercado” as decisões de quando e onde investir em novas usinas.

Todavia, após uma mudança de titular ocorrida no início de 1999, no começo do segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso, através da Portaria MME n.º 150, de 10 de maio de 1999, o governo federal, através do Ministério de Minas e

Energia, resolveu que deveria voltar a ter atuação, mesmo que indicativa, no planejamento da expansão do setor elétrico.

Pela referida Portaria, o MME assumiu o papel de coordenador de um *Comitê Coordenador de Planejamento do Setor Elétrico*, sigla CCPE, encerrando-se, assim, formalmente, as atividades do Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema (GCPS) que, desde 1980, era coordenado pela ELETROBRÁS.

Com as suas empresas atuando em um mercado de competição por concessões e de venda de energia, ficou questionável que a ELETROBRÁS continuasse a exercer a função de desenvolvimento e coordenação do planejamento do setor, mesmo que estivesse tecnicamente bem preparada para tal mister.

Passou a caber, destarte, ao CCPE, produzir um *planejamento indicativo* da expansão da geração, sendo que, para a transmissão, o CCPE passou a emitir um *Programa Determinativo de Transmissão* com horizonte de 4 (quatro) anos, o qual era confrontado e consolidado, pelo Ministério de Minas e Energia, com a visão de necessidades de *ampliações e reforços de transmissão* indicados pelo Operador Nacional do Sistema.

Preocupado com níveis de risco de déficit elevados para os primeiros anos à frente e com a falta de decisões de investimentos em expansão de geração por parte dos agentes privados, além de ter a intenção de acelerar a introdução do gás natural na matriz de produção de eletricidade no Brasil, para viabilizar, financeiramente, a implantação do Gasoduto Bolívia-Brasil, o Governo Federal, através do MME, lançou, em fevereiro de 2000, o *Programa Prioritário de Termelétricas* (PPT).

Procurou, assim, oferecer condições de atratividade a opção de geração termelétrica a gás natural, sendo que muitos dos projetos foram assumidos por concessionárias distribuidoras, sob um discutível modelo de “autocompra”, também chamado de *self dealing*, todavia com garantia de repasse dos custos da compra para os consumidores.

Mesmo na iminência e, depois, na ocorrência do racionamento em 2001, muitos dos projetos do PPT não vingaram, fazendo-se exceção, mesmo com atrasos, apenas a

aqueles associados a algumas das distribuidoras, que possuíam mercado garantido, para permitir assinar os contratos de compra de energia, também denominados de “PPA’s” (*power purchase agreement*, ou seja, contrato de compra de energia), com as sociedades de propósito específico (SPE’s), acionistas das termelétricas, das quais as próprias distribuidoras participavam . Atos legais, mas discutíveis!

O racionamento de 2001, contudo, permitiu que fossem evidenciadas várias questões para ajustes, conforme passou a tratar o MME, sob a gestão de outros titulares, em 2001 e em 2002. Um ponto extremamente positivo do racionamento de 2001, na nossa opinião, foi o de se retornar a gestão da mudança institucional do setor elétrico para a alçada de especialistas em energia elétrica.

Antes, as mudanças de modelo institucional vinham sendo conduzidas muito centralizadamente, no plano governamental, cujo pólo decisor residia, conforme já registrado nesta Dissertação, dentro do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), condutor, pela Lei no. 9.491, de 1997, de Programa Nacional de Desestatização (PND). O próprio MME era um ator sem muita força no processo e a ELETROBRÁS muito menos.

Depois do racionamento de 2001, o MME chegou a compor um documento, com o suporte de vários técnicos do setor elétrico, intitulado *Relatório de Progresso N.º 4, do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico*, o qual relacionou diversas medidas a serem desenvolvidas.

Aquele *Relatório* restou, pelo governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, como que uma sugestão de lista de providências a serem conduzidas pelo novo governo eleito em novembro de 2002, o qual tomou posse em 1º de janeiro de 2003.

O governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva assumiu, inicialmente, com uma visão muito diferente para o setor elétrico, em confronto direto com aquela que havia sido desenvolvida pelo governo anterior. Um exemplo foi o documento, com título “*Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro*”, emitido em abril de 2002, pelo *Instituto de Cidadania*, vinculado o Partido dos Trabalhadores, que fazia diversas críticas à privatização das estatais e ao modelo de competição introduzido

pelo governo FHC, sugerindo, pela leitura, que o quadro institucional do setor elétrico brasileiro poderia ir para um quadrante diametralmente oposto ao que tinha sido levado pelo governo anterior.

Após passados dois anos de governo do presidente Lula, período este muito rico em debates entre correligionários partidários do governo, adversários políticos, investidores e a própria sociedade interessada, podemos dizer que, na nossa visão, o país decidiu manter-se, ao final, no mesmo quadrante de mudanças institucionais em que estava anteriormente já trilhando. O novo modelo institucional adotou, todavia, ajustes muito importantes e necessários para melhor garantir e controlar a expansão contínua da oferta de energia elétrica, através de uma participação mais incisiva do MME que passou a assumir, com determinação, o papel de representante da União, o verdadeiro Poder Concedente.

A Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, conforme já comentamos nesta Dissertação, manteve a competição na geração e na comercialização, criando, contudo, um *ambiente de comercialização regulado* (ACR), no qual, as concessionárias distribuidoras de serviço público, adquirirão, não individualmente, mas de forma coletiva, a energia requerida para atender 100% do respectivo mercado, através de contratos com geradoras e comercializadoras, cujas licitações públicas de compra são conduzidas, por delegação da ANEEL, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCCE), órgão criado pela retro citada Lei como sendo o sucessor do MAE.

Foi mantido o *ambiente de livre comercialização* (ACL), de tal forma que os *consumidores livres* e os *potencialmente livres* podem adquirir energia de geradores e de comercializadores, através de contratos bilaterais, liquidados financeiramente na CCEE.

No momento, *consumidor potencialmente livre* é aquele suprido no nível de tensão igual ou superior a 69 kV e com carga maior que 3 (três) MW, antes de 08 de julho de 1995, que são os limites definidos pela Lei no. 9.074, de 07 de julho de 1995, e os de carga maior que 3 MW se ligados depois. A tendência é esse limite vir a ser reduzido, permitindo condições de liberdade crescente aos consumidores. Afinal, liberdade de escolha é, como já comentamos, a força natural da sociedade moderna.

O que se pode concluir é que o Brasil continua no quadrante do “*acesso aberto*” para os consumidores, ou “*open access*” no jargão anglo-saxônico, mesmo tendo enfrentado diversos obstáculos e até tempestades institucionais ao longo dos últimos dez anos, as quais, possivelmente, teriam sido evitadas, na visão do autor desta Dissertação, se o processo de reforma institucional do setor elétrico tivesse sido conduzido sem o açodamento adotado pelos condutores residentes no BNDES e outros ideólogos cujo lema era apenas privatizar.

Para melhor permitir ao Governo Federal garantir o suprimento de energia elétrica à Nação, em associação com uma política energética global sustentada, foi criado, pela Lei no. 10.847, de 15 de março de 2004, a *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE).

A EPE é uma empresa pública (100% da União), com a missão elaborar estudos e subsidiar o Ministério de Minas e Energia nas suas decisões do exercício de poder concedente, de condutor da política energética, de monitor das condições de segurança do atendimento de energia elétrica a todas as regiões do país e de planejador da expansão do sistema de produção e de transmissão, bem como de planejar a evolução da matriz energética brasileira a longo prazo.

## 2.6. O MODELO INSTITUCIONAL VIGENTE DE ORGANIZAÇÃO E FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O vigente modelo institucional do setor elétrico brasileiro pode ser visualizado, de uma forma sintética, pela figura abaixo.

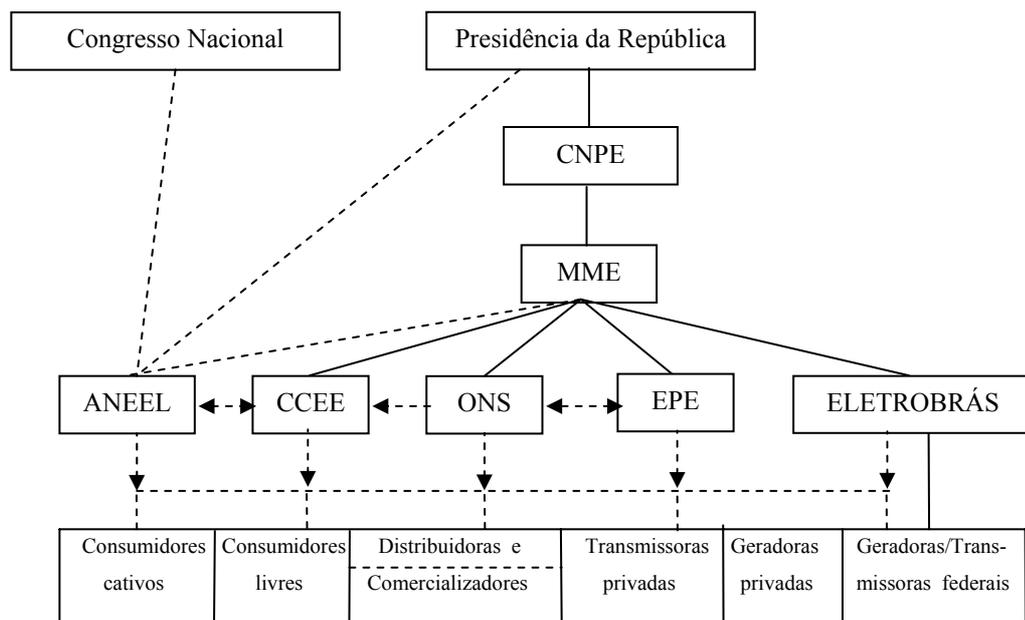


FIGURA 2.6.1. – Modelo Vigente do Setor Elétrico Brasileiro

A União, como o *poder concedente*, é representada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o qual tem a atribuição de definir e conduzir as políticas energéticas do país. Além disso, ao MME cabe firmar os contratos de concessões de uso de bens públicos (potencial hidráulico) para fins de geração de eletricidade e as de prestação de serviços públicos de transmissão e distribuição de energia elétrica; além de monitorar e buscar garantir o equilíbrio entre oferta e demanda, no curto, médio e longo prazo.

A estrutura organizacional do MME, aprovada, recentemente, pelo Decreto n.º 5.267, de 9 de novembro de 2004, é composta de:

- ✓ Gabinete do Ministro
- ✓ Secretaria Executiva
  - Subsecretaria de Planejamento, Orçamento e Administração
- ✓ Consultoria Jurídica
- ✓ Assessoria Econômica
- ✓ Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
- ✓ Secretaria de Energia Elétrica
- ✓ Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
- ✓ Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

As atribuições das três Secretarias do MME, vinculadas à área de Energia, constantes do retro citado Decreto n.º 5.267, podem ser visualizadas no **Anexo II**.

Como uma entidade auxiliar do MME, conforme já comentamos, está sendo organizada a *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*, cuja autorização, para constituição, foi objeto da Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, havendo sido criada pelo Decreto n.º 5.184, de 16 de agosto de 2004, e cujas atribuições já foram apresentadas ao final do item 2.3, da presente Dissertação.

Analisando as atribuições da EPE em confronto com a amplitude das responsabilidades das três secretarias do MME, vinculadas à área de Energia, pode-se concluir que o desenvolvimento das atribuições da EPE haverá de ser muito bem harmonizado com as responsabilidades das retro citadas secretarias, para que se reduza o risco de conflitos de visões ou de perspectivas e formas de ação.

Fica-se, assim, a entender, que a EPE, pela atual visão do MME, haverá de trabalhar em direta e subordinada articulação com as Secretarias do MME, gerando produtos a serem apreciados e aprovados pelas mesmas e pelo próprio Ministro de Estado, antes de serem, principalmente os de planejamento de expansão do setor de energia elétrica, submetidos ao Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), criado pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, cujas diversificadas atribuições estão estabelecidas no art. 2.º, da referida Lei, conforme a seguir:

*“Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:*

*I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;*

*II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;*

*III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;*

*IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear;*

*V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.*

*VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (Incluído pela lei nº 10.848, de 2004)”.*

Cumprir destacar que as decisões de *políticas energéticas* a serem definidas pelo CNPE subordinar-se-ão, segundo o art. 1.º da Lei que o criou, aos seguintes *objetivos*:

*“Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:*

*I - preservar o interesse nacional;*

*II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;*

*III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;*

*IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;*

*V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;*

- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;*
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;*
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;*
- IX - promover a livre concorrência;*
- X - atrair investimentos na produção de energia;*
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.”.*

O conjunto dos *objetivos* acima expostos permite depreender que o exercício do *planejamento da expansão da geração* de energia elétrica do Brasil, a ser formulado e conduzido, doravante, pelo Ministério de Minas e Energia, terá como referência não apenas um único objetivo, mas vários, os quais haverão de ser cotejados e balanceados no interesse maior da Nação, e não mais, como antigamente, no interesse das empresas concessionárias e vinculadas às responsabilidades que lhes eram alocadas.

É sobre tal reflexão que a condução do processo de planejamento da expansão apresentar-se-á, na nossa visão, muito mais complexa do que era no passado, quando a carga da ELETROBRÁS e das concessionárias de geração e de distribuição de energia elétrica que detinham seus respectivos monopólios geográficos de atuação.

As decisões, antes empresariais, justificáveis apenas aos acionistas, passarão a serem governamentais e com a necessidade de serem justificadas pelos mandatários à sociedade.

À ANEEL, por outro lado, no modelo vigente, restou a responsabilidade de regulamentar o funcionamento do setor elétrico, subordinadamente às leis vigentes, e de fiscalizar as concessões, autorizações e permissões outorgadas, além de operacionalizar, com o apoio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), os leilões de concessão de aproveitamentos hidrelétricos e de linhas de transmissão integrantes da rede básica do Sistema Interligado Nacional.

No modelo vigente, a ANEEL não tem ingerência sobre o planejamento da expansão do setor elétrico, apesar do disposto no § 1º, do art. 2º, da Lei que criou o CNPE, estabelecer: “*Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético*”.

No tocante à CCEE, além de operacionalizar os leilões acima citados, ela ficou com a responsabilidade, também sob a delegação da ANEEL, de promover os leilões de compra conjunta de energia elétrica ou de disponibilidade (capacidade), para atendimento ao mercado de consumidores cativos das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que forma o denominado *ambiente de comercialização regulada* (ACR), além de gerenciar o sistema de liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica tanto do ACR como do *ambiente de comercialização livre* (ACL), com base em regras específicas. Não haverá, portanto, interação da CCEE com o planejamento da expansão do setor.

A coordenação integrada do Sistema Interligado Nacional, o qual forma, hoje, uma malha elétrica de grandes proporções e extensão territorial, conforme pode ser visualizada na Figura 2.6.2., a seguir, tendo como horizonte o ano 2006, é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que passou a ter uma maior vinculação ao Ministério de Minas e Energia, com três dos seus cinco dirigentes, entre eles o Diretor-Presidente, indicados pelo referida esfera governamental no exercício de o efetivo *órgão gestor* do setor energético brasileiro. Os outros dois diretores são indicados por consenso entre os agentes do setor elétrico.

## Horizonte 2006



Figura 2.6.2. – Sistema Interligado Nacional, operado pelo ONS

Finalmente, compondo o setor elétrico, têm-se os *agentes de geração*, das diversas fontes energéticas; os *autoprodutores*, que com seus excedentes podem agir e atuar como agentes de geração; os *agentes de transmissão*, cujos ativos disponibilizam para formar a rede básica do SIN, operada pelo ONS; os *agentes de distribuição*, cada qual com a sua respectiva área geográfica de atuação e responsabilidade de atendimento; os *agentes de comercialização*, que podem intermediar transações entre geradores e consumidores, dando maior fluidez e liquidez ao mercado; e, finalmente, a razão de ser de todo o setor,

que são os *consumidores*, os quais se dividem entre os *livres*, os *potencialmente livres* e os *cativos*.

É natural se esperar o interesse crescente, no processo de planejamento, por todos os retro enumerados agentes do setor elétrico, dos geradores aos consumidores, passando pelos transmissores e distribuidores, seja pelo interesse no preço futuro da energia elétrica, principal foco dos consumidores, ou pelas oportunidades de investimentos, vistas pelos capitalistas acionistas das diversas empresas ou pelos potenciais fornecedores de bens ou prestadores de serviços, serão, ambas as perspectivas, sempre do interesse dessas partes.

Além disso, há que se considerarem os atingidos diretamente pelos novos empreendimentos planejados para serem implementados, quer populações indicadas para eventual ou necessário remanejamento de moradia, quer os proprietários de terras ou moradores nas áreas de influência dos empreendimentos, quer as organizações não-governamentais (ONG's), nacionais ou estrangeiras, defensoras dos diversos aspectos e sistemas do meio ambiente, cuja força de oposição às mudanças ambientais crescem continuamente e recebem, normalmente, forte apoio dos meios de informação.

**Como conseqüência, o planejamento da expansão do setor elétrico tornar-se-á uma natural arena de disputa de interesses, em geral não alinhados, exigindo, simultaneamente, direção firme e flexibilidade objetiva na condução do processo, o que leva a ser um terreno, por vocação, apropriado à aplicação das técnicas de *planejamento multiobjetivo* para que não se fique sem uma base técnica de sustentação dos processos decisórios, pois geraria o risco de se ter um processo apenas “controlado” pelos acontecimentos ou pelos “não planejadores”.**

## 2.7. PLANEJAMENTO *INDICATIVO* VERSUS PLANEJAMENTO *DETERMINATIVO*

Reza a Constituição Federal do Brasil, no seu art. 174:

*“Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.”.*

Tal dispositivo constitucional estabelece, portanto, dois conceitos de planejamento:

- a) planejamento *determinante* ou também chamado *determinativo*; e
- b) planejamento *indicativo*.

Claro é que, o Estado ou, em seu nome, o Governo Federal, eleito e estabelecido, não pode ter autoridade constitucional, em uma democracia, para impor ações ou investimentos à iniciativa privada.

O Estado, todavia, não pode abdicar de planejar, normatizar e regular a atividade econômica de um país, mormente a de produção de um insumo fundamental para o funcionamento da sua sociedade, como o é a energia elétrica.

Na reforma institucional do setor elétrico, conduzida no primeiro mandato do governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, as discussões que levaram ao projeto de lei que resultou na Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, deixou-se o planejamento da expansão da geração a critério das *leis de mercado*.

Inspiraram-se, os formuladores e o legislador, em modelos que haviam sido ou estavam sendo implantados em outros países, tais como: Inglaterra, Argentina e Estados Unidos (Califórnia).

Naquela concepção, a decisão de investir em uma nova fonte de geração, para atender ao crescimento da demanda futura, ou mesmo para disputar mercado com as usinas existentes, não era do governo, mas dos investidores.

Ao Estado, ou seja, ao Governo Federal, ficou a atribuição de gerar planos, apenas *indicativos*, de quais seriam as usinas preferenciais para servir de referência aos leilões de concessão de novas usinas hidrelétricas, a serem conduzidos sob a responsabilidade da ANEEL.

Com relação às usinas térmicas, cabia apenas uma autorização da ANEEL, pois seriam decisões ao risco do investidor. Investir em geração de energia elétrica, no Brasil, passava a ser “negócio” com todos os seus riscos, inclusive, para o consumidor que poderia ficar sem energia ou ter que comprar um produto mais caro.

Logo o MME, conforme já comentamos, sentiu que, no contexto da transmissão, haveria de ter *um planejamento determinativo* para os primeiros anos do horizonte à frente, caso contrário perder-se-ia referência na otimização das decisões de novos investimentos nesse campo. As necessidades de *ampliações e reforços* que eram indicadas pelo ONS, dentro da responsabilidade legal deste último, não consideravam avaliações ou estudos de horizonte superior a quatro anos.

Da leitura e análise da Portaria MME n.º 150, de 10 de maio de 1999, emitida já no segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso, verifica-se que foi introduzido um importante ajuste conceitual no modelo, até ali implantado, fruto do desenvolvido no primeiro mandato.

Porquanto, pela referida Portaria, foi criado o *Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)*, buscando-se preencher o vazio de responsabilidade do MME e retirando, também, por tudo que já foi colocado nos itens anteriores desta Dissertação, a ELETROBRÁS da missão histórica de coordenar o processo de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro.

Veja-se que o instrumento utilizado pelo MME, ao usar uma simples portaria, evidencia que aquele Ministério identificou não ter a necessária força e/ou agilidade, à época, junto

a outras esferas de governo, para buscar um dispositivo legal de maior poder, do tipo lei ou mesmo decreto presidencial, para lhe dar o devido suporte ao exercício do planejamento da expansão do setor elétrico.

Deixar a expansão da geração, suportada tão-somente em *planejamento indicativo* num país como o Brasil, com grandes potenciais hidrelétricos competitivos ainda a aproveitar, não deu bom resultado.

Tal prática de planejamento é mais própria de sistemas de geração de energia elétrica, cuja expansão principal venha a ser feita com base em plantas termelétricas, com prazos de implantação de, no máximo, dois anos. Os prazos das hidrelétricas de maior porte, exceto casos especiais, são superiores há cinco anos.

A não sintonia entre a visualização da necessidade ou mesmo da oportunidade, misturada com a aleatoriedade da disponibilidade do insumo vazões afluentes ao sistema existente, não dava estímulo aos investidores, exceto para aqueles que desejavam se protegerem da falta ou do preço futuro da energia. Ou seja, as primeiras novas concessões de geração hidrelétrica, licitadas pelo modelo de 1995, foram disputadas, no Brasil, em geral, com finalidade de *autoprodução* por grandes consumidores ou por distribuidoras.

O resultado desse “engano” de modelagem ou mesmo de “visão”, associou-se com a ocorrência de um ano - o de 2001 - de hidrologia muito reduzida nas bacias hidrográficas que suprem os principais reservatórios das usinas hidrelétricas das regiões Sudeste, Nordeste e Norte, do Brasil. O resultado foi um racionamento de energia elétrica da ordem de quase 20% da carga, criando sérias e conseqüentes dificuldades políticas ao governo federal e danos econômicos à sociedade brasileira.

O novo modelo institucional que passou a vigorar com as Leis n.º 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, introduziu o conceito de *planejamento determinativo* para a expansão da geração de energia elétrica que tenha como objetivo básico e fundamental o atendimento às necessidades dos *consumidores cativos* das concessionárias distribuidoras ou o de manutenção de um risco de déficit máximo aceitável no futuro.

Para isso, ficou cabendo às distribuidoras projetar as necessidades incrementais do respectivo mercado cativo e ao MME identificar o elenco de novas usinas mais convenientes para supri-las, providenciando, para isso, leilões de concessão de novos empreendimentos pelo critério da “menor tarifa”, ou melhor dizendo, do “menor preço” para recuperação do capital a ser investido.

A conseqüência de tal encaminhamento é que a montagem, pelo MME, do elenco ou “pilha” de obras a serem consideradas como conjuntos de alternativas preferenciais para o atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica, nem sempre haverá de ser, na nossa visão, construída com base no mono-critério do mínimo custo da expansão, conforme se perseguia no passado. Objetivos outros, também estratégicos ao Governo e à Nação, haverão de ser, naturalmente, considerados.

Para tal conclusão, nos baseamos, primeiramente, nos 13 (treze) *objetivos* a serem atendidos pelas *políticas energéticas*, conforme constam estabelecidos pela Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, que criou o CNPE, os quais são diversificados e com múltiplos enfoques, aqui repetidos, para destacar, quais sejam:

- 1) o interesse nacional,
- 2) promoção do desenvolvimento (nacional),
- 3) ampliação do mercado de trabalho, ou seja, empregos,
- 4) proteção dos consumidores (preços, qualidade e oferta adequada),
- 5) proteção do meio ambiente,
- 6) conservação de energia,
- 7) garantia de abastecimento de petróleo em todo território nacional,
- 8) incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural,
- 9) identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- 10) utilização de fontes alternativas,
- 11) promoção da livre concorrência,
- 12) atração de investimentos (privados) para a produção de energia, e
- 13) ampliação da competitividade do país no mercado internacional.

**O atendimento, de forma balanceada e adequada, ao conjunto dos 13 (treze) objetivos acima listados, não se conseguirá, tentando-se apenas hierarquizá-los. Alguns deles são até conflitantes. Exigirá, sim, um tratamento harmônico, em cujo campo, as metodologias *multiobjetivo* ou *multicritério* se apresentam aplicáveis, para que se responda aos anseios dos diversos segmentos da sociedade e/ou se negocie interativamente com eles.**

## 2.8. OS MÚLTIPLOS OBJETIVOS DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Quando realizado por uma concessionária que possuía a incumbência em suprir de energia elétrica uma determinada região, ou seja, sob o regime de *monopólio de suprimento regional*, era e é natural que o planejamento da expansão tivesse e tenha como única função-objetivo a de minimizar os custos da expansão. Menor custo significa menor pressão nos preços ou tarifas de venda da energia elétrica a fornecer.

Questões ambientais, por outro lado, significavam custos adicionais para os projetos, o que levava a se considerar, também, pelas concessionárias, na função a minimizar, os denominados custos ambientais que a empresa iria ou poderia incorrer, os quais, nem sempre, são bem definidos na fase de planejamento, pois dependem de muitas variáveis incertas, frutos de demandas sociais e de exigências crescentes dos órgãos de licenciamento ambiental.

Por outro lado, qualquer fonte geradora ou qualquer instalação de produção ou transmissão de energia elétrica não têm confiabilidade unitária. Falhas podem ocorrer, que levam a indisponibilidades, o que exige um tratamento probabilístico da questão e, por consequência, haverão de ser consideradas as chamadas *reservas de capacidade* para compensar saídas forçadas de equipamentos ou instalações, o que implica que o planejamento da expansão alicerça-se em *critérios de confiabilidade*, em geral, utilizados como restrições no processo de planejamento otimizado.

Especificamente, no tocante ao *planejamento da expansão da geração*, uma questão relevante a considerar é o da confiabilidade do abastecimento do insumo utilizado para gerar a energia elétrica. Se algum tipo de combustível é usado, o planejamento do abastecimento confiável e a preço viável é um dado fundamental a ser considerado.

Quando o insumo decorrer de captação direta da Natureza, como é o caso numa hidrelétrica ou em fontes alternativas do tipo eólica ou solar, uma análise detalhada do histórico de dados que sejam confiáveis e que possibilitem definir funções de

probabilidade de ocorrência de diferentes volumes de insumos no futuro, torna-se necessário.

Diante da incerteza do insumo utilizável na geração da energia elétrica, a concessionária adotava algum nível de risco de déficit, por ela aceitável, ou seja, de não ter capacidade para atender plenamente às necessidades do seu mercado consumidor.

No caso Brasil, onde a base de geração tem sido fundamentalmente hidrelétrica, adotava-se, nos estudos e processos de planejamento da expansão coordenados pela ELETROBRÁS, conforme já observado, um nível máximo de risco de déficit de 5%, o que significa considerar a fonte geradora, de insumo incerto, como uma fonte com um patamar mínimo de capacidade de produção de energia elétrica, normalmente denominada, no Brasil, de uma *energia assegurada com uma garantia de 95%*.

Portanto, no contexto de *monopólio de suprimento regional* de energia elétrica era natural que o planejamento da expansão fosse desenvolvido focalizando-se, especificamente, o *mono-objetivo minimização de custos* e a confiabilidade fosse utilizada como uma das restrições do problema.

Em um ambiente de “*acesso aberto*” ou que também podemos chamar de “*competição pura*”, no qual a decisão de investimento, por parte de uma concessionária, restringe-se à avaliação da possibilidade de remunerar adequadamente o capital a ser investido ou de manter um determinado *market sharing* ou um certo espaço de atuação estratégica, definir quais novos empreendimentos de geração e de transmissão devam ser implantados passa a ser uma “responsabilidade” do “mercado”.

No caso Brasil, de acordo com o novo modelo institucional suportado pela Lei n.º 10.848, de 15 de março 2004, a responsabilidade de planejar a expansão do sistema está com o Governo Federal instruído, na visão macro, pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) e, nos detalhes, pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Dessa forma, no novo contexto regulatório ficou com o MME o papel de monitor do equilíbrio permanente, a curto, a médio e longo prazo, entre a oferta e demanda de energia

elétrica para o nosso país, em toda a sua extensão territorial, o que é, na nossa visão, uma tarefa hercúlea e relevante, além de complexa dimensão técnica.

Por outro lado, como implementador das *políticas energéticas* sacramentadas em leis ou em planos governamentais, o MME haverá de balancear a estrutura da matriz de oferta energética para atingir os objetivos estratégicos de longo prazo no interesse nacional, entre esses, a *segurança energética*, pois permanentemente estará sendo cobrado pelos agentes interessados em investimentos e pela sociedade consumidora de eletricidade.

Essa centralização de poder será, na nossa visão, argüida pela sociedade através de encaminhamento de anseios de diversas naturezas e *objetivos* muitas vezes conflitantes, como por exemplo, *modicidade tarifária*, *universalização do atendimento*, *segurança energética* e *confiabilidade elétrica*, exigindo conhecimento técnico e um grande equilíbrio e discernimento ao titulares condutores do MME.

## **2.9. A PARTICIPAÇÃO E O INTERESSE DA SOCIEDADE NAS QUESTÕES ASSOCIADAS AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

No contexto anterior, dos *monopólios de suprimento regionais*, a sociedade tinha a concessionária supridora como destino de suas reivindicações. Em geral, as concessionárias eram empresas, nas quais a sociedade confiava que elas estivessem sempre trabalhando para garantir o fornecimento ininterrupto de eletricidade, no presente e no futuro. Como os preços de energia elétrica eram regulados, a questão do controle das tarifas ficava na esfera das tensões entre a concessionária e o órgão regulador, este vinculado ao Governo.

Quando a concessionária decidia partir para implantar um determinado empreendimento, de geração ou transmissão, ela buscava colocar para a sociedade consumidora como sendo uma decisão positiva para todos, pois significava mais disponibilidade de energia ou maior confiabilidade, além de empregos novos e possibilidade de recolhimento de mais impostos pelos governos locais. Impactos diretos sobre populações residentes nas áreas onde se localizariam os novos empreendimentos, que poderiam ser vistos como efeitos negativos dos investimentos, eram buscados ser mitigados, negociando-se com as populações e/ou com os órgãos licenciadores, medidas compensatórias pertinentes.

No contexto do novo modelo, a sociedade haverá de vir a entender, rapidamente, que o monitoramento do abastecimento global de energia elétrica ao país é de responsabilidade do Governo Federal e não de qualquer concessionária, nem mesmo a distribuidora local.

Será natural, então, que os anseios formulados pela sociedade quanto às necessidades de incremento de volumes ou de confiabilidade de oferta de energia venham a ser canalizados para as esferas administrativas federais, que haverão de tratá-las quanto à viabilidade econômica, sem olvidar para as questões políticas em função do poder dos agentes das reivindicações.

Por outro lado, conflitos entre reivindicações são naturais, pois diferentes partes ou agentes da sociedade são onerados ou beneficiados por uma determinada opção de planejamento.

O caminho esperado é a sociedade partir para ir, crescentemente, se organizando em múltiplas entidades, sejam representações ou associações de agentes econômicos, como já existem várias, e também no formato de organizações não governamentais de objetivos mais difusos, que busquem exprimir anseios ou pontos de vista de segmentos sociais com interesse direto ou indiretos nas questões energéticas nacionais ou mesmo regionais.

O “mundo acadêmico” por sua vocação natural cada vez mais busca se integrar às discussões estratégicas que interessam e afetam a sociedade como um todo. A questão do planejamento da expansão de longo prazo da geração de energia elétrica é uma delas, na qual a Academia há que se envolver, cada dia mais, pois é nela que a sociedade poderá ir buscar proteção contra decisões vistas como apressadas ou danosas para o futuro das novas gerações.

Com isso, as previstas audiências públicas para apresentação e discussão das formulações do planejamento da expansão do setor elétrico, permitindo a contestação do planejamento, haverão de tornarem-se fóruns naturais nos quais a sociedade organizada poderá buscar impor ao Governo Federal alternativas de solução que mais convenham às mesmas, tornando as metodologias de planejamento multiobjetivo ou multicritério como sendo o ferramental mais apropriado para a condução técnica das negociações e decisões, conforme veremos a seguir.

## **2.10. A MUDANÇA DE PARADIGMA NECESSÁRIA AO PROCESSO DECISÓRIO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO BRASIL.**

Por tudo que foi colocado, ao longo desta Dissertação, tem-se, à frente, no Brasil, uma profunda mudança de paradigmas no tratamento metodológico do processo de planejamento da expansão da geração do setor elétrico.

Construído, quando coordenado pela ELETROBRÁS, desde os anos 60's, com base em um suporte fundamentalmente técnico e mono-objetivo, que se adaptava tão-somente às questões políticas regionais, na formulação do planejamento da expansão do setor elétrico, subordinado às políticas energéticas nacionais e governamentais e aos anseios dos diversos tipos de agentes da sociedade, passar-se-á para evoluir, naturalmente, para um tratamento mais complexo.

Esse tratamento exigirá, para não se cair em decisões casuísticas e/ou desacopladas, na utilização e no acatamento de metodologias diferentes daquelas adotadas na vigência do modelo de monopólio regional de suprimento.

*Custos da expansão, impactos ambientais, segurança e confiabilidade do suprimento, novos empregos, mercado para produção da indústria nacional de bens e serviços, além de desenvolvimento tecnológico estratégico para o país, serão aspectos e assim objetivos que tendem a se apresentar e a serem cotejados nos processos decisórios do planejamento da expansão do setor elétrico, o que solicitará *tratamento multiobjetivo* semelhante ao que já vem ocorrendo em vários outros países, como veremos adiante.*

**Destarte, em função de todos os argumentos já comentados apresenta-se, na nossa visão, como de alto interesse, o estudo da avaliação de aplicabilidade das técnicas de *planejamento multiobjetivo* na expansão da geração de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, como subsídio, inclusive, às mudanças dos paradigmas até então adotados, nessa área, quando do contexto institucional anterior e não mais vigente.**

### **3. AVALIAÇÃO DE FORMULAÇÕES DE OTIMIZAÇÃO LINEAR APLICÁVEIS AO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Conforme já comentamos na Introdução desta Dissertação, os esforços de qualquer Nação são muito voltados para garantir o adequado e seguro abastecimento energético no futuro.

É uma questão de sobrevivência. Volumes imensos de recursos financeiros são envolvidos e impactos e condicionantes de diversas naturezas devem ser considerados.

Daí ser uma área na qual as ferramentas da Programação Matemática sejam bastante aplicadas pelos planejadores para subsidiar os decisores, sejam eles os executivos das empresas, no modelo de *monopólio de suprimento regional*, ou, no caso do modelo de “*acesso aberto*”, os mandatários da Administração, sendo estes, em uma democracia, os representantes eleitos e legítimos da sociedade.

Neste Capítulo, tratamos das formulações de otimização do planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de geração de energia elétrica que são usadas, pelo mundo afora, no campo dos estudos de longo prazo da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, os quais são os de natureza verdadeiramente estratégica. Os estudos de expansão de médio prazo, bem como os de curto prazo, ficam sem rumo de futuro se não tiverem “norte” para onde se deve ir. Sem planejamento de longo prazo da expansão dos sistemas elétricos, corre-se o risco de não se otimizar a seqüência de investimentos e deixar a Nação sem um rumo energético consistente e fundamentado.

Assim, recapitularemos, inicialmente, o que vinha sendo usado pela ELETROBRÁS no contexto passado, e depois seguiremos pelo terreno da Programação Linear, o potente ferramental matemático desenvolvido nos anos 40's e que está, cada dia mais, avançando em benefício dos planejadores, com o apoio dos modernos computadores.

### 3.1. A FORMULAÇÃO DA OTIMIZAÇÃO MONO-OBJETIVO ADOTADA NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DO BRASIL E AS LIMITAÇÕES NO CONTEXTO INSTITUCIONAL VIGENTE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao longo do capítulo anterior desta Dissertação, foi destacada a limitação da formulação mono-objetivo de *minimizar os custos da expansão*, usando apenas indicadores do tipo “custo-benefício” ou *índices de mérito* apenas econômico, conforme eram adotados, anteriormente, no planejamento da expansão da geração, pela ELETROBRÁS e pelas empresas concessionárias supridoras regionais, ao se reaplicá-las no contexto do novo modelo institucional do setor elétrico.

Recordemos que *minimizar o custo da expansão* em um sistema puramente hidrelétrico significava decidir por uma seqüência de usinas, a construir, que respeitasse a ordem crescente dos respectivos *índices de mérito*, ou seja, do custo unitário total de produção (CUTP).

Custos ambientais externos à usina, em si, eram, normalmente, projetados com base na experiência passada de outros empreendimentos semelhantes, o que apenas poderia gerar um reposicionamento relativo na ordenação pelo *índice de mérito*, algumas vezes até inviabilizando a competitividade original de determinadas usinas. No caso das hidrelétricas, a comparação entre a relação de área inundada (km<sup>2</sup>) por unidade de MWh produzível sinalizava, muitas vezes, os obstáculos econômicos e sociais que haveriam de ser enfrentados.

Confiabilidade do suprimento era tratada, na área de geração, pela definição de *critérios de reserva de capacidade instalada* e de *critério de garantia* de produção, o que significava deixar-se uma margem de segurança na definição da dimensão da capacidade de geração das usinas para se administrar em saídas forçadas e/ou programas de manutenção preventiva das unidades geradoras e de ocorrência de hidrologias críticas.

Por tal formulação e por ter o Brasil um grande potencial hidrelétrico competitivo a se aproveitar, o normal era se deixar em para o futuro, as alternativas de maior custo unitário, sejam projetos hidrelétricos ou os termelétricos. Estes, quando eram

considerados no planejamento, decorriam, quase sempre, em função das projeções de esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo ou de políticas governamentais superiores como aconteceu com as nucleares, no governo Geisel, com as térmicas a carvão, no governo Figueiredo, e também, mais recentemente, com as fontes alternativas.

No modelo de “*acesso aberto*” para consumidores e para produtores independentes de energia elétrica, mas com planejamento governamental e centralizado, ora em implantação no setor elétrico brasileiro, evidentemente que se continuará com a preocupação de minimização dos custos de expansão, pois isso leva a menor níveis de tarifas para os consumidores cativos.

Contudo, as restrições ou imposições que se apresentarão, sejam ditadas pelas *políticas energéticas nacionais*, legalmente institucionalizadas, e pelas *políticas governamentais*, de naturezas mais conjunturais, tenderão, conforme já observamos no capítulo anterior, a localizar as “soluções ótimas” do “problema” de otimização do *planejamento da expansão da geração* em regiões diferentes daquelas que seriam situadas, caso o planejamento fosse feito segundo a formulação anterior, em ambiente de *monopólio de suprimento regional*.

Tratar as *políticas energéticas* apenas como entradas fixas, impostas, ou mesmo como restrições, não se apresenta, conforme bem evidenciado em CLÍMACO *et al.* (2003), como o caminho mais adequado para o planejamento da expansão da geração, principalmente em um país continental como o Brasil, haja vista tratar-se de um problema de grande dimensão e complexidade.

Efetuar simples análises paramétricas com respeito às citadas entradas ou restrições, também segundo a mesma referência bibliográfica, nem sempre oferece adequada sensibilidade requerida ou mesmo viabilidade de solução do problema a equacionar e resolver.

Na opção de formulação *multiobjetivo*, pode-se, conforme se absorve da leitura do referenciado livro de CLÍMACO *et al.*, editado em 2003, melhor mapear o terreno das “soluções eficientes” e assim os impactos e as sensibilidades com relação às políticas,

considerando-as não como dados, mas como variáveis de controle da solução do “problema”, possibilitando um melhor mapeamento interativo da região nas quais “soluções ótimas” ou, melhor dizendo, as mais aceitáveis pelo “decisor” possam ser localizadas, como se verá diante.

A abordagem interativa, suportada pela técnica da Programação Linear Multiobjetivo (PLMO) apresenta-se, assim, como sendo, na visão do autor desta Dissertação, uma ferramenta atrativa, flexível e robusta, o que nos fez trazê-la à consideração mais detalhada neste trabalho e será objeto de abordagem adiante, com vista a subsidiar estudos futuros mais aprofundados por parte dos programas de pesquisa do PPGEP da UFPE, no campo do planejamento da expansão dos sistemas de produção de energia elétrica.

### 3.2. A PROGRAMAÇÃO LINEAR NA SUA FORMA CLÁSSICA

Como se sabe, a Programação Linear (PL), na sua forma clássica, é mono-objetivo e foi desenvolvida, a partir dos anos 40's, do século passado, como uma das mais importantes técnicas de solução matemática de problemas de otimização de uso de recursos dentro do campo da chamada Pesquisa Operacional (PO), tendo sido criada e desenvolvida por cientistas americanos e ingleses envolvidos no planejamento das operações militares da II Guerra Mundial.

De acordo com PUCCINI *et al.* (1987), um marco definitivo na afirmação da PO foi a publicação por G. Dantzig, em 1947, do *método simplex* para Programação Linear (PL), técnica esta, bastante aplicada mundialmente nos estudos de planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de produção de energia elétrica, já a partir dos anos 60's, para melhor definição do chamado “*mix energético*”, conforme indicado por MARIZ (1985) e com formulação matemática desenvolvida, na literatura técnica internacional disponível, embora para sistemas com maior participação de termelétricidade, como, por exemplo, por KNIGHT (1972) e VARDI *et al.* (1981), que a seguir apresentaremos.

Em 1980, a ELETROBRÁS começou, também, a adotá-la nos *estudos de longo prazo*, conforme contido em TRINKENREICH *et al.* (1980), cuja formulação adaptada ao sistema brasileiro, com forte participação hidrelétrica, também será apresentada adiante.

Na área de otimização dos esquemas de produção industrial e de planejamento de recursos limitados, a PL cresceu bastante após a disponibilidade dos computadores, possibilitando a solução de problemas de larga escala, que seriam impossíveis de tratamento sem tais “máquinas”.

Em muitos problemas nos quais haja situações de não linearidade entre as variáveis e as restrições, aproximações de relações lineares, muitas vezes, podem ser feitas para se obter soluções, as quais, com apoio da técnica e da “arte” dos planejadores, podem ser utilizadas para obter soluções viáveis e aceitáveis como “ótimas”.



onde PUCCINI *et al.* (1987), define:

- $A$  = matriz ( $m \times n$ ) de coeficientes tecnológicos,
- $x$  = vetor coluna ( $n \times 1$ ) das variáveis de decisão,
- $b$  = vetor coluna ( $m \times 1$ ) dos recursos disponíveis,
- $c$  = vetor linha ( $1 \times n$ ) dos lucros (ou custos).

Entre as ferramentas disponíveis no campo da programação matemática, a PL é uma das mais utilizadas pela sua relativa simplicidade de conceituação e pela embasada teoria desenvolvida, cujo tratamento mais profundo é identificado em vários manuais acadêmicos, tais como HARDLEY (1973) e VANDERBEI (1996).

Em LACHTERMACHER (2002), obtém-se, por outro lado, uma boa visão de aplicação em vários tipos de problemas nas áreas de produção e de finanças, inclusive com o uso da modelagem com o *software Excel*, usando-se a ferramenta *Solver*.

Vários pacotes comerciais de *software* específicos para solução de problemas de PL são disponíveis no mercado.

### **3.3. APLICAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO LINEAR (CLÁSSICA) NOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

A PL ajuda os planejadores envolvidos com estudos de expansão de longo prazo da geração do setor elétrico, propiciando a definição de referências para a composição otimizada do parque gerador.

A seguir são apresentadas duas abordagens que se complementam, disponíveis em livros que tratam de planejamento de expansão de sistemas de geração de energia elétrica, mais aplicáveis a sistemas preponderantemente termelétricos, e em seguida, a formulação adotada, em 1980, pela ELETROBRÁS, ao desenvolver o modelo DESELP, utilizado nos *Planos 2000, 2010 e 2015*, que considera de forma determinística a participação da hidroeletricidade na matriz de oferta de energia elétrica no Brasil.

#### **3.3.1. Abordagem indicada em KNIGHT (1972)**

KNIGHT (1972), um Ph.D. do Departamento de Operações da *Central Electricity Generating Board* (CEGB), da Inglaterra - a empresa que foi fracionada e privatizada, em 1988, no governo de Margareth Thatcher -, procurou apresentar, em seu livro, diversos avanços disponíveis naquela época, conforme ele destaca, em várias partes do mundo, dentro das aplicações da programação matemática no contexto de alocação de recursos e pesquisa operacional, sintetizando técnicas e modelos para aplicação em alguns problemas técnico-econômicos próprios dos estudos de planejamento de expansão e de operação de sistemas de potência e energia elétrica.

Uma formulação simplificada do problema que KNIGHT (1972) chama de “*Plant-mix*”, utilizando-se da PL, é a seguir resumida:

“Usando variáveis  $G_{jx}$  – a capacidade da planta (no caso, uma usina) do tipo  $j$  a ser instalada no ano  $x$ ,  $E_{jym}$  – a energia produzida, durante o intervalo  $m$ , por uma nova planta tipo  $j$  e injetada no sistema, no ano  $y$ , e  $E_{pym}$  – a energia produzida, no intervalo  $m$  do ano  $y$  por uma planta do tipo  $p$  já disponível e instalada, no ano inicial do horizonte de planejamento, e de capacidade  $G_{py}$ , a formulação típica seria:

Para cada intervalo de carregamento  $m$  de cada ano  $y$ , uma determinada produção de energia deve ser garantida, isto é:

$$\sum_j E_{jym} + \sum_p E_{pym} \geq L_{eym}, \text{ para todos } y, m. \quad (1)$$

A energia produzida não pode exceder as capacidades de saída das plantas multiplicadas por apropriados fatores de disponibilidade ( $\alpha_{jxym}$  para  $G_{jx}$  no período  $m$  do ano  $y$ , etc). Conseqüentemente,

$$E_{jym} \leq \sum_{x=1}^y \alpha_{jxym} G_{jx}, \text{ para todos } j, y, m, \quad (2)$$

$$E_{pym} \leq \alpha_{pym} G_{py}, \text{ para todos } p, y, m. \quad (3)$$

A capacidade de uma nova planta de um dado tipo, ou de um dado custo, que pode ser instalada deve ser, normalmente, restringida dentro de certos limites. Assim:

$$G_{jy}^m \leq \sum_y G_{jy} \leq G_{jy}^M, \text{ para a planta tipo } j. \quad (4)$$

A capacidade instalada deve igualar ou exceder à demanda esperada para o ano  $y$  mais uma certa margem  $k$  de reserva (para condições de pico de carga, seria uma margem de reserva bruta), de forma que:

$$\sum_{x=1}^y \sum_j G_{jx} + \sum_p G_{py} \geq (1+k)L_y, \quad (5)$$

para todos anos  $y$  e para selecionados intervalos  $m$ , normalmente, os de maior pico de demanda.

A função a ser minimizada, sujeita às restrições (1) a (5), acima, para um período de  $Y$  anos do horizonte de estudo, será:

$$\sum_{y=1}^Y \frac{1}{(1+i)^y} \left\{ r \sum_{x=1}^y \sum_j C_{gix} G_{jx} + \sum_m \left( \sum_j E_{jym} e_{jy} + \sum_p E_{pym} e_{py} \right) \right\}."$$

Veja-se que a *função-objetivo* a minimizar é o *valor presente*, sob uma taxa de desconto  $i$ , da soma de duas parcelas:

- a) *custos de investimento* das novas plantas tipo  $j$ , de capacidade  $G_{jx}$ , que sejam recomendadas para entrada em operação do ano  $x$ , ao longo do horizonte dos  $Y$  anos do estudo de planejamento, obtidos pela aplicação dos fatores  $C_{gix}$  (expressos em \$/MW instalado) e anualizados pelo coeficiente  $r$ , que, na formulação, é igual ao inverso do número de anos pelos quais deseja-se recuperar o investimento nas novas plantas, e

- b) *custos variáveis de produção* correspondentes aos montantes de energia elétrica,  $E_{jpm}$  e  $E_{pym}$ , viáveis de produzir pelas usinas tipo  $j$  e tipo  $p$ , em cada intervalo  $m$  de cada ano  $y$ , multiplicados pelos respectivos custos unitários de geração  $e_{jy}$  e  $e_{py}$ , que são expressos em \$/MW médio, parcelas, que juntas, formam o *custo do plano de expansão*.

Tal formulação considera que a curva de demanda de energia elétrica é variável, ao longo do dia, da semana e dos meses, o que leva a se ter que construir uma *curva de duração da carga anual*, a qual pode variar ao longo dos anos a depender de políticas de gerenciamento da demanda ou da natureza e composição da carga dos consumidores.

A curva de duração de carga, comumente conhecida nos livros em língua inglesa como *equivalent load-duration-curve* (LDC equivalente, ou simplesmente a LDC), tem um formato semelhante ao apresentado na Figura 3.3.1. Ela pode ser aproximada, nos estudos de expansão de longo prazo de geração, por alguns intervalos (patamares de magnitude e duração diferentes), evidenciados, na referida figura, para o caso de três intervalos ( $m = 1,2,3$ ), que formam um subperíodo de 8760 horas (um ano), com a condição de que, no conjunto, correspondam, em área integrada, à energia elétrica total esperada de ser requerida, do sistema produtor, pelo mercado a ser suprido. As LDC's podem ser construídas e usadas, com diferentes durações de subperíodos e de intervalos, como, por exemplo, triênios ou quinquênios.

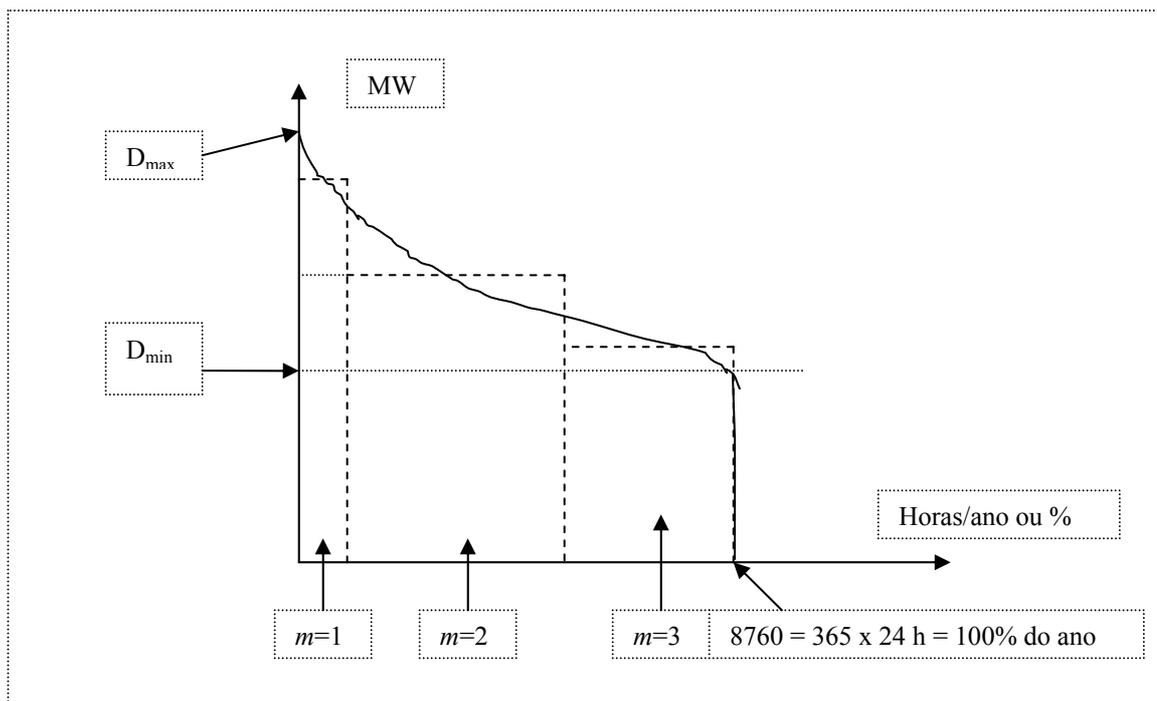


Figura 3.3.1. – Curva típica de duração de carga, utilizada com três patamares.

KNIGHT (1972), observou, naquela época, há um pouco mais de trinta anos atrás, que tal formulação vinha sendo proposta em vários trabalhos publicados, destacando que o modelo era relativamente flexível, ressaltando, todavia, que dificuldades se apresentavam a depender do tamanho do problema a analisar – seja com relação aos dados a preparar seja nos aspectos computacionais envolvidos. Observou, também, que o produto  $ym$ , ou seja, número total de intervalos de carregamento a considerar, tinha um efeito direto no número de variáveis, enquanto que as expressões (2), contidas no texto traduzido e retro transcrito, determinavam largamente o número de restrições a considerar.

Possivelmente, em face das limitações de memória dos computadores daquela época, KNIGHT indicou formas de contorno da questão da elevação da dimensionalidade do problema em estudos de longo prazo, sugerindo considerar sub-períodos mais longos, do tipo quinquênios, utilizando-se, no lugar do fator  $1/(1+i)^y$ , na função-objetivo que ele apresentou, a expressão  $5/(1+i)^{5(k-1/2)}$ , para o  $k$ -ésimo quinquênio.

Citou KNIGHT (1972), inclusive, como uma das referências bibliográficas, que a *Electricité de France (EdF)*, na época a empresa estatal responsável pela produção e fornecimento de energia a toda a França, havia divulgado, em 1962, o documento

“*L’Étude à long terme des plans d’investissement à l’aide de la programmation linéaire*”: le “*Modèle des Trois Plans*”, o qual relatava um estudo que requereu 253 variáveis e 224 restrições, decorrentes de dez intervalos de patamares de carga por ano médio de três períodos sucessivos de 5 anos cada (quinqüênios, vindo daí a designação “*Trois Plans*”, pois se obtinham “planos” para três horizontes de tempo), e considerando análise de “*mix*” de três tipos de térmicas e cinco tipos de hidrelétricas, sendo cada uma com sete níveis de custo de investimento.

Ilustrando, também, aplicação de PL no mesmo tema, KNIGHT (1972) trata a questão do planejamento da expansão da geração considerando fatores geográficos, vinculados à topologia da rede elétrica. Utiliza para isso limites de capacidade de transmissão (exportação/importação) e das interligações elétricas entre áreas de coleta da produção de energia elétrica das usinas. Ressaltou, contudo, o efeito dessa consideração no aumento da dimensão do problema, a menos que simplificações sejam feitas, como, por exemplo, tratar as restrições de limites de exportação e importação por conjuntos de áreas, não para todos os  $Y$  anos do horizonte de planejamento, mas somente em alguns, como que resolvendo um outro problema matemático complementar que validasse a indicação ótima do “*mix*” de plantas indicado no problema sem as restrições da transmissão.

Com tal aplicação em mente, KNIGHT (1972) considera os locais ou *sites* de coleta da geração - “*nós*” da rede elétrica que sejam viáveis para injeção de geração -, e a sua formulação é:

*As variáveis, neste modelo, serão:*

$G_{js}$ , a capacidade de produção da planta tipo  $j$ , instalada no site  $s$ ,

$E_{j\,sm}$ , a energia produzida, no intervalo  $m$ , pela planta  $G_{js}$ , e

$E_{p\,sm}$ , a energia produzida no intervalo  $m$ , pela planta do tipo  $p$ , instalada em  $s$  e já disponível no ano inicial do horizonte de planejamento (e de capacidade  $G_{ps}$ ).

Procedendo como antes, as seguintes restrições do sistema e da geração serão necessárias:

*Para a energia requerida em cada intervalo  $m$ ,*

$$\sum_j \sum_s E_{j\,sm} + \sum_p \sum_s E_{p\,sm} \geq L_{em}, \text{ para todos } m. \quad (6)$$

Para a máxima energia disponível de cada item de planta,

$$E_{j sm} \leq \alpha_{jm} G_{js}, \text{ para todos } j, s, m, \quad (7)$$

$$E_{psm} \leq \alpha_{pm} G_s, \text{ para todos } p, s, m. \quad (8)$$

Para a capacidade total,

$$\sum_j \sum_s G_{js} + \sum_p \sum_s G_{ps} \geq (1+k)L_m, \quad (9)$$

para selecionados intervalos  $m$ , pelo menos os de maior pico de demanda.

Para qualquer restrição na capacidade das plantas de cada tipo ou fonte de energia,

$$G_j^m \leq \sum_s G_{js} \leq G_j^M, \text{ para a planta tipo } j. \quad (10)$$

Para restrições no potencial de capacidade desenvolvível de cada planta,

$$G_s^m \leq \sum_j G_{js} \leq G_s^M, \text{ para todos os locais (sites) } s. \quad (11)$$

Restrições também devem ser necessárias para levar em conta a capacidade de transferência da rede elétrica. Para cada grupo  $A$  (de sites  $s$  que formem uma área de controle), haverá:

Para restringir as transferências de potências dos grupos  $A$ 's dentro dos limites de importação e exportação, pela transmissão,  $R_{mAi}$  e  $R_{mAo}$ , sob diferentes níveis de demanda (utilizando margens de reserva  $\xi_{mA}$ ):

$$L_{mA} + \xi_{mA} - R_{mAi} - \sum_p \sum_{s \in A} G_{ps} \leq \sum_j \sum_{s \in A} G_{js} \leq L_{mA} - \xi_{mA} + R_{mAo} - \sum_p \sum_{s \in A} G_{ps} \quad (12), \text{ para}$$

todos os grupos  $A$ 's no pico e talvez em outros níveis de demanda  $m$ .

Finalmente, a função custo a ser minimizada, sujeita às restrições (6) a (12), será:

$$\left\{ \sum_j \sum_s C_{gjs} G_{js} + \sum_s \sum_m \left( \sum_j E_{j sm} e_{js} + \sum_p E_{psm} e_{ps} \right) \right\} "$$

KNIGHT (1972) observa que os coeficientes  $C_{gjs}$  poderiam conter uma componente (parcela) para o custo da ampliação da transmissão para escoar a geração de um *site* e, se possível, nos custos operacionais  $e_{js}$  e  $e_{ps}$ , uma componente (parcela) para as perdas de transmissão, que podem ser estimadas com base em fatores ponderados de perdas

de transmissão a partir de estudos elétricos de fluxo de distribuição de energia pela rede elétrica.

### **3.3.2. Abordagem indicada em VERDI & AVI-ITZHAK (1981)**

VERDI & AVI-ITZHAK (1981) oferecem um excelente painel sobre o que eles chamaram de conceitos e temas tradicionais no campo do dimensionamento e da avaliação da confiabilidade e de custos e tarifas de sistemas de geração de energia elétrica, também avançando em considerações que incorporam a natureza aleatória de algumas das variáveis mais relevantes dos problemas dos grandes sistemas de geração de energia elétrica.

A ferramenta básica dos modelos formulados por VERDI & AVI-ITZHAK é também a LDC (*load duration curve*). O que os autores têm em mente é que os sistemas geradores de energia elétrica, de maior porte, são compostos por usinas de diferentes insumos energéticos, entre elas, unidades térmicas para operação em complementação ou para suprir os picos de demanda e outras para assumirem a carga de base.

No capítulo “*The Use of Quantitative Methods in Short- and Long-Term Planning of Installed Electric Energy Generating Capacities*”, do livro VERDI & AVI-ITZHAK, os autores conceituam o que eles denominam de “*optimal mix problem*”, chamado por KNIGHT (1972) de “*Plant mix*”, e por nós, ao longo dessa Dissertação, de “*mix energético*”.

Os citados autores indicam a PL como instrumento de apoio para os estudos de expansão de longo prazo dos sistemas de geração, pois possibilitam obtenção direta de solução ótima, enquanto que eles recomendam *modelos de simulação* para os estudos de curto prazo, o que coincide com a visão apresentada por MARIZ (1985).

Dessa forma, VERDI & AVI-ITZHAK (1981) apresentam um modelo de PL, a seguir, também resumido, citando que se baseava no modelo concebido por ANDERSON (1972), que é semelhante ao indicado por KNIGHT (1972):

Para derivar o modelo LP, primeiro representa-se as LDC's equivalentes anuais projetadas por blocos aproximados (reportando-se à Figura 3.3.1, seriam os intervalos de carregamento do modelo exposto por KNIGHT). Os blocos são numerados da esquerda para direita usando o índice  $n = 1, 2, \dots, N$ . A largura do  $n$ -ésimo bloco é definida por  $\theta_n$  e é o mesmo para todos os anos do plano de longo prazo,  $t = 1, 2, \dots, T$ . A altura do  $n$ -ésimo bloco é diferente para cada ano e é definida por  $Q_{nt}$ . A área aproximada sob a LDC equivalente do ano  $t$  é dada por  $\sum_n \theta_n Q_{nt}$ .

Em seguida, se usam os índices  $j = 1, 2, \dots, J$  para definir as unidades geradoras de capacidade tipo  $j$ , e o índice  $v$  para identificar a vintage, i.é, "safra" (=ano de introdução/instalação) das unidades.

As variáveis de decisão são de dois tipos:

1. A capacidade total, em megawatts do tipo  $j$ , introduzida no ano  $v$ . Esta variável é nominada como sendo  $x_{jv}$ .

2. A utilização (i.é, a produção de energia) da capacidade tipo  $j$  e ano de introdução  $v$ , durante o ano  $t$  ( $t \geq v$ ), no bloco  $n$  da LDC composta pelos diversos blocos. Esta variável é identificada por  $u_{jvtn}$  e poder ser melhor entendida pela observação que a contribuição de  $x_{jv}$  para a área do bloco  $n$  do ano  $t$  é igual a  $\theta_n u_{jvtn}$ , para  $t \geq v$ .

Desde que a utilização (produção) não pode exceder a capacidade, tem-se:

$$u_{jvtn} \leq x_{jv}, \quad (13)$$

sendo:  $j = 1, 2, \dots, J$ ,

$n = 1, 2, \dots, N$ ,

$v = v_0, v_0 + 1, \dots, T$ ,

$t = v, v + 1, \dots, T$ .

A premissa que toda a demanda seja suprida durante todo o tempo<sup>7</sup> é expressa por:

$$\sum_j \sum_{v \leq t} u_{jvtn} \geq Q_{tn}, \quad (14)$$

sendo:  $t = 1, 2, \dots, T$ ,

$n = 1, 2, \dots, N$ .

O objetivo é atender às restrições (13) e (14) ao mínimo custo. Assim, a função-objetivo a ser minimizada, é:

$$w = \sum_j \sum_v c_{jv} x_{jv} + \sum_j \sum_v \sum_t \sum_n f_{jvt} \theta_n u_{jvtn} a_{jvt}, \quad (15)$$

onde:

1.  $c_{jv}$  é o valor presente do custo fixo por megawatt da capacidade tipo  $j$ , introduzida/instalada no ano  $v$ .

<sup>7</sup> VERDI&AVI-IZTHAH (1981) observam que é possível aumentar ou diminuir a quantidade de demanda não satisfeita, variando o valor de  $Q_{it}$ .

2.  $f_{jvt}$  é o valor presente do custo de utilização da geração de 1 (um) megawatt-hora do tipo  $j$ , instalada no ano  $v$ .

3.  $a_{jvt}$  é um fator de correção representando a proporção estimada da capacidade de geração efetiva. O fator  $a_{jvt}$  pode ser visto como a proporção de tempo durante a qual as unidades do tipo  $j$  estarão disponíveis. (i.é, um fator de disponibilidade esperada para cada tipo de planta).

VERDI & AVI-ITZHAK (1981) também comentam:

*Para aquelas capacidades que são conhecidas (por exemplo, as unidades ou plantas geradoras que já sejam existentes, no início do horizonte de planejamento, i.é, no ano  $v_0$ ), os  $x$ 's são constantes, e as restrições de capacidade tornam-se simples limites superiores para as correspondentes variáveis  $u$ , tal que não afetam o número de linhas dos quadros do método simplex. Por outro lado, observam que, onde os  $x$ 's são variáveis, é possível diminuir significativamente o número de restrições de capacidade por notar que a LDC equivalente são monotonicamente decrescente e como resultado a ordenação  $u_{jvt1} \geq u_{jvt2} \geq \dots \geq u_{jvtN}$ , deve ser mantida na solução ótima. Assim, definindo novos valores*

$$\begin{aligned} z_{jvtn} &= u_{jvtn} - u_{jvt(n+1)}, \text{ para } n = 1, 2, \dots, N-1, \\ z_{jvtN} &= u_{jvtN}, \text{ e } u_{jvtN+1} = 0, \end{aligned} \quad (16)$$

é possível substituir as restrições (13) pelas (16) e criar as restrições seguintes:

$$\sum_{n=1}^N z_{jvtn} = u_{jvt1} \leq x_{jv}, \quad (17)$$

para:  $j = 1, 2, \dots, J,$

$v = v_0, v_0 + 1, \dots, T,$

$t = v, v + 1, \dots, T.$

VERDI & AVI-ITZHAK (1981) comentam, ademais, que a *transformação* aumenta o número de coeficientes não zero, mas também reduz o número de linhas do quadro simplex, salientando, aqueles autores, que é melhor usar a *formulação*  $z$  para aquelas plantas cujos  $x$ 's sejam desconhecidos, todavia mantendo a *formulação*  $u$  com variáveis  $u$ , limitadas para aqueles  $x$ 's que sejam fixos, isto é, já instalados ou decididos.

Os referidos autores também salientam que o final do período de planejamento pode ter um efeito significativo nos últimos anos do plano de expansão. Se um simples corte for feito, a solução do modelo será incorreta e a solução indicaria, no final do

horizonte, plantas com baixo custo de investimento, mesmo se os custos de utilização sejam altos, o que seria uma alternativa ineficiente. Uma das maneiras de evitar esse defeito, na modelagem, é montar o modelo com vários anos além do período de interesse do planejador e ignorando os resultados dos anos mais futuros. Outra seria estendendo-se o horizonte de planejamento sob a condição de demanda constante.

O modelo exposto pode também admitir a possibilidade de não atender a toda demanda de energia durante todo o tempo, ou seja, pode permitir algum tipo de racionamento (déficit de energia).

Para isso ser possibilitado, podem ser incluídas uma ou mais unidades geradoras *fictícias* com  $c_{jv} = 0$  e com elevado valor para  $f_{jvt}$ , o que seria uma penalização para a economia pelo não suprimento de uma unidade de potência requerida, igualmente ao conceito de “*custo social do déficit*” adotado nos modelos de planejamento da operação do tipo NEWAVE, comentado no item 2.3.2., desta Dissertação. Diferentes “unidades fictícias” poderiam modelar valores crescentes de níveis de aversão a progressivas profundidades de déficit admissíveis. Estimados ou mesmo “decretados” os coeficientes  $f_{jvt}$ , para as tais “unidades fictícias”, o modelo pode ser usado para determinar a “solução ótima” e os níveis associados de déficit.

Complementarmente, VERDI & AVI-ITZHAK (1981) observam que uma das falhas do modelo linear é o fato dos valores numéricos obtidos como solução para as variáveis  $x_{jv}$ , precisarem ser ajustados para o valor mais próximo de capacidade *padronizada* das unidades do tipo  $j$ , o que pode afastar-se da “solução ótima”. Para evitar tal limitação, os autores indicam que a representação quase ideal do problema de planejamento de expansão de longo prazo de sistemas de geração de energia elétrica pode ser alcançada pelo uso de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

Com a abordagem PLIM, em adição às variáveis de decisão  $x_{jv}$ , que representam a quantidade total de capacidade de plantas tipo  $j$  a ser introduzida nos anos  $v$ , os mencionados autores sugerem a definição das variáveis inteiras  $I_{jvk}$  para representar o *número* de unidades do tipo  $j$  e com tamanho  $k$ , a serem introduzidas no ano  $v$ . Para garantir o correto valor de  $x_{jv}$ , é requerido que:

$$x_{jv} = \sum_k kI_{jvk}, \text{ para todo } j \text{ e } v. \quad (18)$$

Para simplificar, haja vista a maior complexidade em tratar problema de PL com variáveis inteiras, VERDI & AVI-ITZHAK (1981) sugerem que as variáveis  $I$ 's sejam usadas apenas para as variáveis de decisão mais pertinentes, como, por exemplo, para plantas de maior porte ou para os anos cujas decisões sejam mais imediatas, deixando-se os horizontes mais distantes, do plano, tratados sem a restrição do tamanho padronizado das plantas.

### 3.3.3. Abordagem contida em TRINKENREICH *et al.* (1980).

Para uso em *estudos de longo prazo*, a equipe técnica da ELETROBRÁS, conforme descrito em TRINKENREICH *et al.* (1980), desenvolveu, no final dos anos 70's, um modelo de otimização da composição da expansão do parque gerador brasileiro, utilizando *programação linear*, tendo como suporte o software desenvolvido pela IBM, *Mathematical Programming System Extended/370* (MPSX/370).

O modelo foi denominado de DESELP, designação derivada de **D**eterminação da **E**xpansão do **S**istema **E**létrico a **L**ongo **P**razo, cuja modelagem tem muito do foi exposto em KNIGHT (1972), assim como em VERDI & AVI-ITZHAK (1981).

Tal modelo foi ferramenta de apoio aos estudos técnicos que suportaram o *Plano 2000*, o *Plano 2010* e o *Plano 2015*.

Os modelos que, na época, existiam disponíveis em outros países não contemplavam sistemas hidrelétricos de grande porte como haviam no Brasil.

Assim, houve necessidade de a ELETROBRÁS desenvolver o DESELP, o qual considera, na definição do *programa de composição ótima*, a produção de energia elétrica das usinas hidrelétricas como sendo igual à energia produzível no *período crítico* (menor seqüência de vazões), o que significa um critério de garantia para a hidrologia, valorizando também a energia secundária que possa ser gerada pela capacidade instalada adicional à capacidade de base a ser instalada na usina.

Por outro lado, o modelo também considera *aspectos geográficos*, como indicado em KNIGHT (1972), tendo em vista que o sistema elétrico brasileiro, em face da grande extensão territorial do país, é formado por subsistemas ou *regiões elétricas*, no qual cada uma das regiões pode ter tanto carga como geração, seja, hidrelétrica, usina reversível ou termelétrica, de diferentes tipos, sendo os subsistemas interligados por troncos de transmissão.

Um pouco diferente de KNIGHT (1972), o DESELP não trata de capacidades de exportação ou de importação de cada área de geração, mas sim de limites de intercâmbios entre regiões, o que permite se representarem a distribuição e o acoplamento eletro-geográfico entre as diversas áreas ou *regiões elétricas*.

A duração de tempo dos subperíodos do período ou horizonte de planejamento pode ser definida igual a um ano ou grupos seqüenciais de anos, do tipo biênio, triênio ou quinquênio. Normalmente, nos estudos de horizonte de planejamento de 20 a 30 anos, da ELETROBRÁS, adotavam-se períodos (intervalos de tempo) com duração de 5 anos (quinquênios), para tornar compatível com a duração do período crítico hidrológico ocorrido entre 1952 e 1955, além de diminuir o número de variáveis.

A modelagem do mercado é feita por uma curva de duração de carga (LDC), em dois patamares, o que permite analisar também a questão do atendimento à ponta.

Como *variáveis de decisão*, tem-se a indicação de novas usinas a implantar, em cada período, escolhidas a partir de uma relação de *projetos candidatos* e associados a definidos subsistemas que os comportassem ou a eles estivessem vinculados (caso típico de projetos hidrelétricos), bem como a possibilidade de indicação de ampliação ou criação de troncos de transmissão.

Cada variável de decisão tem associado custo de investimento, em \$/kW, e custos de operação, em \$/MWmédios. No caso dos projetos termoelétricos, tem-se o custo do combustível, em \$/MWmédios.

A função-objetivo é minimizar o valor presente do *custo total da expansão* do sistema como um todo, de forma que a indicação de ampliação da oferta de energia (ou de

ponta) em um subsistema poderá vir a ser feita tanto por indicação de ampliação de geração no subsistema, como por indicação de ampliação dos troncos de transmissão, se esta for solução mais econômica.

A formulação matemática do DESELP, indicada em TRINKENREICH *et al.* (1980), é relativamente detalhada, sendo apresentada no **Anexo III**, desta Dissertação.

Cabe destacar que, com o DESELP, é também possível se fazer uma análise da situação de hidrologia média, podendo esta análise indicar, para essa situação, a não necessidade de alguma ampliação, em face ao excedente de energia hidrelétrica aproveitável. Além disso, com o apoio de modelos de simulação, análises complementares eram feitas pela ELETROBRÁS para ajustes de cronogramas na solução ótima de plano de expansão indicado pelo DESELP.

Por fim, cabe registrar que o CEPTEL desenvolveu um modelo novo chamado de MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo), que consiste em uma integração da modelagem contida no DESELP a de um outro modelo denominado MODPIN (Modelo de Planejamento sob Incertezas). O MELP encontra-se em testes pelo CEPTEL, podendo tratar cenários de mercado, todavia considera a hidrologia apenas em duas condições, igualmente ao DESELP: a de *período crítico*, buscando “garantia” do suprimento, e a *hidrologia média*, que é adotada para se avaliar efeito de ocorrência de maior disponibilidade de hidroeletricidade. O MELP não utiliza a informação probabilística sobre a hidrologia, sendo probabilizáveis apenas os cenários de mercado. Um tratamento multiobjetivo no MELP com a utilização das funções de probabilidade da energia natural afluyente média anual poderá ser um interessante projeto de pesquisa a ser desenvolvido.

### 3.4. A PROGRAMAÇÃO LINEAR MULTIOBJETIVO

#### 3.4.1. Conceituação geral

Enquanto a Programação Linear trata de encontrar os valores de variáveis de decisão que otimizem (maximizando ou minimizando) uma única função-objetivo, expressa como uma combinação linear das ditas variáveis, mas sujeita a diversas restrições também lineares, a Programação Linear Multiobjetivo busca obter *uma solução de compromisso* em problemas nos quais diversas funções-objetivo são formuladas.

Em CLÍMACO *et al.* (2003), uma das referências bibliográficas básicas desta Dissertação, após ser apresentado, de forma resumida, no primeiro capítulo do livro, a abordagem da PL clássica, ou seja, na sua forma *mono-objetivo*, na qual a *determinação do ótimo* é um problema puramente técnico, os autores partem, no segundo capítulo, para abordar o tratamento de *problemas de otimização linear multiobjetivos*, ou seja, aqueles com mais de uma função-objetivo a otimizar, situação onde, como eles dizem, põe em causa o *paradigma da otimalidade*.

Na visão dos retro citados autores, os mencionados *problemas multiobjetivos* estão se inserindo como um novo ramo da programação matemática, destacando, contudo, para melhor entendimento, que sob a designação comum de *métodos de critérios múltiplos*, aparecem na literatura especializada dois ramos distintos:

- a) *métodos de apoio à decisão com atributos múltiplos*, os quais segundo GOMES *et al.* (2002), são também chamados de métodos discretos, e
- b) *métodos de apoio à decisão com objetivos múltiplos*.

Observam que a primeira das designações acima se refere a métodos de seleção, ordenação ou categorização dentre um número finito de alternativas, explicitamente conhecidas, enquanto que a segunda designação diz respeito a problemas nos quais as alternativas são implicitamente definidas por um conjunto de restrições.

CLÍMACO *et al.* (2003) focalizam, apenas, problemas da categoria (b), e dentre eles, aqueles que se enquadram no caso particular da programação linear com objetivos múltiplos.

Segundo os mesmos autores, um problema de PLMO, ou seja, de programação linear multiobjetivo (ou multicritério), na vertente de maximização<sup>8</sup>, na sua forma genérica, consiste, matematicamente, em:

$$\begin{aligned}
 \max \quad z_1 = z_1(\underline{x}) &= \sum_{j=1}^n c_{1j} x_j && (\text{ou } z_1 = \underline{c}_1 \underline{x}) \\
 &\dots\dots\dots && (\text{p objetivos}) \\
 &\dots\dots\dots && \\
 \max \quad z_p = z_p(\underline{x}) &= \sum_{j=1}^n c_{pj} x_j && (\text{ou } z_p = \underline{c}_p \underline{x}) \\
 \text{s.a.: } \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j &= b_i, \text{ com: } i = 1, \dots, m \\
 x_j &\geq 0, \quad \text{com: } j = 1, \dots, n, \text{ onde } \underline{x} = \text{vetor } [x_j]
 \end{aligned}$$

Em uma situação de PLMO, o que se apresenta, mesmo que de forma implícita, é a questão da *preferência* do “decisor” com relação aos objetivos. A solução que seja “a ótima” para um determinado objetivo, dificilmente, será para os demais objetivos, o que retira a decisão do terreno puramente técnico, no sentido matemático, para o campo subjetivo, ou seja, para onde o *decisor* sentir-se-á mais confortável em se posicionar.

Cabe aqui refletir, que na situação em que o *decisor* é uma esfera de um governo democrático, como temos no Brasil, e não uma empresa, é natural que as pressões da sociedade, na forma de “objetivos” legítimos, muitos deles conflitantes entre si, tenham que ser levados em conta nas decisões, exigindo um balanceamento e/ou ponderação entre eles e, naturalmente, negociações entre o governo e os segmentos sociais interessados na busca de construção de um consenso o mais estável possível.

Essa negociação do planejamento, quando feita pelas esferas de governo, é muito comum ao se tratar, por exemplo, de planos de uso de recursos hídricos, como estamos hoje a assistir com o Projeto da Transposição das Águas do Rio São Francisco.

---

<sup>8</sup> De forma similar, pode-se formular o problema de minimização, trocando-se o sinal das funções-objetivo.

Em MAJOR (1977), um pesquisador do *Massachusetts Institute of Technology (MIT)*, a questão do planejamento multiobjetivo de uso de *recursos hídricos* é tratada.

**Essa realidade de tratar múltiplos interesses e assim de vários objetivos, virá, na nossa visão, por natural, também para o campo do planejamento do uso de recursos energéticos, considerando que o tema interessa e afeta com grande intensidade a toda sociedade.**

CLÍMACO *et al* (2003), citando ZENELY (1982), mostram, de uma forma muito simples, as diferenças entre os modelos de otimização monocritério e multicritério.

Usam a hipótese de um *decisor* desejar escolher, numa primeira opção, a maior laranja dentre aquelas contidas em um saco de laranjas e, como segunda opção, a maior e a mais doce simultaneamente. Na primeira opção, tem-se um problema puramente de otimização, pois se trata de medir e ordenar as laranjas e escolher a que for maior.

Na segunda opção, se a maior laranja não for a mais doce, não há solução ótima para o que foi proposto. Selecionar a laranja que atenda à segunda opção, destacam os citados autores, obriga a um compromisso subjetivo entre os dois critérios e salientam que existe um subconjunto de laranjas ao qual deverá pertencer a solução de compromisso, no caso, o conjunto das *soluções eficientes*, que é constituído pelas laranjas para as quais não existe qualquer outra que seja simultaneamente maior e mais doce. Dentre as *soluções eficientes*, caberá ao *decisor* aceitar a laranja que mais lhe convém, o que leva à situação de não haver uma única solução “ótima”, pois dependerá da utilidade ou de “pesos” de como o *decisor* ponderará entre os dois critérios, podendo, portanto, a “solução ótima” ser diferente para diferentes decisores.

O exemplo acima, na nossa visão, bem ilustra um problema de otimização multiobjetivo ou multicritério, pois nem sempre os múltiplos objetivos envolvidos em um estudo de planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, para atendimento aos requisitos de um país, podem ser simplesmente monetarizados para que se permita uma construção de uma única função-objetivo composta pela soma ponderada das funções-objetivo individuais.

Além disso, mesmo quando se tenha uma situação de múltiplos objetivos a otimizar, possível de ser trazida ao campo da quantificação, uma questão muito crítica é a distribuição de pesos para cada objetivo.

### 3.4.2. Uma ilustração da diferença entre a PL e a PLMO

Para bem ilustrar a abordagem de PLMO, CLÍMACO *et al.* (2003) exemplificam com a análise de um problema clássico no ensino da PL, que é o de plano de produção de uma pequena indústria:

“A indústria fabrica dois produtos diferentes – produto I e produto II. A fabricação exige três tipos de máquinas – A, B e C. Cada unidade do produto I requer 1 hora nas máquinas tipo A, 2 horas nas máquinas tipo B e 2 horas nas tipo C. Cada unidade do produto II requer 1 hora nas máquinas tipo A, 1 hora nas máquinas tipo B e 5 horas nas tipo C. A indústria possui várias máquinas dos três tipos, que possibilitam uma utilização máxima semanal de 50 horas nas máquinas tipo A, 80 horas nas máquinas tipo B e 220 horas nas máquinas tipo C. Sabe-se que o lucro de 1 unidade, de cada produto, é de 25 unidades monetárias (u.m.) para o produto I e de 20 u.m. para o produto II, respectivamente. Supõe-se que toda a produção seja vendida. Pergunta-se qual o esquema de produção semanal que resulta no máximo lucro ?”

É corriqueiro saber, pelos compêndios que apresentam a PL, que o *modelo matemático* que resolve o problema acima formulado, é:

$$\text{Max } z = 25 x_1 + 20 x_2 \quad (\text{em u.m.}) - \text{função-objetivo do problema}$$

$$\text{s.a: } x_1 + x_2 \leq 50 \quad (\text{h/semana}) - \text{restrição máquina A}$$

$$2 x_1 + x_2 \leq 80 \quad (\text{h/semana}) - \text{restrição máquina B}$$

$$2 x_1 + 5 x_2 \leq 220 \quad (\text{h/semana}) - \text{restrição máquina C}$$

$$x_1, x_2 \geq 0,$$

onde  $x_1$  e  $x_2$ , variáveis de decisão do problema, correspondem ao número de unidades a fabricar do produto I e II, respectivamente.

Sendo um problema em  $R^2$ , podemos bem visualizá-lo e até resolvê-lo de forma gráfica, conforme a Figura 3.4.3.1.

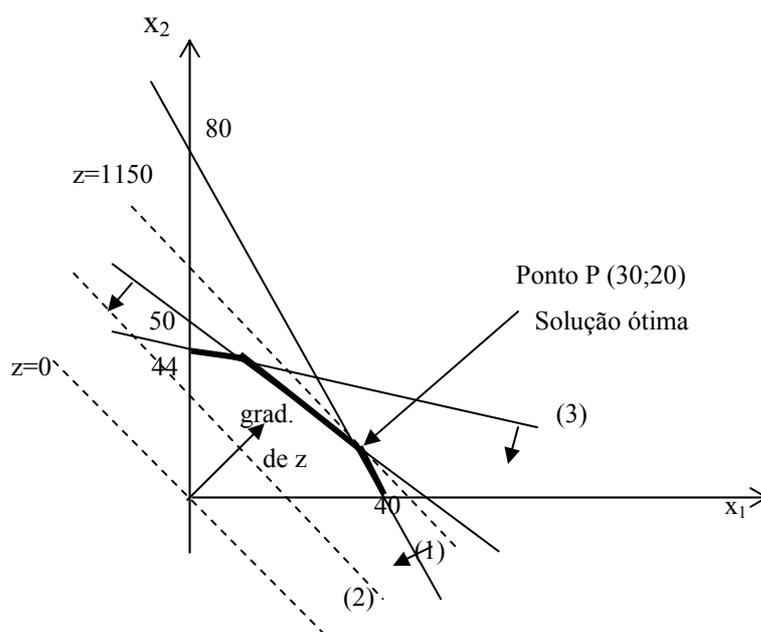


Figura 3.4.3.1 – Solução gráfica do problema de PL

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

A solução ótima é o ponto P, resultante da interseção das duas retas  $x_1 + x_2 = 50$  e  $2x_1 + x_2 = 80$ , ou seja, com coordenadas  $x_1^* = 30$  e  $x_2^* = 20$ , que produz um valor de  $z^* = 25 \times 30 + 20 \times 20 = 1150$ , e atende à reta  $z = 25x_1 + 20x_2 = 1150$ , evidenciando-se, pela figura, que é o maior valor de  $z$  satisfazendo ao conjunto domínio das soluções admissíveis ou viáveis. Assim, o esquema de produção ótimo semanal é 30 unidades do produto I e 20 do produto II.

Uma das características importantes da PL é que a solução ótima, se existir, pertence ao conjunto das soluções eficientes, que, no caso, é o limite nordeste do conjunto de soluções viáveis, indicado pelos segmentos de reta com linha mais grossa na figura anterior.

Veja-se que, a depender da definição da direção do gradiente da função-objetivo, no caso, a direção normal às retas  $z$ , o ponto que define a solução ótima poderia mudar. Por exemplo, se o lucro com o produto I fosse muito reduzido frente ao do produto II, a solução ótima seria a de concentrar-se em produzir, o máximo possível, do produto

II, que ocorreria ao fabricar 44 unidades. Na situação inversa, seriam 40 unidades do produto I.

Suponha-se, agora, no mesmo problema acima resolvido, que se deseje considerar um segundo objetivo a ser maximizado, como, por exemplo, poderia ser o de incrementar a “confiabilidade” da produção, no sentido de níveis de aceitação dos produtos pelo mercado, para o que, CLÍMACO *et al* (2003) indicam o “caminho” de maximizar a função-objetivo  $z_2 = x_1 + 8 x_2$ .

Dessa forma, o *novo problema*, colocado na forma de PLMO, seria:

$$\begin{aligned} \max z_1 &= 25x_1 + 20x_2 \quad (\text{maximizar o lucro}) - \text{função-objetivo 1} \\ \max z_2 &= x_1 + 8x_2 \quad (\text{maximizar a confiabilidade}) - \text{função-objetivo 2.} \\ \text{s.a:} \quad &x_1 + x_2 \leq 50 \quad (\text{h/semana}) - \text{restrição máquina A} \\ &2x_1 + x_2 \leq 80 \quad (\text{h/semana}) - \text{restrição máquina B} \\ &2x_1 + 5x_2 \leq 220 \quad (\text{h/semana}) - \text{restrição máquina C} \\ &x_1, x_2 \geq 0, \end{aligned}$$

onde  $x_1$  e  $x_2$ , variáveis de decisão do problema, correspondem ao número de unidades a fabricar do produto I e II, respectivamente.

Usando-se, novamente, a busca da solução pela forma gráfica, vemos pela figura a seguir, derivada da anterior, que não existe solução que otimize, simultaneamente, as duas funções-objetivo e mantenha-se dentro do *domínio admissível* que é ditado pelas restrições.

O ponto F indicado na Figura 3.4.3.2, de coordenadas  $x_1^* = 12$  e  $x_2^* = 42,5$ , seria uma “*solução ideal*” para produzir um máximo  $\underline{z}^* = (z_1^*, z_2^*)$ , pois otimizaria, cada função-objetivo separadamente, todavia está fora do *domínio admissível* formado pelo polígono ORQPVO.

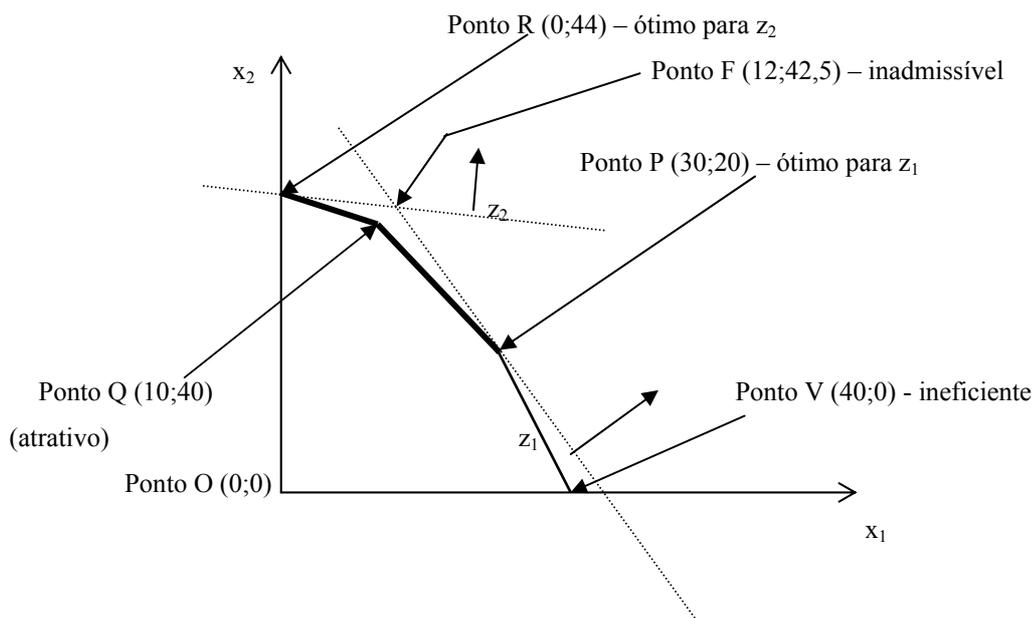


Figura 3.4.3.2 – Solução gráfica do problema de PLMO

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Como já vimos, a função-objetivo  $z_1$  é otimizada no ponto P (30,20), onde  $z_1 = 1150$  e  $z_2 = 190$ , enquanto que a função-objetivo  $z_2$  já seria otimizada no ponto R (0,44), onde  $z_1 = 880$  e  $z_2 = 352$ . A solução representada pelo ponto Q (10,40) é uma solução intermediária entre as duas soluções, que poderia ser até atrativa para o “decisor”, pois se aproxima da *solução ideal*, mas depende da relação de preferência do “decisor” com relação às funções-objetivo  $z_1$  e  $z_2$ .

Veja-se que os pontos, exatamente, na fronteira nordeste (superior direito) do *domínio admissível* – (a região do primeiro quadrante, do gráfico, limitada pelas retas que definem as restrições, ou seja, a máxima utilização semanal de horas dos três tipos de máquinas A, B e C), e que se situam entre os pontos P(30;2) e R (0,44), indicados, na figura anterior, como uma linha mais grossa, correspondem às *soluções eficientes*.

Diz-se que são *soluções eficientes*, porque, para qualquer ponto que seja escolhido nos segmentos de reta PQ ou RQ, não existe nenhuma outra solução admissível que seja igual ou melhor, simultaneamente, nas duas funções-objetivo. Por isso se afirma,

também, que as soluções eficientes são soluções *não dominadas* por outras soluções admissíveis.

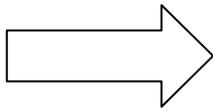
CLÍMACO *et al* (2003) definem *solução eficiente* como:

“Uma solução  $\underline{x}^{ef} \in S$  diz-se eficiente se e só se não existe uma outra solução  $\underline{x} \in S$  tal que  $z_i(\underline{x}) \geq z_i(\underline{x}^{ef})$  para todo o  $i = 1, \dots, p$ , e a desigualdade é estrita para pelo menos um  $i$  ( $z_i(\underline{x}) > z_i(\underline{x}^{ef})$ ).”

É importante também notar que, em PL, os pontos do *espaço das variáveis de decisão* têm uma imagem na reta dos números reais (a dimensão  $R^1$ ), enquanto que na PLMO, onde o *espaço dos objetivos* fica na dimensão  $R^p$ , cada solução  $\underline{x}$  tem como representação um ponto  $\underline{z} = (z_1(\underline{x}), \dots, z_p(\underline{x}))$ .

Para melhor entendimento, consideremos os pontos vértices que formam o polígono ORQPVO, da Figura 3.3.4.2, o qual define o conjunto das soluções admissíveis no problema de otimização do plano de produção da tal pequena indústria, sendo que as *soluções eficientes*  $\underline{x}^{ef}$  são os pontos dos segmentos PQ e RQ, no *espaço das variáveis*.

Para obter o *espaço dos objetivos* do mesmo problema definidos no plano  $(z_1, z_2)$ , pode-se montar a seguinte correspondência entre os vértices:

	$\underline{x}$		$\underline{z} = \underline{z}(\underline{x})$
O	(0,0)		O'
V	(40,0)		V'
P	(30,20)		P'
Q	(10,40)		Q'
R	(0,44)		R'

Como resultado, pode-se construir o gráfico, indicado na Figura 3.4.3.3, no *espaço dos objetivos*.

CLÍMACO *et al* (2003) definem como o conjunto de pontos do *espaço dos objetivos*, correspondentes às soluções eficientes do *espaço das variáveis*, como sendo uma solução *não dominada*, no caso, os pontos dos segmentos de retas P'Q' e R'Q', indicados pela linha mais grossa na figura acima. A *solução ideal* que levaria à

$\underline{z}^*(1150;352)$  é inatingível em face das restrições, o que leva a se refletir sobre a responsabilidade em se definir restrições.

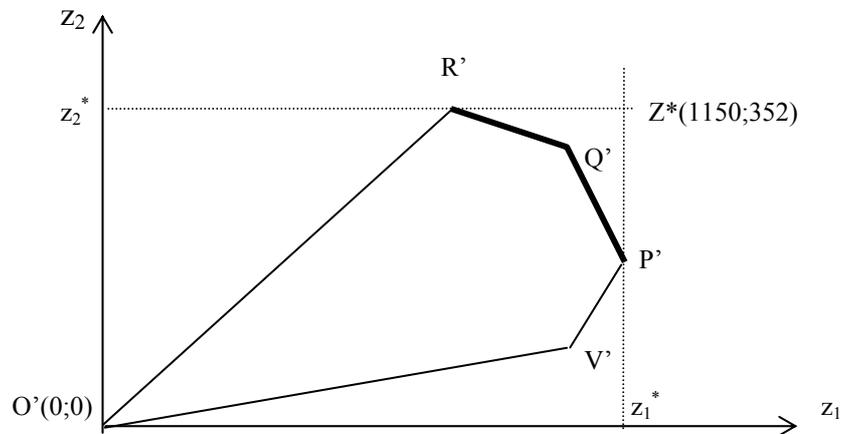


Figura 3.4.3.3 – Espaço dos objetivos

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Evidencia-se, pela exposição anterior, que o desafio da PLMO é definir a região das *soluções eficientes*, para nelas se escolher a região onde o *decisor* se sinta confortável em se fixar, não existindo, assim, uma única solução ótima no contexto da PLMO, ou seja, insere-se um certo subjetivismo na definição da solução que tanto arrepia os matemáticos ortodoxos.

Fica então fácil de compreender que uma vez formulado um problema de PL, a solução pode ser calculada pelo analista que a entrega ao *decisor*, enquanto que em PLMO, o diálogo *analista-decisor* se desenvolve durante a construção da solução, sendo também uma oportunidade de aprendizado mútuo.

Finalizando este item, cabe ressaltar que, nos problemas práticos, como o são os que temos em mente, no campo do planejamento da expansão de sistemas de geração, têm-se dezenas ou até centenas de variáveis. Isso leva a se ter em mente que os polígonos formadores das regiões eficientes e as correspondentes soluções não dominadas formam superfícies em  $R^{n-1}$  (hiperplanos) de formas inimagináveis, o que se torna muito difícil, pela pluralidades de “vértices”, tratar os problemas de PLMO que não seja de alguma forma interativa e confortável para o *decisor*, até porque surpresas muitas vezes poderão acontecer.

### 3.4.3. O cálculo das *soluções eficientes*.

Desenvolvendo a abordagem da PLMO, CLÍMACO *et al* (2003) apresentam processos de cálculo das *soluções eficientes*, com base em proposições ou teoremas, os quais, não vamos aqui transcrevê-los, pois os estão muito bem demonstrados na referência e tornaria ainda mais volumosa a presente Dissertação. Os processos indicados por CLÍMACO *et al* (2003), são:

- a) Otimização *de uma* das funções-objetivo, transformando em restrições as  $p-1$  restantes;
- b) Otimização de uma *soma ponderada* das funções-objetivo;
- c) Minimização da “*Distância de Tchebycheff*” a um *ponto de referência*.

O processo (a) busca melhor mapear o hiperplano das soluções eficientes, que respeite determinados limites que sejam fixados para todos, exceto um dos objetivos.

O processo (b) é uma forma de tratar as *preferências* do “decisor”, criando para cada função-objetivo  $z_i$ , um peso  $\lambda_i$ , tal que  $\sum_{i=1}^p \lambda_i = 1$ , que é equivalente a se definir uma *função de utilidade* dos objetivos.

Uma questão a se colocar é que nem sempre é possível a definição *a priori* das *utilidades* (pesos) pelo “decisor” sem o conhecimento do “terreno” do *hiperplano das soluções* e as sensibilidades às variações dos pesos, inclusive quanto às regiões de indiferenças no *espaço dos pesos*. Lembremos que, em geral, se estará em espaços de  $n$  dimensões, ou seja, em  $R^n$ .

O processo (c) busca obter soluções eficientes, minimizando a “distância”, segundo uma determinada métrica (no caso a de Tchebycheff), da região admissível a um qualquer ponto de referência no *espaço dos objetivos*. Esse ponto de referência pode ser aquele correspondente à *solução ideal*, ou seja, aquele que otimizaria, separadamente, cada objetivo, tal qual o ponto F, na Figura 3.4.3.2, no *espaço das variáveis* que corresponderia ao ponto  $Z^*$  no *espaço dos objetivos* indicado na anterior Figura 3.4.3.3.

### 3.4.3.1. Conceito de métrica de Tchebycheff

Como uma métrica, para esclarecer, entende-se ser uma *função distância* que se atribui a cada par de vetores  $\underline{z}^1$  e  $\underline{z}^2 \in \mathbb{R}^n$ , ou seja, um escalar  $\|\underline{z}^1 - \underline{z}^2\| \in \mathbb{R}$ .

Uma métrica  $L_p$ , define a distância entre dois pontos em  $\mathbb{R}^n$ , por:

$$\|\underline{z}^1 - \underline{z}^2\|_p = \left[ \sum_{i=1}^n |z_i^1 - z_i^2|^p \right]^{1/p} \text{ com } p \in \{1, 2, \dots\}.$$

Com  $p = 2$ , é a distância Euclidiana entre dois pontos.

Dá para se entender que se  $p \rightarrow \infty$ , resulta que:

$$\|\underline{z}^1 - \underline{z}^2\|_\infty = \max_i |z_i^1 - z_i^2|, \text{ e tem-se a métrica } L_\infty, \text{ que é a “distância de Tchebycheff”}$$

Podemos melhor compreender o conceito de métricas, acima definido e considerando um problema em  $\mathbb{R}^2$ , se considerarmos um plano  $(z_1, z_2)$ , com a solução ideal  $Z^*$  posicionado como a origem dos eixos cartesianos. Os lugares geométricos dos pontos equidistantes de  $Z^*$  dependem da métrica adotada:

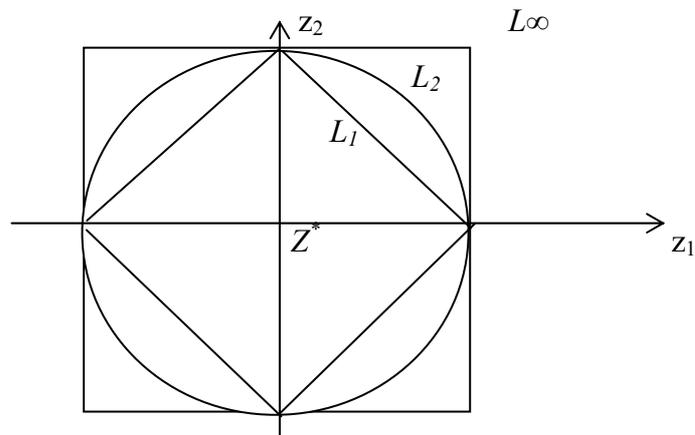


Figura 3.4.4.1.1 – Lugar geométrico dos pontos equidistantes de  $Z^*$ , para  $L_1$ ,  $L_2$  e  $L_\infty$

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

A métrica  $L_2$  gera o conhecido círculo que congrega os pontos equidistantes de um dado ponto. A métrica  $L_1$  gera o quadrado interno que é formado pelas retas cuja soma algébrica, das coordenadas dos pontos, é constante. A métrica  $L_\infty$ , que é a de Tchebycheff, corresponde ao limite do círculo quando  $p \rightarrow \infty$ , gerando o quadrado circunscrito ao círculo da métrica  $L_2$ .

Para se introduzir uma ponderação entre os objetivos, o que leva, muitas vezes, a se preferir soluções que não fiquem nos vértices da região das *soluções eficientes*, CLÍMACO *et al* (2003) recomendam usar uma métrica ponderada  $L_p^\lambda$ , qual seja:

$$\| \underline{z}^1 - \underline{z}^2 \|_p^\lambda = \left[ \sum_{i=1}^n (\lambda_i |z_i^1 - z_i^2|)^p \right]^{1/p} \text{ com } p \in \{1, 2, \dots\}, \text{ ou}$$

seja, a *métrica de Tchebycheff ponderada*  $L_\infty^\lambda$ , dada, assim, por:

$$\| \underline{z}^1 - \underline{z}^2 \|_\infty^\lambda = \max_i \lambda_i |z_i^1 - z_i^2|$$

Na forma de *métricas ponderadas*, CLÍMACO *et al* (2003) ilustram que o lugar geométrico dos pontos equidistantes de  $Z^*$ , indicados na Figura 3.4.4.1.1, transforma-se para  $L_1$ , de um quadrado inscrito para um losango; para  $L_2$ , de círculo para elipse; e, para  $L_\infty$ , de quadrado circunscrito para um retângulo, permitindo grande flexibilidade de manuseio para adaptar-se às preferências do *decisor*.

### 3.4.4. – Classificação dos principais métodos dedicados à PLMO

Uma visão abrangente, indicada por vários autores, de classificação dos métodos dedicados a problemas de otimização com objetivos múltiplos, no campo de decisões multiobjetivos ou multicritérios, é apresentada, também, por CLÍMACO *et al* (2003), na forma a seguir transcrita, o que permite se ter uma perspectiva ampla do universo de técnicas e abordagens que estão sendo desenvolvidas pelos vários centros acadêmicos e de pesquisa, pelo mundo afora, na presente temática.

1. Classificação baseada no grau de intervenção do agente decisor:
  - a) articulação *a priori* das preferências do agente decisor;
  - b) articulação *a posteriori* de preferências.
  - c) articulação progressiva de preferências do agente decisor;
2. Classificação baseada no tipo de modelagem de preferências do agente decisor:
  - a) consideração da função utilidade global;
  - b) estabelecimento de prioridade entre critérios;
  - c) fixação de níveis de aspiração ou metas para os critérios;
  - d) uso de comparações par a par (pares de alternativas ou pares de critérios);
  - e) uso de taxas marginais de substituição.
3. Classificação baseada no número de agentes de decisão:
  - a) um único agente;
  - b) vários agentes.
4. Classificação baseada em certeza/incerteza na determinação dos parâmetros do modelo:
  - a) utilização de formulação determinística;
  - b) utilização de formulação não determinística, isto é, considerando explicitamente a incerteza associada a coeficientes e parâmetros do modelo utilizado.
5. Classificação baseada nas entradas requeridas e/ou nos resultados obtidos:
  - a) Entradas - tipo e confiabilidade dos dados, com participação do(s) agente(s) de decisão na modelagem;
  - b) Resultados - obtidos otimizando-se uma função utilidade, ou procurando a solução de compromisso eficiente, ou uma solução satisfatória, ou ordenando as alternativas ou classificando as alternativas por grupo.

CLÍMACO *et al*. (2003), tratam apenas da classificação 1, o que é discutido a seguir.

### 3.4.5. A classificação baseada no grau de intervenção do agente decisor

#### 3.4.5.1. Métodos de articulação *a priori*

Segundo CLÍMACO *et al.* (2003), são os métodos onde a articulação das *preferências* do *decisor* com relação aos objetivos é definida *a priori*, os quais são:

#### c) - Método da *distância mínima* à solução ideal

Consiste na minimização da distância do ponto de referência  $\underline{z}^*$ , correspondente à *solução ideal*, até o hiperplano das soluções *não dominadas*. Com  $p=2$ , é a distância Euclidiana, que é dada por:

$$\| \underline{z}^* - \underline{z}^C \|_2 = \left[ \sum_{i=1}^n |z_i^* - z_i^C|^2 \right]^{1/2}, \text{ onde } \underline{z}^C \text{ é uma solução } \textit{não dominada}$$

correspondente à *solução de compromisso*  $\underline{x}^C$ .

A escolha de um outro escalar  $p \geq 1$ , ou seja, outra métrica, inclusive a de Tchebycheff, permite ajustar a *solução de compromisso* à preferência do *decisor*.

#### d) Método da *função utilidade*

Por esse método, construí-se uma função utilidade  $U[z_1(\underline{x}), \dots, z_p(\underline{x})]$ , na qual os objetivos  $z_i(\underline{x})$  são os argumentos dessa função. CLÍMACO *et al.* (2003), observam que se a função  $U$  (côncava) satisfizer certas propriedades, o ótimo de  $U [z_1(\underline{x}), \dots, z_p(\underline{x})]$  pertence ao conjunto das soluções eficientes, ou seja, o ponto de tangência de  $U$  com o conjunto eficiente seria a solução de compromisso do problema.

Esta abordagem é baseada na estrutura axiomática de Teoria de Utilidade, conforme apresentada em KEENEY & RAIFFA (1976), CAMPELO DE SOUZA (2002) e GOMES *et al.* (2002).

Um caso particular para a *função utilidade multiatributo* é o modelo aditivo abaixo, que para ser utilizado deve ter iguais condições de independência preferencial entre os objetivos. Nessa condição, pode-se, então, utilizar a função:

$$U [z_1(\underline{x}), \dots, z_p(\underline{x})] = U_1[z_1(\underline{x})] + \dots + U_p[z_p(\underline{x})]$$

Veja-se que a soma ponderada dos objetivos  $z_i(\underline{x})$ , na forma de  $\sum_{i=1}^p \lambda_i z_i$  com  $\sum_{i=1}^p \lambda_i = 1$ , é um caso particular da função utilidade aditiva acima.

e) Método Lexicográfico

Neste método, faz-se um escalonamento das funções objetivo, de acordo com as preferências do *decisor*. Em seguida procede-se a otimização seqüencial dos mesmos. Assim, em cada passo, se otimiza um objetivo e, a partir do valor obtido e da função objetivo em foco, é construída uma restrição de igualdade, mesmo que se use uma certa folga, restrição essa que fará parte das otimizações seguintes.

d) - Programação por Metas (ou *Goal Programming*)

CLÍMACO *et al* (2003) indicam que é dos métodos mais divulgados. Observam que difere do método da distância mínima à solução ideal, porque nele se procura minimizar o desvio em relação às *metas* ( $O_1, \dots, O_p$ ), estabelecidas pelo *decisor* em relação aos objetivos, isto é:

$$\min \left\{ \sum_{j=1}^p (d_j^- + d_j^+)^{\beta} \right\}^{\frac{1}{\beta}}, \text{ com } \beta \geq 1$$

s.a:

$$\underline{x} \in R^n = \{ \underline{x} \in R^n : A\underline{x} = \underline{b}, \underline{x} \geq 0 \}$$

$$z_j(\underline{x}) + d_j^- - d_j^+ = 0, \quad j=1, \dots, p$$

$$d_j^-, d_j^+ \geq 0, \quad j=1, \dots, p$$

$$d_j^- d_j^+ = 0, \quad j=1, \dots, p$$

em que  $d_j^-$  e  $d_j^+$  são os desvios por falta ou por excesso, em relação à meta  $O_j$ , respectiva.

Os citados autores ressaltam que as metas estabelecidas pelo *decisor* podem conduzir a uma solução dominada do problema, ou seja, o *decisor* estaria pouco ambicioso ao definir o que pretende, ou ainda, a aplicação do método pode conduzir a uma solução satisfatória para o *decisor*, mas que pode não pertencer ao conjunto de soluções eficientes. Nessa situação, o analista haverá de sugerir metas mais ambiciosas ao *decisor*.

### 3.4.5.2. Métodos de articulação *a posteriori*

São os métodos, nos quais a articulação das *preferências* do *decisor* com relação aos objetivos é definida *a posteriori*. CLÍMACO *et al.* (2003) subdividem esses métodos em:

a) - Métodos aproximados:

a.1) - Método dos pesos

Neste método, o problema de PLMO é transformado em um problema de PL, ou seja, com um só objetivo, no caso, o “objetivo” formado pela somada ponderada dos  $p$  objetivos do problema original, sendo os

pesos  $\lambda_1, \dots, \lambda_p$ , escolhidos tais que:  $\sum_{i=1}^p \lambda_i = 1$  e  $\lambda_i > 0, i = 1, \dots, p$ .

Dessa forma, a solução (ou as soluções) que otimizem em  $S$  (o domínio definido pelas restrições), a função  $f = \sum_{i=1}^p \lambda_i z_i(\underline{x})$ , pertence(m) ao conjunto das soluções eficientes.

Resolve-se, desse modo, um problema de PL para um vetor inicial  $\underline{\lambda} = [\lambda_i]$  de valores dos pesos. Variando-se os pesos  $\lambda_i$ 's, com certa sistemática, pode-se obter uma *aproximação* do conjunto de soluções eficientes. Veja-se que em um problema com três objetivos, o *espaço dos pesos*, matematicamente é definido como:

$$\Lambda = \{ \underline{\lambda} \in R^3 : \lambda_i > 0, i = 1, 2, 3 \text{ e } \sum_{i=1}^3 \lambda_i = 1 \}, \text{ e}$$

pode ser representado pelo plano indicado pelo triângulo equilátero, apresentado na figura a seguir.

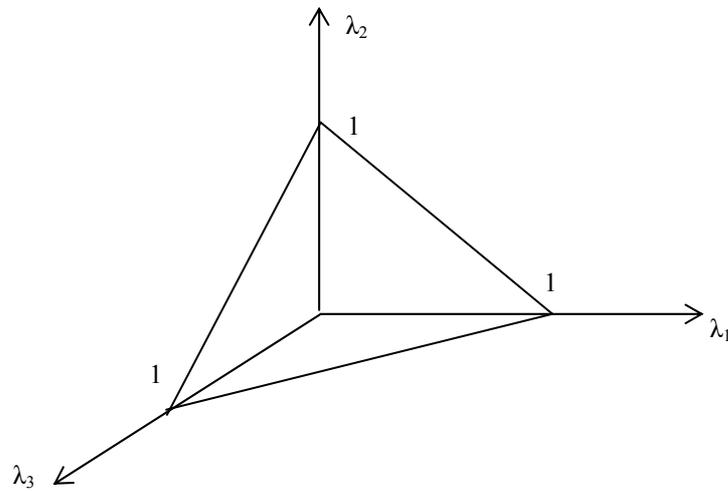


Figura 3.4.5.2.1 – Espaço dos pesos  $\lambda_i \in \mathbb{R}^3$ ,  $i = 1, 2, 3$   
 Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Outra forma de visualizar o espaço dos pesos  $(\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3)$ , é a seguinte:

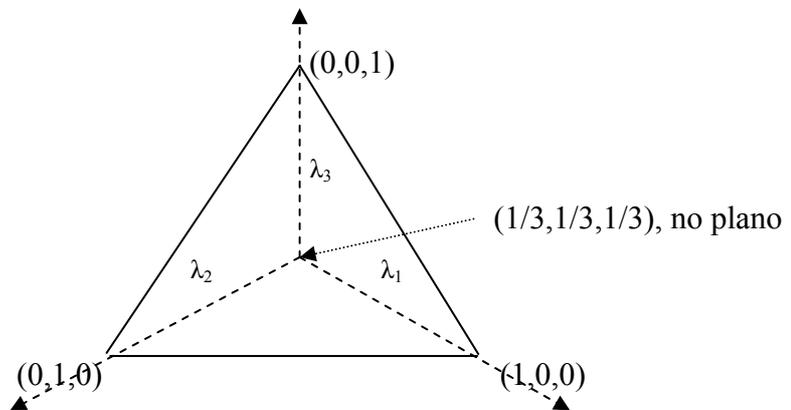


Figura 3.4.5.2.2 – Espaço dos pesos  $\lambda_i \in \mathbb{R}^3$ ,  $i = 1, 2, 3$   
 Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Para todos os pontos pertencentes ao retro indicado triângulo equilátero, tem-se  $\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 = 1$ , significando que, fixados por exemplo,  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$ , resulta em  $\lambda_3 = 1 - (\lambda_1 + \lambda_2)$ , o que permite, também, se representar e trabalhar com mais facilidade no plano bidimensional  $\lambda_1\lambda_2$ , usando-se a projeção do triângulo equilátero, conforme Figura 3.4.5.2.3, a seguir.

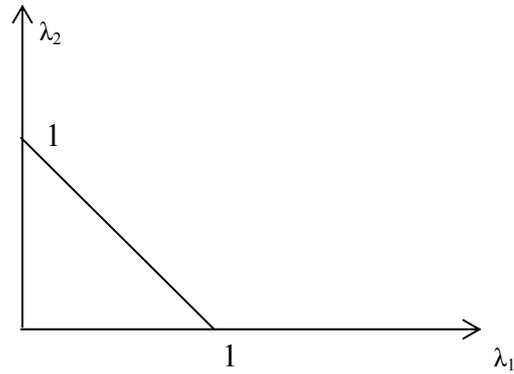


Figura 3.4.5.2.3 – Projeção espaço dos pesos em  $R^2$ .

Fonte: CLÍMACO *et al.* (2003)

Salientam CLÍMACO *et al.* (2003), no entanto, que método dos pesos, sozinho, não fornece qualquer informação acerca da aproximação conseguida, assim como, ao confrontarmos com o método da *distância mínima*, não dá indicação de o quanto se está longe ou perto de um ponto de referência ideal.

#### a.2) - Método das restrições

Este método consiste em reduzir o problema de objetivos múltiplos a um problema de um só objetivo, considerando os restantes como restrições.

Assim, o problema PLMO é convertido em:

$$\max \{z_i(x) : z_1(x) \geq w_1, \dots, z_{i-1}(x) \geq w_{i-1}, z_{i+1}(x) \geq w_{i+1}, \dots, z_p(x) \geq w_p\}$$

CLÍMACO *et al.* (2003) afirmam que a solução (ou soluções) desse problema, para valores dos  $w_i$ 's compreendidos dentro de certos intervalos, escolhidos pelo *decisor*, conduz a uma solução eficiente. Veja-se que enquanto no método dos pesos se atribuem diferentes valores aos  $\lambda_i$ 's, aqui se variam os  $w_i$ 's.

Ressaltam os autores que em relação ao método dos pesos, o método das restrições tem a desvantagem, se não houver cuidado, de conduzir a que se desperdice esforço computacional para resolver problema sem interesse ou sem solução admissível, ou seja, a definição dos limites para os objetivos é uma tarefa que exige o devido cuidado.

a.3) Método de estimação do conjunto de soluções não inferiores  
(*NISE*)

CLÍMACO *et al.* (2003) observam que a base teórica do método *NISE* é a mesma do método dos pesos. Difere deste último, porque permite calcular um limite superior para o erro da *aproximação* comentada. Maiores detalhes constam na referência.

b) - Método exato

b.1) - Método simplex (multiobjetivo)

Este é o único método exato listado por CLÍMACO *et al.* (2003), observando, contudo, existirem várias versões. Pelos algoritmos (baseados no método simplex) busca-se calcular o conjunto dos vértices não dominados do poliedro (hiperplano) admissível, calculando-se os vértices *não dominados*.

Três versões deste método, com referências bibliográficas, são citadas pelos autores:

- o método de cálculo das bases adjacentes não dominadas – em ZENELY (1974), YU & ZENELY (1975) e STEUER (1986);
- o método de cálculo dos vértices adjacentes não dominados – em EVANS & STEUER (1973) e STEUER (1986);
- o método paramétrico.

CLÍMACO *et al.* (2003) observam que o *método paramétrico* é semelhante ao método dos pesos e, se a malha de variação dos valores dos  $\lambda_i$ 's for suficientemente apertada, o procedimento dos métodos dos pesos conduz ao conjunto de todas as soluções básicas eficientes do problema de PLMO. Ou seja, os quadros simplex correspondentes às soluções básicas eficientes fornecem informação suficiente para decompor, no espaço dos pesos, as regiões de valores dos  $\lambda_i$  para os quais a solução do problema:

$$\begin{aligned} \max_{\underline{x} \in S} \underline{\lambda} C \underline{x} \\ S = \{\underline{x} \in R^n : A\underline{x} = \underline{b}, \underline{x} \geq 0\}, \end{aligned}$$

conduz à mesma solução básica eficiente, identificando, portanto, regiões de indiferença quanto à escolha de certos intervalos para os dos  $\lambda_i$ .

Ressaltam ainda, os mencionados autores, o fato do *método simplex* para objetivos múltiplos é um assunto que tem despertado o interesse de numerosos investigadores, todavia ainda contém questões em aberto, destacando que o aspecto computacional é particularmente importante, uma vez que os problemas práticos são, em geral, de dimensão elevada.

#### 3.4.5.3. Métodos de articulação *progressiva*

Pelos métodos de articulação *progressiva*, as efetivas preferências implícitas do *decisor* podem ser descobertas ao longo da busca da solução, através do diálogo *decisor-analista-modelo*. O *decisor* aprende que as suas preferências iniciais nem sempre são firmes, pois faltava informação, agora dadas pelo modelo.

O desafio desses métodos é como desenvolver a pesquisa da solução de compromisso sem se perder nos *labirintos* do hiperplano das soluções *não dominadas*.

Através de procedimento interativo e seguindo-se determinadas regras, observam CLÍMACO *et al* (2003) que é possível chegar-se às regiões preferenciais no citado hiperplano, o que, em outras palavras, revelam as preferências do *decisor*. Ou seja, “descobrem” o ótimo ou uma aproximação aceitável pelo *decisor*.

A interatividade implica, advogam CLÍMACO *et al* (2003), defendendo a melhor aplicabilidade prática desses métodos frente aos demais, em uma sucessão de fases de *cálculo* e de *diálogo*.

Após cada fase de cálculo, dizem os autores, é proposta uma solução eficiente (ou várias) ao *decisor*, até a convergência em uma *solução de compromisso* que deixa o *decisor* confortável para decidir. Para tal, é evidente que o ferramental computacional disponível deve ser compatível, permitindo rapidez em obter respostas as perguntas do tipo “*E se ...*”.

É sobre esse *método interativo*, aplicado principalmente em problemas de otimização com três objetivos, que CLÍMACO *et al.* (2003), passam a se concentrar, apresentando uma metodologia de *base de métodos interativos*, entre eles o método TRIMAP, a qual será sumarizada a seguir.

### **3.4.6. Métodos Interativos em Programação Linear Multiobjetivo**

CLÍMACO *et al.* (2003) observam que os métodos geradores de todo o conjunto de soluções eficientes revelam-se pouco interessantes do ponto de vista prático, além de ser muito grande o esforço computacional requerido para calcular todo o conjunto das soluções eficientes. Como também, ressaltam os autores, não ser aceitável apresentar ao *decisor* centenas ou milhares de soluções eficientes, o que ocorreria mesmo restringindo-se aos vértices do poliedro (hiperplano) eficiente.

Eles também salientam que o método de função utilidade  $U[z_1(\underline{x}), \dots, z_p(\underline{x})]$ , onde o método dos pesos é um caso particular, não é, também, o mais adequado, haja vista a agregação feita *a priori* e, dessa forma, não há mais participação do *decisor* a partir de quando se decide passar à frente no processo de cálculo da solução ótima da função utilidade, previamente construída.

CLÍMACO *et al.* (2003), portanto, advogam que os métodos interativos, em que a articulação das preferências do *decisor* é progressiva, são, em geral, os mais adequados no apoio multicritério à decisão, pois a própria interatividade implica, como eles dizem, em uma sucessão de fases de cálculo e de diálogo.

Na *articulação progressiva*, como resultado de cada fase de cálculo, podemos concluir que se tem uma solução eficiente (ou várias) dando novas informações ao *decisor*, o qual, ao reagir às informações, pode gerar nova fase de cálculo, que prossegue, sucessivamente, até se alcançar a convergência do processo, com a definição de uma “solução de compromisso”, deixando o *decisor* confortável em escolhê-la.

Ressaltam os autores que o método interativo permite um aprendizado sobre o problema que se deseja solucionar e pode ser muito bem adaptado a processos nos quais o *decisor* não é um indivíduo, mas um coletivo de agentes.

Desse modo, podemos refletir que em um processo de *decisão coletiva*, com o método interativo, permite-se a todos os integrantes do “conjunto de decisores” conhecer os efetivos efeitos das suas *preferências individuais*, facilitando o processo de convergência de uma forma mais objetiva e facilitando as “negociações” internas ao “conjunto de decisores”.

Cinco métodos interativos, aplicados em problemas de PLMO, são apresentados em CLÍMACO *et al.* (2003), os quais são sumarizados nos itens 3.4.6.1 a 3.4.6.5, a seguir, permitindo, com isso, se entender como funciona a abordagem desenvolvida por aqueles autores ao montar um *sistema de apoio à decisão multiobjetivos*.

#### 3.4.6.1. O Método STEM (*Step Method*)

Segundo CLÍMACO *et al.* (2003), este método foi desenvolvido por BANAYON *et al.* (1971), sendo interativo através da *redução progressiva* da região admissível.

Nesse método, em cada interação, o *decisor* é chamado a especificar a quantidade que ele está disposto a sacrificar na função objetivo, cujo valor

considera mais satisfatório, de modo a tentar melhorar aqueles outros objetivos cujos valores não o deixam satisfeito.

Em cada fase, é minimizada uma distância ponderada de Tchebycheff à “solução ideal”. Dessa forma, cada interação inclui “um problema a otimizar”, que reflete as decisões do diálogo *analista-decisor* feitas nas etapas anteriores. Quando os valores das funções-objetivo forem considerados satisfatórios o processo termina e tem-se a solução eficiente que satisfaz ao *decisor*.

O método STEM parte da tabela dos *ótimos individuais* também chamada de tabela de *pay-off*, ou seja, de resultados alcançados ao se otimizar cada objetivo separadamente, a qual tem a forma indicada na tabela seguinte, para a situação de  $p$  objetivos.

*Tabela 3.4.6.1.1. - Tabela dos ótimos individuais*

Ótimo $z_1$	...	Ótimo $z_k$	...	Ótimo $z_p$
$z_1^1 = z_1^*$	...	$z_k^1$	...	$z_p^1$
...	...	...	...	...
$z_1^k$	...	$z_k^k = z_k^*$	...	$z_p^k$
...	...	...	...	...
$z_1^p$	...	$z_k^p$	...	$z_p^p = z_p^*$

*Fonte: CLÍMACO et al. (2003)*

Apenas lembrando, a “solução ideal” no *espaço das variáveis* (de decisão), seria aquela que correspondesse, no *espaço dos objetivos*, ao ponto  $Z^*$ , dado por:

$$Z^* = [z_1^*, \dots, z_k^*, \dots, z_p^* ]$$

Definindo-se, também, um ponto correspondente aos menores valores da respectiva função-objetivo na região aceitável, que CLÍMACO *et al.* (2003) chamam de ponto “*nadir*”, tem-se definida, com certa aproximação, a região das *soluções eficientes*.

Na figura abaixo, são indicados os pontos “ideal” e “nadir”, para um exemplo de um problema com dois objetivos ( $p = 2$ ), bem como a região de fronteira correspondente às *soluções eficientes* em linha mais grossa.

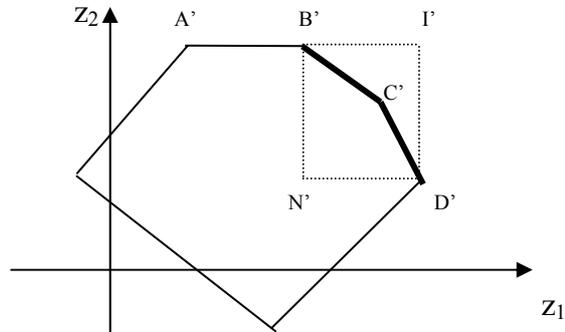


Figura 3.4.6.1.1 – Solução ideal ( $I'$ ) e solução “nadir” ( $N'$ )

Fonte: CLÍMACO *et al.* (2003)

Através do algoritmo STEM, CLÍMACO *et al.* (2003) explicam como se chegar a uma solução eficiente, utilizando-se a “distância ponderada de Tchebycheff”, por interações sucessivas.

### 3.4.6.2. O Método de ZIONTS e WALLENIOUS

De acordo com CLÍMACO *et al.* (2003), o método de ZIONTS e WALLENIOUS reduz, progressivamente, o *espaço dos pesos*, de acordo com as preferências do *decisor*, expressas como resposta a cada interação, a partir de comparação entre pares de soluções e de julgamento sobre as tendências de variação unitária, ao longo de arestas do poliedro do domínio das soluções admissíveis que têm origem na solução atual, em que se encontre.

Em cada fase de cálculo é otimizada uma soma ponderada das funções-objetivo, do tipo:

$$\max (\text{ou min}) f = \sum_{i=1}^p \lambda_i z_i(\underline{x})$$

Observam CLÍMACO *et al.* (2003) que, partindo de respostas dadas pelo *decisor*, o método introduz restrições no *espaço dos pesos*, reduzindo

progressivamente o domínio admissível para a seleção de um novo conjunto de pesos.

O processo termina quando o *espaço dos pesos* for reduzido a uma região suficientemente pequena, de tal modo que se possa identificar uma solução final, ou quando a informação de preferências, expressa pelo *decisor*, indique que a solução atual é a mais interessante.

Dessa forma, ressaltam CLÍMACO *et al.* (2003), o processo *converge* para o ótimo de uma *função de utilidade implícita* do *decisor*, ou, mais precisamente, para o vértice eficiente que conduz ao maior valor para essa função.

### 3.4.6.3. O Método TRIMAP

#### a) Apresentação do Método

O desenvolvimento de um estudo de planejamento de expansão de um sistema de produção de energia elétrica, coincidentemente o assunto abordado nesta Dissertação, levou os pesquisadores do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores (INESCC) da Universidade de Coimbra, Portugal, a desenvolverem um conjunto de procedimentos para resolução de problemas de otimização com três objetivos, que denominaram de Programação Linear Tricritério – Método de Aprendizagem, daí vindo o nome de TRIMAP. Trata-se, assim, de um método interativo para resolução de PLMO.

O TRIMAP é um ambiente computacional dedicado a apoiar o *decisor* na pesquisa de soluções eficientes, em problemas de programação linear multiobjetivo.

Constitui-se em um conjunto de procedimentos que permitem uma pesquisa livre, com base em uma aprendizagem progressiva e seletiva do conjunto de soluções eficientes. Combina a redução da região admissível, com redução do espaço dos pesos. O *decisor* pode

especificar limitações para os valores das funções-objetivo e/ou impor restrições no espaço dos pesos. Em cada fase de cálculo, é otimizada uma soma ponderada das funções-objetivo.

Destacam CLÍMACO *et al.* (2003) que a finalidade do método TRIMAP é ajudar o *decisor* a eliminar progressivamente os subconjuntos de soluções eficientes que não lhe parecem interessantes, e não a de apenas assegurar a convergência para uma solução de compromisso ótima.

O processo de pesquisa termina, observam CLÍMACO *et al.* (2003), quando o *decisor* considera conhecer o suficiente sobre o conjunto de soluções eficientes, permitindo que se tome uma decisão final.

O TRIMAP combina, assim, três procedimentos fundamentais: decomposição do espaço dos pesos, introdução de restrições no espaço dos objetivos e introdução de restrições no espaço dos pesos, que se entrelaçam.

Ressaltam CLÍMACO *et al.* (2003) que o TRIMAP é vocacionado para problemas de otimização com três funções-objetivo, pois, apesar da limitação, permite o uso de meios gráficos visualmente adequados ao diálogo com o *decisor*.

Destarte, os referidos autores destacam:

*“o principal objetivo do método é possibilitar ao agente de decisão um preenchimento progressivo e seletivo do espaço dos pesos, que lhe dê informação adequada sobre a região eficiente, evitando, deste modo, um estudo exaustivo de zonas onde os valores das funções-objetivo sejam muito semelhantes, ou zonas que correspondam a valores das funções-objetivo já previamente considerados não interessantes.”.*

Inicialmente, segundo CLÍMACO *et al.* (2003), são calculadas as soluções eficientes que otimizem cada uma das funções-objetivo, fornecendo ao “decisor” uma primeira aproximação sobre a gama de variação dos valores de cada objetivo na região eficiente. Para ser utilizada como informação complementar, definição de direções de pesquisa de novas soluções eficientes pode também ser calculada. A solução eficiente é a que minimiza uma distância ponderada de Tchebycheff à “solução ideal”.

A figura contida na página seguinte, contida em CLÍMACO *et al.* (2003, p-190), sintetiza os procedimentos do Método TRIMAP.

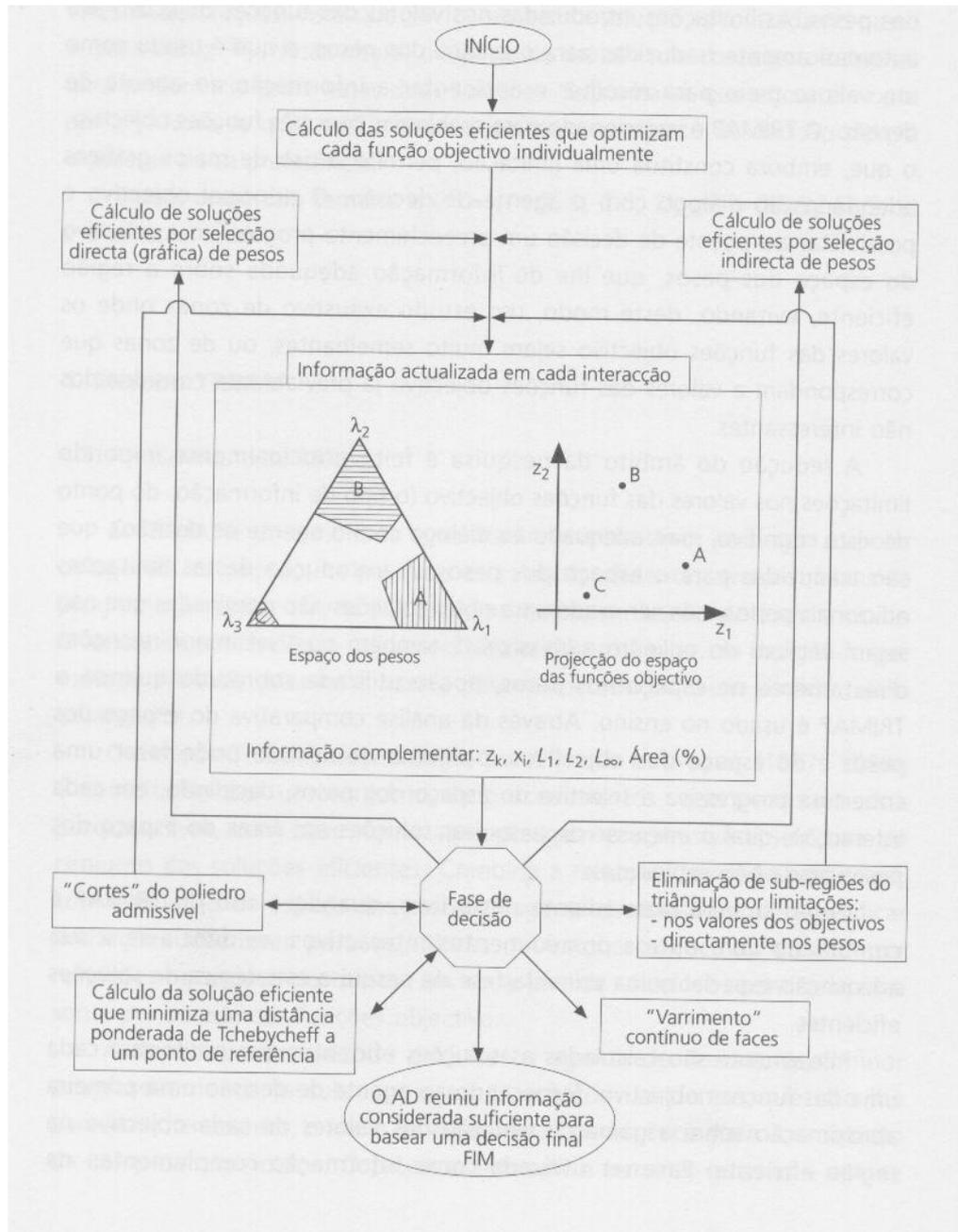


Figura 3.4.6.3.1. – O Método TRIMAP

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

No livro, os autores, detalham como se agir na seleção dos pesos, na introdução de limitações nos valores das funções-objetivo, com a respectiva tradução no espaço dos pesos, além de como pesquisar soluções em faces não dominadas entre dois pontos previamente calculados, bem como minimizar uma distância ponderada de Tchebycheff, de um ponto de referência a uma solução eficiente.

b) O Método TRIMAP no ensino de Programação Linear Multiobjetivo

Em CLÍMACO *et al.* (2003), são desenvolvidos alguns exemplos numéricos ilustrativos de como utilizar o TRIMAP para resolver problemas de programação linear tri-objetivos.

Um deles, o mais simples, consiste no seguinte:

$$\begin{aligned} \max \quad & z_1 = x_1 \\ \max \quad & z_2 = x_2 \\ \max \quad & z_3 = x_3 \\ \text{s.a:} \quad & x_1 + x_2 + x_3 \leq 5 \\ & x_1 + 3x_2 + x_3 \leq 9 \\ & 3x_1 + 4x_2 \leq 16 \\ & x_1, x_2, x_3 \geq 0 \end{aligned}$$

O poliedro que define a região admissível, ou seja, o espaço definido pelos *planos* das restrições, está apresentado na figura a seguir, no *espaço dos objetivos*, que, no caso, é uma imagem direta do *espaço das variáveis* (de decisão), haja vista que  $z_i = x_i$ , para  $i=1,2,3$ .

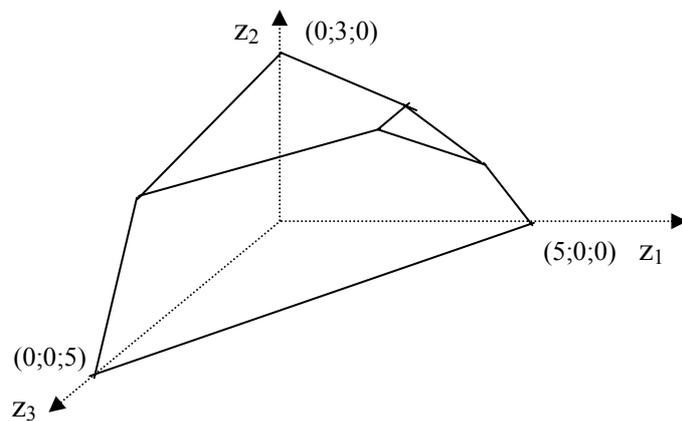


Figura 3.4.6.3.2 – Espaço (poliedro) das variáveis de decisão e o espaço dos objetivos - Fonte: CLÍMACO *et al.* (2003)

Conforme já dito, no método TRIMAP, inicialmente são calculadas as soluções eficientes que otimizam individualmente cada uma das três funções-objetivo. No contexto do presente problema, são os vértices

extremos do poliedro, que estão posicionados em cada um dos eixos. O ponto (5,3,5) seria a “solução ideal”, contudo, não pertence à região admissível.

Relembrando, pelo TRIMAP, o processo de cálculo de soluções eficientes é o da otimização da soma ponderada das funções-objetivo, ou seja, no caso:

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{i=1}^3 \lambda_i z_i(\underline{x}) \\ \text{s.a:} \quad & \underline{x} \in S, \end{aligned}$$

onde S é a região definida pelo poliedro e  $\underline{\lambda} \in \Lambda$  (espaço dos pesos), definido por:

$$\Lambda = \{ \underline{\lambda} \in R^3 : \lambda_i > 0, i=1,2,3 \text{ e } \sum_{i=1}^3 \lambda_i = 1 \},$$

que, graficamente, está representado nas Figuras 3.4.5.2.1.

Para obter a solução eficiente que otimiza  $z_1$  e a respectiva *região de indiferença*, otimiza-se a soma ponderada das três funções-objetivo, utilizando-se  $\lambda_1 = 0,99$ ,  $\lambda_2 = 0,005$  e  $\lambda_3 = 0,005$ , ao invés de  $\lambda_1 = 1$ ,  $\lambda_2 = 0$  e  $\lambda_3 = 0$ , o que permite se fazer análise de sensibilidade de variação dos pesos resultante ainda na mesma solução eficiente encontrada. Ou seja, resolve-se o problema convencional :

$$\begin{aligned} \max \quad & z = 0,99 x_1 + 0,05 x_2 + 0,05 x_3 \\ \text{s.a:} \quad & \underline{x} \in S \text{ (definido pelas equações de restrições} \\ & \text{originais)} \end{aligned}$$

A solução é:  $x_1 = 5$ ;  $x_2 = 0$ ;  $x_3 = 0$

$$z_1 = 5; z_2 = 0; z_3 = 0,$$

ou seja: Solução (1) :  $\underline{x}^{(1)} = \underline{z}^{(1)} = (5,0,0)$

que permanece válida, sempre que  $\lambda_1 \geq \lambda_2$  e  $\lambda_1 \geq \lambda_3$ .

Desse modo, a região de indiferença associada à solução eficiente que otimiza individualmente  $z_1$  é dada por:

$$\Lambda = \{ \underline{\lambda} \in R^3 : \lambda_i > 0, i=1,2,3 \text{ e } \sum_{i=1}^3 \lambda_i = 1 \},$$

$$\lambda_1 - \lambda_2 \geq 0$$

$$\lambda_1 - \lambda_3 \geq 0$$

$$\lambda_1 \geq 0$$

Considerando que  $\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 = 1$ , a condição  $\lambda_1 - \lambda_3 \geq 0$ , pode ser colocada na forma  $2\lambda_1 + \lambda_2 \geq 1$ . Dessa forma, em um plano  $\lambda_1\lambda_2$ , ou seja, em  $\mathbb{R}^2$ , tem-se:

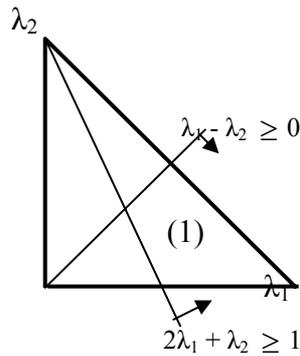


Figura 3.4.6.3.3 – Região de indiferença da Solução (1)

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Repetindo-se o processo para as funções-objeto  $z_2$  e  $z_3$ , obtém-se:

$$\text{Solução (2): } \underline{x}^{(2)} = \underline{z}^{(2)} = (0,3,0)$$

$$\text{Solução (3): } \underline{x}^{(3)} = \underline{z}^{(3)} = (0,0,5),$$

cujas respectivas *regiões de indiferença* são indicadas na figura abaixo.

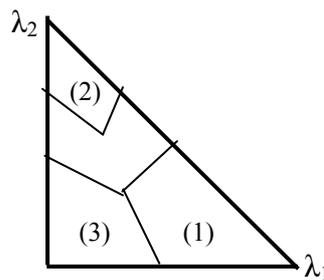


Figura 3.4.6.3.4 – Regiões de indiferença das Soluções (1), (2) e (3)

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Observam CLÍMACO et al. (2003), que a partir da seleção direta ou indireta, por parte do *decisor*, de outros *vetores de pesos*, pertencentes à região do triângulo ainda não explorada, podem-se calcular outras soluções eficientes que são também vértices do poliedro admissível.

Por exemplo, suponha-se que o *decisor* deseje conhecer a solução eficiente a obter, otimizando a função ponderada dos três objetivos, cujo *gradiente* é normal (ou seja, perpendicular) ao plano definido pelas três soluções eficientes (1), (2) e (3), já calculadas, o que seria uma forma de seleção indireta de pesos.

O plano definido pelos vetores das diferenças entre dois diferentes vetores correspondentes às soluções eficientes (1), (2) e (3), os quais estão indicados na Figura 3.4.6.3.5, a seguir, é paralelo ao plano que passa pelos vértices das soluções eficientes.

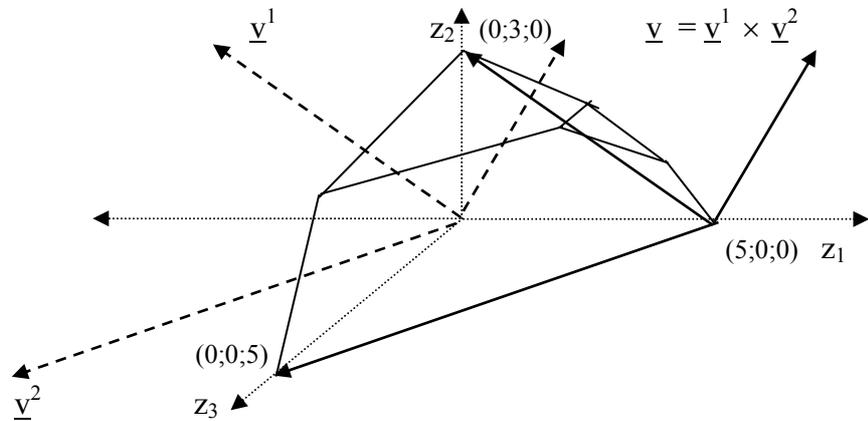


Figura 3.4.6.3.5 – Definição de planos paralelos ao passante pelas Soluções (1), (2) e (3)

Os vetores  $\underline{v}^1$  e  $\underline{v}^2$  são os *vetores diferenças*, cujas coordenadas são:

$$\underline{v}^1 = \underline{z}^{(2)} - \underline{z}^{(1)} = (0,3,0) - (5,0,0) = (-5,3,0)$$

$$\underline{v}^2 = \underline{z}^{(3)} - \underline{z}^{(1)} = (0,0,5) - (5,0,0) = (-5,3,5)$$

O vetor  $\underline{v}$ , normal (perpendicular) aos vetores  $\underline{v}^1$  e  $\underline{v}^2$ , pode ser obtido pelo *produto vetorial* desses dois *vetores diferenças*. Assim:

$$\underline{v} = \underline{v}^1 \times \underline{v}^2 = (-5,3,0) \times (-5,3,5) = (v_1, v_2, v_3) = (15,25,15)$$

O vetor de módulo unitário, paralelo à  $\underline{v}$ , é (0,273; 0,455; 0,273), cujas componentes são os pesos da soma ponderada dos objetivos a otimizar.

Desse modo, passa-se a resolver o seguinte problema:

$$\begin{aligned} \max \quad & z = 0,273 x_1 + 0,455 x_2 + 0,273 x_3 \\ \text{s.a:} \quad & \underline{x} \in S \text{ (definido pelas equações de restrições)} \end{aligned}$$

A solução deste problema é a solução eficiente (4), dada por:

$$\text{Solução (4): } \underline{x}^{(4)} = \underline{z}^{(4)} = (2,67; 2; 0,33),$$

que é um outro vértice do poliedro das soluções eficientes e cuja região de indiferença, que pode ser calculada, à semelhança do que foi feito para as outras três, é indicada na figura seguinte.

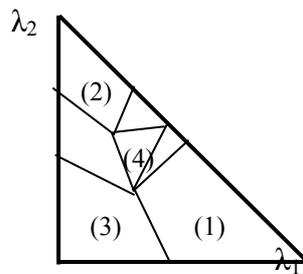


Figura 3.4.6.3.6 – Regiões de indiferença das Soluções (1), (2), (3) e (4)

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Outra possibilidade que pode ser adotada pelo *decisor*, salientada por CLÍMACO et al. (2003), é introduzir imposição de limitações nos valores das funções-objetivo e da sua tradução no espaço dos pesos. Essa hipótese, que significa, no caso, estabelecer uma cota mínima para determinado (s) objetivo (s), resulta em se restringir a zona de pesquisa de novas soluções eficientes, se o *decisor* assim o desejar.

Suponha-se, assim, que o *decisor* decide impor a restrição  $z_3 \geq 2$ .

Utilizando-se do poliedro das soluções admissíveis do problema original, construído no espaço dos objetivos, o que se passa a ter é um outro poliedro contido no primeiro, conforme se visualiza na Figura 3.4.6.3.7, a seguir.

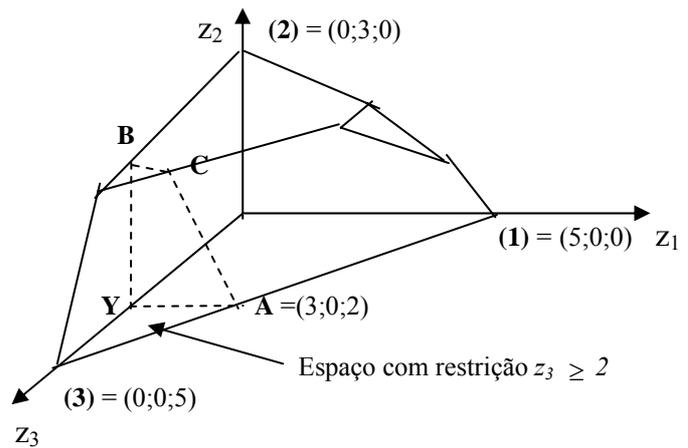


Figura 3.4.6.3.7 – Espaço das variáveis de decisão e espaço dos objetivos com a restrição  $z_3 \geq 2$ .  
Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Os pontos **A**, **B**, **C** e **Y** podem ser determinados, resolvendo-se o seguinte *problema auxiliar*:

$$\begin{aligned} \max \quad & z = x_3 \\ \text{s.a:} \quad & \underline{x} \in S \text{ (definido pelas equações de restrições originais)} \\ \text{e:} \quad & x_3 \leq 2 \end{aligned}$$

A solução, pelo que se pode notar pela figura anterior, é múltipla, pontos **A** = (3;0;2), **B** = (0;2,33;2), **C** = (1;2;2) e **Y** = (0;0;3), sendo, contudo, essa última (**Y**), uma solução dominada pela solução eficiente (**3**), antes levantada.

Analisando-se o “sub-poliedro” complementar ao definido pela imposição (restrição)  $z_3 \geq 2$ , ou seja, o restrito por  $z_3 = x_3 \leq 2$ , podem-se obter as *regiões de indiferença* correspondentes às respectivas soluções eficientes, **A**, **B** e **C**, cujas representações no espaço dos pesos podem ser visualizadas na Figura 3.4.6.3.8 seguinte.

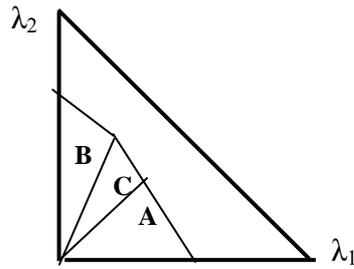


Figura 3.4.6.3.8 – Regiões de indiferença das soluções **A**, **B** e **C** do problema auxiliar  
 Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Compondo a figura acima, com a Figura 3.4.6.3.6, obtém-se a figura seguinte.

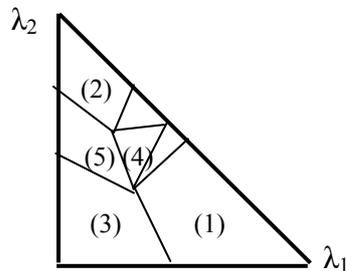


Figura 3.4.6.3.9 – Regiões de indiferença das Soluções (1), (2), (3), (4) e (5)  
 Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

A área (5) corresponde à *região de indiferença* da solução eficiente (5), a qual pode ser obtida por um processo semelhante ao adotado para se chegar à Solução (4), ou seja, otimizando uma soma ponderada das três funções-objeto, cujo gradiente da função resultante seja normal ao plano que passe pelos pontos **A** = (3;0;2), **B** = (0;2,33;2) e  $\underline{z}^{(3)} = (0,0,5)$ .

Como resultado, obtém-se a 5.<sup>a</sup> solução eficiente, qual seja:

$$\text{Solução (5): } \underline{x}^{(5)} = \underline{z}^{(5)} = (0;2;3),$$

que é um outro vértice do poliedro original, definidor do domínio das soluções admissíveis.

De forma inteiramente análoga, impondo-se restrições de cota mínima aos objetivos  $z_1$  e  $z_2$ , pode-se explorar as demais regiões do espaço

dos pesos, ainda vazias, nas quais se revelam as seguintes soluções, que são também vértices do poliedro original:

$$\text{Solução (6): } \underline{x}^{(6)} = \underline{z}^{(6)} = (2,4;2;0), \text{ e}$$

$$\text{Solução (7): } \underline{x}^{(7)} = \underline{z}^{(7)} = (4;1;0)$$

Assim desenvolvido, pelo método TRIMAP, e com o *software* correspondente que iremos comentar adiante, define todas os vértices (soluções eficientes) poliedro/domínio das soluções admissíveis e têm-se imagens das *regiões de indiferença* no espaço dos pesos, que constam, respectivamente nas Figuras 3.4.6.3.10 e 3.4.6.3.11, a seguir.

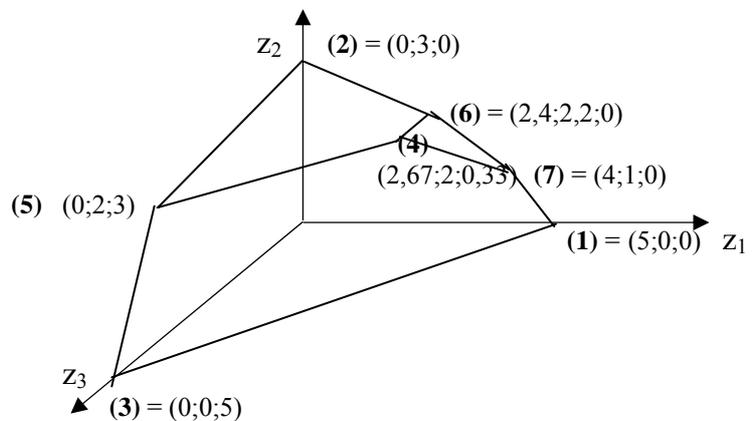


Figura 3.4.6.3.10 – Identificação das soluções básicas, das arestas e das faces eficientes no espaço dos objetivos

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

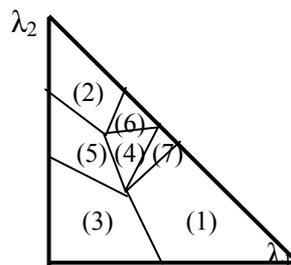


Figura 3.4.6.3.11 – Regiões de indiferença das Soluções (1), (2), (3), (4), (5), (6) e (7)

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

Com tais resultados, o *decisor*, com base em suas preferências, pode escolher qual das soluções mais lhe satisfaz, podendo, também, utilizar soluções eficientes que não as dos vértices.

#### 3.4.6.4. O Método ICW (*Interval Criterion Weights*)

Registram CLÍMACO *et al.* (2003) que o método ICW foi desenvolvido por STEUR (1977, 1986), sendo um método interativo que reduz progressivamente o *cone dos critérios*, ou melhor dizendo, o *cone convexo* formado pelos *vetores gradientes* das funções-objetivo. A redução é feita, de acordo com as preferências manifestadas pelas respostas do *decisor* ao escolher qual solução prefere de uma amostra de soluções não dominadas, que lhe seja apresentada nas etapas de diálogo. Pode-se interpretar que, por esse método, busca-se uma “convergência” progressiva entre os objetivos.

O método, segundo CLÍMACO *et al.* (2003), utiliza vários vetores de pesos regularmente dispersos no espaço dos pesos, para definir um conjunto de somas ponderadas (evita-se, assim, que se faça depender da *edução* de informação sobre as preferências do *decisor*, da indicação explícita de vetores de pesos). Em função das respostas do *decisor*, o cone convexo vai sendo contraído até que se chegue a uma região de abrangência mais reduzida, para então se focar a pesquisa numa pequena região admissível.

O algoritmo ICW é apresentado em CLÍMACO *et al.* (2003), cabendo observar que o método está fundamentado no pressuposto de que existe uma *função utilidade implícita* do *decisor*, procurando, sob tal hipótese, garantir a convergência para o vértice que mais se aproxima do ótimo dessa função.

O método, portanto, se acopla diretamente ao que responder o *decisor* nas fases de diálogo *decisor-analista-modelo*. Uma resposta frágil, por exemplo, levará o encaminhamento da solução para regiões que podem não ser as melhores. Diferentemente, do método TRIMAP, o ICW não explora toda a região das soluções eficientes antes de tratar das preferências do *decisor*.

#### 3.4.6.5. O Método Pareto Race

De acordo com CLÍMACO *et al.* (2003), o método Pareto Race foi proposto por KORHONEM & WALLENIS (1988), baseado em trabalhos anteriores

do primeiro autor. Observam tratar-se de um método de *pesquisa direcionada*, que permite ao *decisor* mover-se livremente sobre a região eficiente.

Ressaltam os referidos autores que a informação requerida do *decisor* consiste fundamentalmente na especificação das funções-objetivo a melhorar, alterando a direção do movimento. As soluções eficientes, registram os autores, são obtidas por meio da otimização de uma “*função escalarizante*”, construída a partir de um ponto de referência, e utilizando *programação paramétrica* em relação aos termos independentes das restrições.

Destacam CLÍMACO *et al.* (2003), que, através da definição de níveis de aspiração para os valores das funções-objetivo, especificados originalmente pelo *decisor*, é construída uma direção de referência. Esta direção parte de um ponto de referência no espaço dos objetivos, e oferece uma variação nos valores das funções-objetivo, que está de acordo com as preferências do *decisor*. A direção de referência é, então, projetada sobre o conjunto das soluções eficientes utilizando uma distância ponderada de Tchebycheff, gerando uma trajetória (subconjunto de soluções eficientes) que é apresentada ao *decisor*, que pode, portanto, percorrer a fronteira eficiente do poliedro das soluções admissíveis, controlando a direção do movimento (privilegiando as funções-objetivo à sua vontade) e a velocidade (permitindo soluções mais ou menos próximas umas das outras), como se estivesse dirigindo um veículo (daí o nome Pareto Race) sobre essa superfície.

Toda formulação matemática associada a esse método consta em CLÍMACO *et al.* (2003), incluindo o respectivo algoritmo, além de uma aplicação numérica com o mesmo problema que foi estudado, anteriormente, quando se focalizou Método TRIMAP.

#### **3.4.7. O software TOMMIX: uma base de métodos interativos de PLMO.**

Ressaltam CLÍMACO *et al.* (2003) que perante um modelo multicritério surge, de maneira inevitável, a questão de qual método usar. Observam que essa seleção é, em si, um problema multicritério, devida à diversidade de alternativas e as vantagens e

desvantagens de cada método. A escolha pelo analista e/ou pelo *decisor* deriva da análise das características do problema e dos diversos métodos disponíveis.

Normalmente, cada autor de um dado método defende a superioridade do que desenvolveu frente a outros já existentes.

CLÍMACO *et al.* (2003) defendem que, não sendo possível concluir da superioridade de um método em relação sobre os outros, *em todas as circunstâncias*, torna-se indispensável usá-los de forma integrada e flexível, permitindo tirar partido da sua combinação e da eventual transferência de informação recolhida em cada um deles para os que venham a serem utilizados posteriormente.

A *base de métodos* TOMMIX foi desenvolvida pelos citados pesquisadores do INESC-Coimbra e divulgado pelas referências bibliográficas (ANTUNES *et al.*, 1989, 1992), tendo sido, segundo CLÍMACO *et al.* (2003), um dos primeiros trabalhos nesta área de se montar uma plataforma computacional que possibilitasse trabalhar com diferentes métodos, de forma que as informações disponibilizadas por um método, pudessem ser transferidas e ficassem úteis à abordagem por um outro.

Desse modo, o software TOMMIX utiliza como sua *base de métodos* todos os cinco métodos que foram antes apresentados, no item 3.5 anterior, ou seja, os métodos STEM, *Zionts-Wallenius* (ZW), *Interval Criterion Weights* (ICW), *Pareto Race* (PR) e TRIMAP, que na visão de CLÍMACO *et al.* (2003) são representativos de diferentes estratégias de redução do âmbito da pesquisa, técnicas de cálculo de soluções não dominadas e formas de obter informações sobre as preferências do “decisor”, tratando-se, portanto, de uma base mista de métodos. Por outro lado, o TOMMIX foi desenvolvido especificamente para tratar de problemas de otimização linear com três objetivos. Daí, o nome TOMMIX (*three-objective methods mixed*).

Em CLÍMACO *et al.* (2003), consta, então, uma ampla exposição sobre as principais características do TOMMIX, como um *sistema de apoio à decisão*, o qual se constitui assim em uma base de cinco métodos interativos para resolução de problemas de programação linear multiobjetivo (PLMO), associada, no dizer dos autores, a uma *caixa de ferramentas* que inclui um conjunto de procedimentos auxiliares, que podem

ser usados em qualquer fase do processo de decisão, além de uma *base de diálogo* e um *módulo de gestão dos dados*, cujos acoplamentos são indicados na figura seguinte:

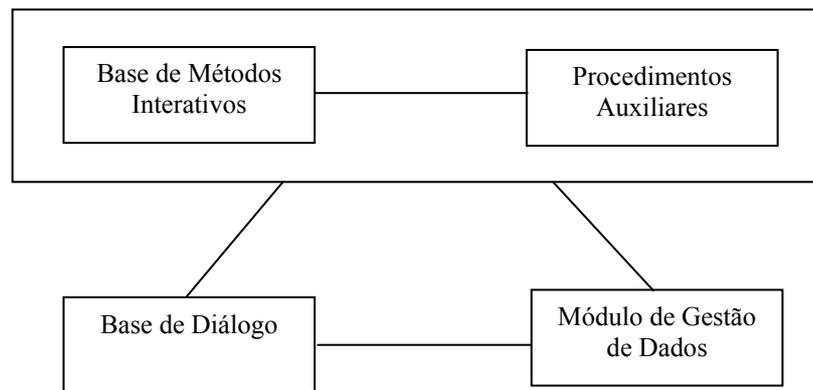


Figura 3.4.7.1. – Diagrama de blocos do TOMMIX

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

As transições possíveis entre os métodos interativos inseridos no TOMMIX são apresentadas a seguir.

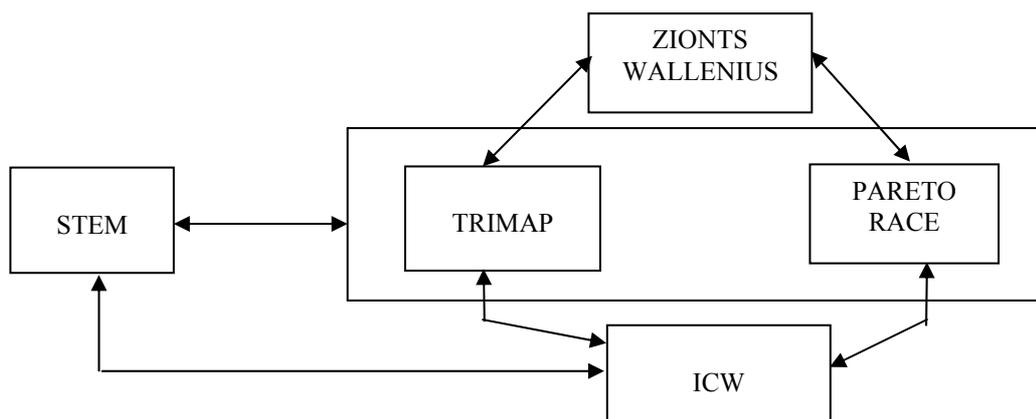


Figura 3.4.7.2. – Transições admissíveis na base de dados do TOMMIX

Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

A interação homem-máquina (IHM), adotada no TOMMIX, privilegiou a interação na modalidade que CLÍMACO et al. (2003) chamam de *diálogo assíncrono, direto e acessível*, permitindo, por exemplo, a manipulação direta no computador, que processa, automaticamente, os cálculos ao se navegar com o cursor na tela sobre o espaço dos pesos, gerando-se, portanto, um *controle do processo* de busca das soluções eficientes e da solução de compromisso que seja eleita pelo “decisor”.

O software TOMMIX foi desenvolvido, nos anos 90's, em plataforma Macintosh, devido à facilidade maior de manipulação com gráficos, contudo, uma versão para ambiente Windows encontra-se em desenvolvimento e testes.

#### **3.4.8. O software SOMMIX: uma base de procedimentos baseada em *painel de controle*.**

Para aplicar em problemas de otimização com um número de funções-objetivo maior do que três e assim superar a limitação básica do TOMMIX, os pesquisadores do INESC desenvolveram um outro software, ao qual deram o nome de SOMMIX, nome este que deriva de "*Several Objective Method Mixed*", o qual foi divulgado em CLÍMACO *et al.* (1997).

Não podendo mais representar o *espaço dos pesos* em um *plano* e nem o *espaço dos objetivos*, em uma figura tridimensional, pois este estará em uma dimensão superior a  $R^3$ , a alternativa escolhida foi partir para se usar "*painéis de controle*", do tipo de um veículo aeronáutico, para que o piloto se localize na "escuridão", pelo qual, com o devido aprendizado, o analista e o "decisor" poderiam sentir como se encaminhariam as "navegações" pela região das soluções eficientes em espaços superiores a três dimensões. Os processos básicos incluídos no SOMMIX, segundo CLÍMACO *et al.* (2003), são:

- (i) de *partida* – usados no estabelecimento dos parâmetros iniciais;
- (ii) de *cálculo de soluções eficientes* – usados na formulação e otimização de uma função escalarizante;
- (iii) de *cálculo auxiliar* - para efetuar os cálculos requeridos no processo iterativo, mas não diretamente ligados à otimização de uma função;
- (iv) de *especificação de parâmetros* – para requerer do "decisor" informação sobre parâmetros a utilizar em processo de cálculo (ii) e (iii), de caráter eminentemente técnico, embora, segundo os autores, possam caracterizar, até certo ponto, uma expressão das preferências do "decisor";
- (v) de *informações de preferências* – na obtenção de informação sobre as preferências do "decisor";
- (vi) de *apresentação de informação* – para apresentar, ao "decisor", as informações resultantes das fases de cálculo.

### 3.5. APLICAÇÕES DA PLMO EM PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.5.1. Exemplificação de CLÍMACO *et al.* (2003)

No capítulo das Aplicações, os referidos autores focalizam, o que eles chamam, de modelagem do planejamento da expansão de sistemas geradores de energia elétrica. Basicamente, seguem a mesma linha de abordagem indicada por KNIGHT (1972) e de VERDI & AVI-ITZHAK (1981), só que, agora, buscando-se otimizar três objetivos distintos, quais sejam:

- a) Objetivo  $f_1$  : minimizar o custo total do plano de expansão – o objetivo tradicional e corriqueiro -, que é colocado, matematicamente, na forma de:

$$\min f_1 = \sum_{j=1}^J \left[ \sum_{r=1}^j \left( \frac{g_{j-(r-1)}}{100} \sum_{i=1}^I c_i x_i^r \right) + N \left( \sum_{s=1}^S s \sum_{i=1}^I b_i z_{is}^j + \sum_{s=1}^S s \sum_{a=1}^A b_a z_{as}^j \right) \right] \quad (1)$$

A função  $f_1$  é o *valor presente* do custo total do plano de expansão, semelhantemente ao considerado por KNIGHT (1972), por VERDI & AVI-ITZHAK (1981) e por TRINKENREICH *et al.* (1980). A primeira parcela da expressão refere-se aos custos fixos (investimentos mais custos fixos de operação) e a segunda, aos encargos ou custos operacionais, função do volume de produção de energia, sendo uma parte vinculada às plantas geradoras tipo  $i$  (que poderiam ser aquelas a serem introduzidas) e outra, às plantas tipo  $a$  (que poderiam ser aquelas antigas, ou seja, já existentes no ano inicial do horizonte de planejamento).

CLÍMACO *et al.* (2003) usam a *formulação z* como uma forma de reduzir o número de variáveis de decisão, igualmente ao indicado por VERDI-ITZHAK (1981), anteriormente comentado no item 3.3.2.

Os vários símbolos adotados pelos autores têm o seguinte significado:

- $j$  índice do subperíodo (ano ou quinquênio, por exemplo) dentro do horizonte de planejamento ( $j=1, \dots, J$ )

- $s$  índice do intervalo (da LDC) dentro do subperíodo ( $s=1,\dots,S$ )
- $i$  índice do tipo de unidade considerada para adições ( $i=1,\dots,I$ )
- $a$  índice do tipo de unidade existente no início do horizonte de planejamento ( $a=1,\dots,A$ )
- $x_i^r$  variável de decisão representando a potência total (MW) das unidades de tipo  $i$ , a serem instaladas no sub-período  $r$  (ano ou quinquênio, p.ex.)
- $z_{is}^j$  variável de decisão, pelo que os autores ressaltam, no *método dos  $z$  melhorado* (em MW), relativa ao grupo do tipo  $a$ , existentes no início do horizonte de planejamento
- $z_{as}^j$  variável de decisão, pelo que os autores ressaltam, no *método dos  $z$  melhorado* (em MW), relativa ao grupo do tipo  $a$ , existentes no início do horizonte de planejamento
- $c_i$  custos de investimento (\$/MW) associados a um grupo do tipo  $i$
- $b_i$  encargos operacionais (\$/MW) de um grupo do tipo  $i$
- $b_a$  encargos operacionais (\$/MW) de um grupo do tipo  $a$
- $N$  constante representando o número de horas dentro de um intervalo (o que significa considerar fixa a largura do intervalo, diferentemente de VERDI & IZTHAK que considera como um valor  $\theta$  variável)
- $g_r$  fator representando os custos do investimento no subperíodo  $r$ , como uma percentagem do investimento inicial das plantas, correspondendo a um fator de recuperação do capital, função do número de anos de amortização e da taxa de desconto que se deseja usar.

Como se trata de decidir sobre plantas novas, não se utilizam os custos fixos para as unidades já em serviço no início do horizonte de planejamento, pois não há o que mais se decidir sobre elas. Essas unidades entram na função custo da expansão apenas com os seus encargos operacionais, cujos montantes, no caso, de termelétricas, podem, até, ser reduzidos, pela ação de entrada de unidades novas mais econômicas.

- b) Objetivo  $f_2$ : maximizar a *confiabilidade do atendimento à demanda*, para o que CLÍMACO *et al.* (2003) utiliza a seguinte formulação:

$$\max f_2 = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \sum_{r=1}^j h_i^j \frac{x_i^r}{G_i} \quad (2)$$

A consideração da confiabilidade não é algo tão simples de se reduzir a uma única expressão matemática, como os próprios autores salientam.

O parâmetro  $h_i^j$ , introduzido na formulação de  $f_2$  é a capacidade de carregamento (*load-carrying-capability*, LCC) das novas unidades geradoras (plantas do tipo  $i$ ), no sub-período  $j$  (ano ou quinquênio, p. ex).

Por outro lado, veja-se que, sendo  $G_i$  a capacidade nominal de uma unidade tipo  $i$  e  $x_i^r$  a variável de decisão representando a potência total utilizada (MW) das unidades de tipo  $i$ , a serem instaladas no subperíodo  $r$  (ano ou quinquênio, p.ex.), a relação  $x_i^r / G_i$  corresponde ao número, mesmo que fracionário, de unidades tipo  $i$  a serem instaladas no sub-período  $r$ , fazendo com que tal objetivo  $f_2$  signifique o de maximizar a capacidade instalada, que implica em aumentar a reserva de potência, equivalente à reduzir a probabilidade de perda de carga (*loss of load probability* – LOLP).

- c) Objetivo 3: minimizar o *impacto ambiental* derivado da introdução das novas plantas geradoras, para cuja formulação, CLÍMACO *et al.* (2003) adotam:

$$\min f_3 = \sum_{i=1}^I v_i \sum_{j=1}^J x_i^j + N \sum_{i=1}^I e_i \sum_{j=1}^J \sum_{s=1}^S sz_{is}^j + N \sum_{a=1}^A e_a \sum_{j=1}^J \sum_{s=1}^S sz_{as}^j \quad (3)$$

O parâmetro  $v_i$ , no primeiro termo da função  $f_3$ , é um fator de penalização associado e aplicado à capacidade (potência, MW)  $x_i^r$  das unidades tipo  $i$ , a serem instaladas. Os valores dos  $v_i$ 's, utilizados como dados de entrada no estudo, podem ser obtidos pela ponderação relativa dos impactos ambientais que podem ser associados à dimensão de cada tipo de planta<sup>9</sup>. As unidades tipo  $a$ , antigas, portanto já existentes no início do horizonte de planejamento, não são

consideradas em  $f_3$ , pois não há mais o que se decidir. Foram impactos já antes assumidos.

Os parâmetros  $e_i$  e  $e_a$ , no segundo e no terceiro termos  $f_3$ , são fatores de penalização associados e aplicados aos volumes de produção de energia (MWh) das unidades tipo  $i$  (unidades a instalar) e do tipo  $a$  (unidades antigas), calculados pela integração dos produtos envolvendo  $N$  (número de horas dentro de um intervalo  $s$ ) e as potências indicadas pelos produtos  $sz_{is}^j$  e  $sz_{as}^j$ , correspondentes aos valores de MW alocados para serem gerados no intervalo  $s$  pelas unidades tipo  $i$  e tipo  $a$ , respectivamente. Os valores dos  $e_i$ 's e  $e_a$ 's<sup>10</sup> também são dados de entrada do modelo, definidos pelas análises de ponderação dos impactos ambientais que sejam vinculados à produção de energia em si, como, por exemplo, efluentes nocivos produzidos pela planta geradora.

Como *restrições* ao problema, CLÍMACO *et al.* (2003) utilizam condicionantes semelhantes àqueles indicados por KNIGHT (1972), VERDI & AVI-ITZHAK (1981) e também por TRINKENREICH *et al.* (1980).

A primeira é a imposição de que a potência total instalada, das unidades tipo  $i$  e tipo  $a$ , seja maior do que a demanda,  $P_k$ , em cada intervalo de tempo  $s$ , e, a segunda, é que a potência de uma unidade geradora, tanto para as unidades tipo  $i$  como para as tipo  $a$ , não pode exceder a respectiva potência nominal, ajustada por fatores de disponibilidades, identificados por  $m_i$  e  $m_a$ . Assim, resulta, como *restrições*:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{s=k}^S z_{is}^j + \sum_{a=1}^A \sum_{s=k}^S z_{as}^j \geq P_k \quad (j=1, \dots, J), (k=1, \dots, S) \quad (5)$$

$$\sum_{s=1}^S z_{is}^j \leq m_i \sum_{r=1}^j x_i^r \quad (j=1, \dots, J), (i=1, \dots, S) \quad (6)$$

$$\sum_{s=1}^S z_{as}^j \leq m_a \sum_{r=1}^j x_a^r \quad (j=1, \dots, J), (i=1, \dots, S) \quad (6)$$

Na montagem do modelo idealizado por CLÍMACO *et al.* (2003), os autores adotaram, também, uma imposição de limitação orçamentária para definir o maior valor admissível para a função objetivo  $f_1$ , dando, assim, algum tipo de limite ao custo

<sup>9</sup> Nesse aspecto, avaliação multi-critério pode ser adotada para definição dos  $v_i$ 's.

<sup>10</sup> Idem, para definição dos  $e_i$ 's e  $e_a$ 's. Como referência, os autores citam HOUSE *et al.* (1981).

total admissível para o plano de expansão, para com isso segurar, indiretamente, os objetivos  $f_2$  e  $f_3$ , limite esse pode ser, inclusive, variado durante o desenvolvimento da análise, através do diálogo *decisor-analista-modelo*.

Por fim, CLÍMACO *et al.* (2003) ilustram a aplicação da retro formulada modelagem em PLMO, com o uso do software TOMMIX, em um sistema “existente” imaginado como composto de plantas termelétricas a carvão e combustível líquido (*fuel oil*), para o qual consideraram como candidatas a serem instaladas três tipos de plantas, todas também termelétricas: *fuel*, nuclear e carvão, respectivamente, de 75, 600 e 350 MW.

Os principais parâmetros adotados, por CLÍMACO *et al.* (2003), para cada tipo de plantas, candidatas a serem introduzidas no plano de expansão, são:

Tipo	Potência Nominal (MW)	Custos de Investimento (\$/kW)	Encargos Operacionais (\$/kWh)	Parâmetros de impacto ambiental		Fator de Disponibilidade
				<i>ei</i>	<i>vi</i>	
<i>Fuel</i>	75	702	12,6	2,07	1,29	0,9
Nuclear	600	1675	5,0	3,80	4,57	0,6
Carvão	350	1229	6,5	2,60	1,43	0,8

Com os parâmetros e modelagem adotados, na aplicação, os autores obtiveram que a condição de *custo mínimo*, dada pelo objetivo  $f_1$ , é obtida por um “*mix*” de unidades nucleares e carvão. Ou seja, as unidades que utilizam combustível líquido (*fuel oil*) não seriam competitivas frente às plantas a carvão e nuclear, apesar de as primeiras terem custos de investimento mais reduzido.

Por outro lado, a solução de *mínimo impacto ambiental* (objetivo  $f_3$ ) seria obtida apenas com unidades a *fuel oil*, devido aos mais reduzidos parâmetros de impacto ambiental considerados para esta opção energética. Observaram, também que o *máximo de confiabilidade* (objetivo  $f_2$ ) não é realista, pois o custo seria muito sacrificado, pois se veja que não foi adotado limite de valor mínimo para a *LOLP*.

Trabalhando o problema pelo *espaço dos pesos* alocados aos objetivos, ou seja, navegando com o apoio da ferramenta computacional TOMMIX, várias regiões de soluções não dominadas são identificadas, dando-se ao “decisor” informações diretas sobre os valores respectivos das funções  $f_1$ ,  $f_2$  e  $f_3$ . Identificadas as regiões de

indiferenças, que na aplicação chegaram a dezenove, tornou-se possível a escolha da solução de compromisso que mais satisfizesse ao “decisor”.

O que se destaca da metodologia desenvolvida por CLÍMACO *et al.* (2003), conforme antes destacamos, é a possibilidade de se permitir o processo interativo através do diálogo “decisor-analista-modelo”.

### **3.5.2. Exemplificação de ANTUNES *et al.* (2001)**

Em um estudo disponibilizado na Internet, C.H. ANTUNES, um dos três autores do retro comentado livro Programação Linear Multiobjetivo, também, trata do problema de planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, só que introduzindo a *Programação Linear Inteira Mista com Multiobjetivos*, que passaremos a chamar, pela sigla PLIMMO.

Relembrando o que foi observado ao final do item 3.3.2., quando tratamos da abordagem formulada por VERDI & AVI-ITZHAK (1981), uma das questões que se tem que atentar no processo de planejamento da expansão de geração, quando tratamos de usinas termelétricas é a de padrões de capacidades disponíveis no mercado, do tamanho das unidades geradoras e das próprias usinas. A padronização nesse campo é uma realidade, pois reduz custos de projeto, fabricação, montagem e até de manutenção.

Dessa forma, a abordagem em PLIMMO, proposta por ANTUNES *et al.* (2001), pode ser vista como um avanço na metodologia exposta no livro de CLÍMACO *et al.* (2003).

No mencionado estudo de ANTUNES *et al.* (2001), a modelagem é semelhante à contida em CLÍMACO *et al.* (2003), todavia sem considerar a função-objetivo de *maximização da confiabilidade*.

ANTUNES *et al.* (2001) trabalharam, também, com três funções-objetivo, quais sejam:

a) Objetivo  $f_1$  :

$$\min f_1 = \sum_{j=1}^J \left[ \sum_{r=1}^j \left( \frac{g_{j-(r-1)}}{100} \sum_{i=1}^I c_i x_i^r \right) + N \left( \sum_{s=1}^S s \sum_{i=1}^I b_i z_{is}^j + \sum_{s=1}^S s \sum_{a=1}^A b_a z_{as}^j \right) \right] \quad (1)$$

b) Objetivo  $f_2$  :

$$\min f_2 = \sum_{i=1}^I v_i \sum_{j=1}^J x_i^j \quad (2)$$

c) Objetivo  $f_3$  :

$$\min f_3 = \sum_{j=1}^J K \left( \sum_{s=1}^S s \sum_{i=1}^I e_i z_{is}^j + \sum_{s=1}^S s \sum_{a=1}^A e_a z_{as}^j \right) \quad (3)$$

As funções  $f_2$  e  $f_3$ , acima expostas, são, de fato, a mesma função-objetivo  $f_3$  adotada por CLÍMACO *et al.* (2003), de minimizar os impactos ambientais, só que decomposta em dois objetivos separados, sendo o  $K = N$  (número de horas de duração de um intervalo de tempo).

Os impactos ambientais ditados pelas potências das unidades foram colocados como o objetivo  $f_2$  e aqueles atinentes à produção de energia em si como o objetivo  $f_3$ , o que pode permitir uma melhor análise de sensibilidade na identificação das soluções do problema. Veja-se que  $f_3$  é expresso em unidades monetárias, enquanto que  $f_2$  é apenas um número proporcional à capacidade instalada e, também, função do tipo de unidades geradoras a instalar.

Como uma das restrições adotadas por ANTUNES *et al.* (2001), tem-se a questão da *confiabilidade do atendimento à demanda* no intervalo  $s = 1$  de ponta de carga (*peak-load*, na língua inglesa), no sub-período  $j$ , ano ou quinquênio, por exemplo, identificada por  $P_1^j$ , que é tratada associando-se uma *margem de reserva de potência*  $RP_1^j$ , a qual poderia ser uma função de  $P_1^j$  ou um parâmetro predefinido por critérios técnicos ou estudos probabilísticos.

Dessa forma, considerando  $G_a$  como sendo a potência nominal das unidades tipo  $a$  (as antigas ou as existentes no início do período de planejamento) e acrescentando-se o

somatório acumulado das potências de unidades tipo  $i$ , indicadas para serem introduzidas a cada ano  $j$ , dado por  $\sum_{t=1}^J \sum_{i=1}^I x_i^t$ , tem-se:

$$\sum_{t=1}^J \sum_{i=1}^I x_i^t + \sum_{a=1}^A G_a \geq P_1^j + RP_i^j \quad (j=1, \dots, J) \quad (4)$$

Adicionalmente, vem a restrição de garantir que produção de energia total pelas plantas tipo  $i$  e tipo  $a$  satisfaçam a demanda em todos os intervalos e anos, igual à adotada por CLÍMACO *et al.* (2003):

$$\sum_{i=1}^I \sum_{s=k}^S z_{is}^j + \sum_{a=1}^A \sum_{s=k}^S z_{as}^j \geq P_k \quad (j=1, \dots, J), (k=1, \dots, S) \quad (5)$$

A questão da disponibilidade efetiva das unidades tipo  $i$  e tipo  $a$ , foi também, igualmente considerada:

$$\sum_{s=1}^S z_{is}^j \leq m_i \sum_{r=1}^j x_i^r \quad (j=1, \dots, J), (i=1, \dots, S) \quad (6)$$

$$\sum_{s=1}^S z_{as}^j \leq m_a \sum_{r=1}^j x_a^r \quad (j=1, \dots, J), (i=1, \dots, S) \quad (7)$$

ANTUNES *et al.* (2001) apresentam uma questão interessante, na modelagem adotada, que é a de tratar decisões de “investir” em medidas de eficientização do uso da energia elétrica, conhecida na linguagem anglo-saxônica como *demand-side-management* (DSM) ou também como *planejamento integrado de recursos*, como que fosse uma unidade do tipo  $i$ , ou seja, um tipo  $i = \text{DSM}$ , no qual o custo de implantação do programa DSM corresponderia ao de investimento e as perdas de receita da concessionária (ou do setor elétrico, no caso do modelo “acesso aberto”), seriam os *encargos operacionais*.

Para evitar penetração irrealista de DSM, em certos subperíodos, eles sugerem usar a seguinte restrição:

$$\sum_{s=k}^T z_{is}^j \leq uP_k^j \quad , \text{ onde } (i = \text{DSM}) (j=1, \dots, J) (k=1, \dots, T), \quad (8)$$

sendo  $T$ , o número de intervalos dos valores mais altos da curva de duração de carga (LDC), do subperíodo  $j$ , no qual a opção DSM seria admitida (como que uma alternativa de redução de pico, modalidade conhecida, na literatura técnica, de

sistemas de potência, como *peak clipping* ou *peak shaving*), e  $u$  é uma fração da demanda requerida que pode ser considerada para ser instalada na forma de “unidade DSM”.

Com tal formulação, podemos ver que diferentes módulos de “unidades DSM” poderiam ser considerados. Veja-se que, por “unidade DSM’s”, significa deixar que uma parte da carga seja atendida por uma “fonte virtual”, porquanto significa reduzir a demanda projetada do mercado, sendo similar ao tratamento de admitir cortes de carga ou racionamento, como que fosse uma “fonte fictícia”, na forma abordada por VERDI & AVI-ITZHAK (1981).

Outra opção realista adotada por ANTUNES *et al.* (2001), é limitar o montante total de acréscimos de capacidade, ao longo dos subperíodos  $j$ , do horizonte de planejamento, seja por razões técnicas ou por limitações empresariais ou orçamentárias:

$$\sum_{i=1}^I x_i^j \leq U_j \quad (j = 1, \dots, J) \quad (9)$$

A questão da padronização ou modularidade do tamanho das unidades tipo  $i$  é tratada por ANTUNES *et al.* (2001) de forma similar ao abordado por VERDI & AVI-ITZHAK (1981), exposto no item 3.3.2., desta Dissertação, utilizando *variáveis inteiras*, que foram denominadas de  $y_m^i$ , para representar o número de módulos de capacidade de dimensão  $m$ , para unidades tipo  $i$ , cuja respectiva potência nominal seja  $\alpha_{im}$ , instalados no sub-período  $j$ , e sendo  $M_i$  o número de módulos disponíveis para o grupo de unidades do tipo  $i$ .

Assim, resulta:

$$x_i^j = \sum_{m=1}^{M_i} \alpha_{im} y_{im}^j \quad (i=1, \dots, I), (j=1, \dots, J) \quad (10)$$

É a introdução das *variáveis inteiras*  $y_m^i$  que exige a consideração da abordagem em *Programação Linear Inteira Mista com Multiobjetivos*, ou seja, PLIMMO. Sem tal tipo de restrição, o problema enfrentado de modelagem por ANTUNES *et al.* (2001) seria tão-somente mais outra aplicação de PLMO.

ANTUNES *et al.* (2001), contudo, vão um pouco mais longe na formulação do problema introduzindo restrições de caráter ambiental, derivadas de regulamentações que fixem limites para emissões de gases do tipo dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), os quais provocam, os dois primeiros, a chamada “chuva ácida”, e o terceiro, o denominado “efeito estufa” na atmosfera terrestre, tema este que cresce de importância no mundo. Destarte as seguintes restrições foram, também, consideradas, para as unidades tipo *a*:

$$10^{-6} K \sum_{a=1}^A h_a \sum_{s=1}^S sz_{as}^j \leq SH_a^j \quad (j=1,\dots,J) \quad (11)$$

$$10^{-6} K \sum_{a=1}^A l_a \sum_{s=1}^S sz_{as}^j \leq SL_a^j \quad (j=1,\dots,J) \quad (12)$$

$$10^{-6} K \sum_{a=1}^A t_a \sum_{s=1}^S sz_{as}^j \leq ST_a^j \quad (j=1,\dots,J) \quad (13)$$

onde  $h_a$ ,  $l_a$  e  $t_a$ , são os níveis de emissão, em g/kWh, de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e CO<sub>2</sub>, respectivamente, com os correspondentes limites  $SH_a^j$ ,  $SL_a^j$  e  $ST_a^j$ , nos sub-períodos *j*, regulamentados por imposição legal ou por conscientização dos planejadores.

Para as unidades tipo *i*, de forma similar, tem-se:

$$10^{-6} K \sum_{i=1}^I h_i \sum_{s=1}^S sz_{is}^j \leq SH_i^j \quad (j=1,\dots,J) \quad (14)$$

$$10^{-6} K \sum_{i=1}^I l_i \sum_{s=1}^S sz_{is}^j \leq SL_i^j \quad (j=1,\dots,J) \quad (15)$$

$$10^{-6} K \sum_{i=1}^I t_i \sum_{s=1}^S sz_{is}^j \leq ST_i^j \quad (j=1,\dots,J) \quad (16)$$

Como aplicação da metodologia desenvolvida, em que o diferencial em relação ao apresentado por CLÍMACO *et al.* (2003) é trabalhar a questão da existência de variáveis inteiras, ANTUNES *et al.* (2001), para tratar com essas variáveis inteiras, utilizam um procedimento iterativo diagramatizado na Figura 3.5.2.1, a seguir.

Ou seja, calculam-se, pela PLMO, as soluções não dominadas que otimizam individualmente cada objetivo. Estabelece-se o “ponto de referência” inicial, usando-se a “solução ideal”, ou seja, aquela que otimizaria separadamente as três funções-objetivo, mas que é inviável, pois não existe domínio admissível para isto.

Desenvolve-se o problema, primeiramente, admitindo que as variáveis  $y_m^i$  possam assumir valores contínuos, calculando a solução não dominada que minimize a distância de Tchebycheff, com respeito ao ponto de referência inicial.

Verifica-se com o *decisor* a solução *não dominada* que o satisfaria e usa-a como novo ponto de referência, considerando agora as variáveis  $y_m^i$  ajustadas para os números inteiros, através da PLIMMO, buscando a solução não dominada que minimize a distância de Tchebycheff. A convergência se dá quando o *decisor* ficar satisfeito.

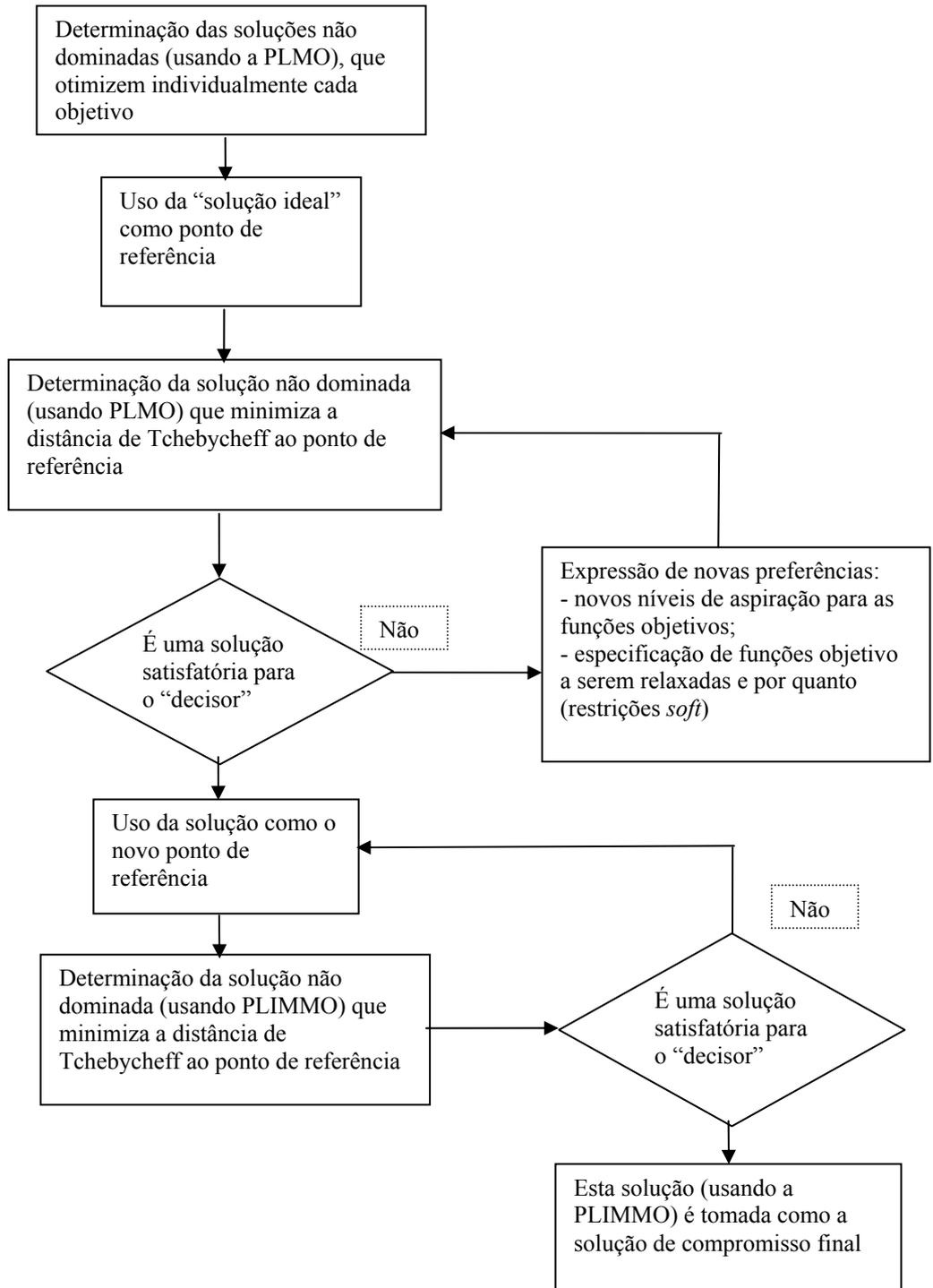


Figura 3.5.2.1.- Fluxograma da metodologia de uso da PLIMMO  
 Fonte: CLÍMACO et al. (2003)

ANTUNES *et al.* (2001) apresentam resultados de aplicação da abordagem PLIMMO em um estudo de planejamento de longo prazo em um sistema de geração de energia elétrica, com as seguintes características:

- Para as plantas existentes (tipo *a*):

Tipo	Potência Nominal (MW)	Encargos Operacionais (\$/kWh)	Custos ambientais $e_i$ (\$/MWh)	Fator de Disponibilidade
Carvão	1880	20,0	105,7	0,75
<i>Fuel</i>	2400	26,6	93,39	0,8

- Para as plantas a instalar (tipo *i*):

Tipo	Potência Nominal (MW)	Custos de Investimento (\$/kW)	Encargos Operacionais (\$/kWh)	Parâmetros de impacto ambiental $v_i$ $e_i$ (\$/MWh)		Fator de Disponibilidade
Carvão	300/450/700	950	16,2	4,33	105,70	0,80
Gás - simples	160	195	29,6	2,67	39,43	0,90
Gás-combinado	330/400	375	20,7	2,56	25,71	0,70
Opção DSM	-	211	75,1	0	0	0,95

Quanto às emissões de poluentes, ANTUNES *et al.* (2001) usaram:

Poluente	Coeficientes de emissão por tipo (g/KWh)					Limites de emissões (kton/ano)		
	Carvão	Fuel	Carvão (nova)	Gás (simples)	Gás (combinado)	Sub-período 1	Sub-período 2	Sub-período 3
SO <sub>2</sub>	5,84	14,30	4,00	0	0	226	214	185
NO <sub>x</sub>	2,93	2,49	2,20	0,028	0,018	46	44	42
CO	890	753	830	448	285	15000	14000	12000

Na aplicação desenvolvida por ANTUNES *et al.* (2001), considerou-se um período de planejamento de 3 subperíodos, cada um dividido em 12 intervalos de duração de um semestre cada (K=4380 horas), o que dá, portanto, 18 anos como o horizonte de planejamento do estudo realizado.

Usou-se, pelo que vimos, três funções-objetivo e uma formulação do problema com 93 restrições, 222 variáveis de decisão contínuas e 18 variáveis de decisão inteiras. Considerou-se a capacidade instalada inicial de plantas a carvão (1.880 MW) e a *fuel oil* (2.400 MW), e, para adição, ao longo do horizonte de planejamento, de 18 anos, consideraram-se opções de plantas novas a carvão, em módulos de 300, 450 e 700 MW, e a gás natural (de ciclo simples, de 160 MW, para operação flexível, e de ciclo combinado, módulos de 330 e 400 MW, para operação em regime de base), além de se usar a opção de implantação de DSM.

Adotou-se, uma margem de reserva de 20% do pico de demanda, para cada intervalo, de cada período, dando uma razoável segurança para variações de demanda ou indisponibilidade de unidades geradoras. Limitou-se em 1750 MW, o acréscimo total de capacidade por subperíodo. Para a opção DSM, fixou-se um limite de até 7,5% do pico de demanda, de cada subperíodo, com a restrição de ser utilizável apenas nos quatro primeiros intervalos de cada subperíodo de duração de 6 anos.

Com tais premissas, os autores demonstram a facilidade de tratamento do problema com o apoio do ferramental utilizado (software TOMMIX), permitindo-se identificar um elenco de soluções não dominadas. Adotam como referência à “solução ideal” que atenderia simultaneamente aos objetivos, todavia inadmissível em face às restrições, e chegam à indicação, pelo analista, de duas soluções ( $I_1$  e  $I_2$ ) para avaliação pelo “decisor”, onde ambas não contemplam adição de plantas a carvão, mas sim a gás natural e com DSM (127,5 MW). A diferença, entre as duas, são os montantes de uso de unidades a gás de ciclo simples ou de ciclo-combinado, no segundo e terceiro subperíodo, cujos resultados são apresentados abaixo:

Solução	Sub-período 1			Sub-período 2			Sub-período 3		
	Gás	Gás	DSM1	Gás	Gás	DSM2	Gás	Gás	DSM3
	SC1	CC1	-	SC2	CC2	-	SC3	CC3	-
$I_1$	960	730	127,5	640	1060	0	640	0	0
$I_2$	960	730	127,5	0	1650	0	800	0	0

Os valores das funções-objetivo, nas condições das soluções ( $I_1$  e  $I_2$ ) obtidas pelos autores e confrontados com as soluções que minimizam, separadamente, cada função objetivo, foram:

Solução	$f_1 (10^{10})$	$f_2 (10^5)$	$f_3 (10^{10})$
$I_1$	2,0751	10,5632	4,0169
$I_2$	2,0488	10,7920	4,0406
$C_1$	<b>1,9642</b>	10,763	4,2971
$C_2$	2,1328	<b>9,5332</b>	4,0347
$C_3$	2,2001	14,0175	<b>3,601</b>

Usando-se  $C_1$  (mínimo custo financeiro) como a base unitária, no sentido de comparar as diferenças relativas entre as soluções, temos:

Solução	$f_1 (10^{10} \text{ de } \$)$	$f_2 (10^5)$	$f_3 (10^{10})$
$C_1$	1,0000	1,0000	1,0000
$I_1$	1,0565	0,9814	0,9348
$I_2$	1,0431	1,0027	0,9403
$C_2$	1,0858	0,8857	0,9389
$C_3$	1,1201	1,3024	0,8380
$I_1 > C_1$	<b>5,6%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-6,5%</b>
$I_2 > C_1$	<b>4,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>-6,0%</b>
$C_2 > C_1$	<b>8,6%</b>	<b>-11,4%</b>	<b>-6,1%</b>
$C_3 > C_1$	<b>12,0%</b>	<b>30,2%</b>	<b>-16,2%</b>

Usando-se a solução  $I_1$  como base unitária, para comparação com a solução  $I_2$ , temos:

Solução	$f_1$ ( $10^{10}$ de \$)	$f_2$ ( $10^5$ )	$f_3$ ( $10^{10}$ )
$I_1$	1,0000	1,0000	1,0000
$I_2$	0,9873	1,0217	1,0059
$I_1 - I_2$	1,3%	-2,2%	-0,6%

Ou seja, o *decisor* tem à mão, duas soluções aceitáveis muito próximas, para a montagem do plano de expansão de longo prazo (horizonte de 18 anos), entre as quais ocorre um *trade-off* entre os objetivos de custo financeiro ( $f_1$ ) e de impactos ambientais ( $f_2$  e  $f_3$ ), obtendo elementos incrementais de custo que podem, por exemplo, ser usados na negociações com os órgãos de regulamentação ambiental.

Finalizando, essa análise efetuada sobre a abordagem de exemplificação da aplicação de PLMO, na versão PLIMMO, ofertada por ANTUNES *et al.* (2001), cabe a nós observar dois pontos, refletindo sobre aplicabilidade ao contexto Brasil:

- a) Com relação às restrições, poder-se-ia acrescentar o tratamento das limitações geográficas vinculadas à topologia da rede elétrica, como, por exemplo, adotando-se a modelagem sugerida por VERDI & AVI-ITZHAK (1981) ou a adotada por TRINKENREICH *et al.* (1980), apresentadas nos item 3.3.2 e 3.3.3.
- b) O desafio ainda em aberto é tratar, na modelagem, a variabilidade da geração hidrelétrica, aspecto que abordaremos adiante.

### 3.6. OUTRAS REFERÊNCIAS DE FORMULAÇÕES DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DE GERAÇÃO

Como complementação informativa, integrante desta Dissertação, julgou-se de interesse trazer a registro explícito, considerações contida em KAGIANNAS *et al.* (2004). Citando MASSÉ & GIBRAT (1957), eles declaram:

*“Optimal long-term generation expansion planning (GEP) is traditionally perceived as the determination of the minimum-cost capacity addition plan that meets forecast demand within a pre-specified reliability criterion over a planning horizon (typically 20 years). Capacity expansion models have a long tradition in both the power sector and the operations research literature. They were one of the first applications of linear programming in 1950’s when the industry operating under the regulated monopoly regime.”* – (grifo nosso).

Disseram, ainda, KAGIANNAS *et al.* (2004):

*“Mathematically speaking, solving an optimal GEP problem is to find a set of optimal decision vectors which minimize an objective function under several constraints.”*

Ainda dentro do espaço de modelo de *monopólio regulado*, que foi chamado nesta Dissertação de modelo de *monopólio de suprimento regional*, e em uma formulação matemática mais geral, KAGIANNAS *et al.* (2004) apresentam modelagem exposta em PARK & WON (1998), compatível com o modelo WASP – (*Wien Automatic System Planning Package*), software desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), localizada em Viena, Áustria, desenvolvido para aplicação em sistemas preponderantemente termelétricos, por isso não utilizado até agora no Brasil.

A modelagem matemática do *problema de otimização*, contida em PARK & WON (1998), conforme KAGIANNAS *et al.* (2004), é:

$$\text{Min} \sum_{U_1, \dots, U_T}^T [f_t^1(U_t) + f_t^2(X_t) - f_t^3(U_t)] \quad (1)$$

$$\text{s.a.: } X_t = X_{t-1} + U_t \quad (2)$$

$$\text{LOLP}(X_t) \leq \varepsilon \quad (t = 1, \dots, T) \quad (3)$$

$$R_l \leq R(X_t) \leq R_u \quad (t = 1, \dots, T) \quad (4)$$

$$M_{-t}^j \leq \sum_{i \in \Omega_j} x_t^i \leq \bar{M}_t^j \quad (t = 1, \dots, T; j = 1, \dots, J) \quad (5)$$

$$0 \leq U_t \leq \bar{U}_t \quad (t = 1, \dots, T) \quad (6)$$

onde:

$T$  - número de anos do horizonte de planejamento

$J$  - número de tipos de combustível (ou tipos de usinas)

$\Omega_j$  - conjunto índice para plantas padronizadas de combustível tipo  $j$

$X_t$  - vetor de capacidades cumulativas (em MW) por tipo de planta  $j$ , no ano  $t$

$x_t^j$  - capacidade cumulativa de plantas tipo  $j$  no ano  $t$  ( $X_t = \text{vetor} [x_t^j]$ )

$U_t$  - vetor adição de capacidade por tipo de planta  $j$  no ano  $t$  (vetor de decisão)

$\bar{U}_t$  - o vetor de capacidade de construção máxima por tipo de planta  $j$  no ano  $t$

$u_t^j$  - adição de capacidade (em MW) por tipo de planta  $j$  no ano  $t$  ( $U_t = \text{vetor} [u_t^j]$ )

$\text{LOLP}(X_t)$  - probabilidade de perda de carga com  $X_t$  no ano  $t$

$R(X_t)$  - margem de reserva de potência com  $X_t$  no ano  $t$

$\varepsilon$  - critério de confiabilidade expresso pela  $\text{LOLP}$

$\underline{R}_u, R_l$  - limites, superior e inferior, da margem de reserva de potência

$M_t^j, \bar{M}_t^j$  - limites, superior e inferior, de plantas tipo  $j$  no ano  $t$

$f_t^1(U_t)$  - custo de investimento *descontado*<sup>11</sup>, associado à adição de capacidade  $U_t$  no ano  $t$

$f_t^2(X_t)$  - custo de combustível e O&M *descontado*, associado à capacidade  $X_t$  no ano  $t$

$f_t^3(U_t)$  - valor salvo *descontado*, associado à adição de capacidade  $U_t$  no ano  $t$

<sup>11</sup> Corresponde ao *valor presente* do fluxo de caixa futuro, descontado com uma dada ou assumida taxa de desconto  $y$  % a.a., que represente o custo médio ponderado de capital (WACC) nos projetos, levando-se em conta quanto se utilizará, percentualmente, de capital próprio do investidor e quanto de capital de terceiros (empréstimos)

Veja-se que:

- ✓ A equação (1) é a função-objetivo do problema de otimização mono-objetivo, pois o que se busca é apenas o mínimo custo da expansão, dentro do *regime de monopólio*. Pode-se verificar que a função é similar àquelas indicadas em KNIGHT (1972), VERDI & AVI-ITZHAK (1981) e TRINKENREICH *et al.* (1980), bem como no *Objetivo 1* da exemplificação de aplicação de PLMO contida em CLÍMACO *et al.* (2003) e de ANTUNES *et al.* (2001). A parcela subtrativa  $f_t^3(U_t)$ , adotada em PARK & WON (1998), visa considerar receitas que podem ser recuperadas com o descomissionamento de usinas no futuro ao tornarem-se obsoletas ou no final da respectiva vida útil.
- ✓ A equação (2) implica em uma *equação de estado* que acopla, matematicamente, os anos do horizonte de planejamento de duração  $T$ .
- ✓ As equações (3) e (4) são relacionadas com restrições de confiabilidade (critério de *LOLP* e margens de reserva de capacidade), no qual pode-se ter,  $R(X_t) = L_t - X_t$ , sendo  $L_t$  a demanda de energia no ano  $t$  ou uma forma equivalente por patamares de carga utilizando-se uma LDC (*load-duration-curve* equivalente).
- ✓ A equação (5) reflete os *mix's* de capacidade por tipo de combustível (tipos de plantas  $j$ ).
- ✓ A equação (6) dá as capacidades anuais de construção por tipo de planta.

Cumprе destacar que, em se desejando tratar a formulação acima de uma forma mais precisa, o problema exposto eleva-se ao nível de um problema de *programação dinâmica discreta não-linear*, de alta complexidade de solução, no qual a dinâmica deriva da equação de estado (2) e as não-linearidades decorrem, se foram usadas as reais relações não lineares da função de custo de produção. Ao se utilizarem, também, probabilidades da disponibilidade efetivas das plantas ou próprio combustível (volumes e/ou preços), tem-se um problema efetivamente de alta complexidade matemática a resolver.

Várias abordagens de tratamentos matemáticos sofisticados do problema são citadas em KAGIANNAS *et al.* (2004), que podem ser consultadas por quem se interessar pelo tema.

Entre elas constam:

- A abordagem descrita em PEREIRA *et al.* (1987), aplicada a um sistema da Noruega, em que se tratou o problema da otimização do planejamento da expansão da geração, como dois problemas, um, o modelo de otimizar o investimento utilizando formulação em PL, e outro, o de definir o custo de produção das usinas do sistema hidro-térmico em função de uma modelagem dinâmica da produção hidrelétrica.
- A abordagem contida em DA COSTA *et al.* (1989), com programação dinâmica para sistemas hidrelétricos agregados (uma usina-reservatório equivalente), que relata o desenvolvimento conjunto ELETROBRÁS/CEPEL de um modelo para aplicação em estudos de médio prazo que busca minimizar o custo de antecipação de usinas.
- A exposta em CAMPODÔNICO *et al.* (1989), outro desenvolvimento conjunto ELETROBRÁS/CEPEL de um modelo para aplicação em estudos também de médio prazo, todavia considerando as usinas hidrelétricas individualizadas, para facilitar o processo computacional indicam que foi adotado um processo iterativo baseado no princípio de decomposição de Benders (BENDERS (1962))
- E, finalmente, a apresentada em PARK *et al.* (1985), que utiliza o *Princípio do Mínimo de Potryagin*, da Teoria Moderna de Controle de Sistemas, contudo sem tratar da questão da geração hidrelétrica aleatória.

Na visão do autor desta Dissertação e suportado do desenvolvimento do modelo em PL exposto em TRINKENREICH *et al.* (1980), modelo que foi adotado pela ELETROBRÁS em estudos de expansão de longo prazo, pode-se concluir que a modelagem via PLMO é viável, suficiente e será um avanço nos estudos de definição de **trajetórias de composição ótima** do “*mix energético*” do sistema de produção de energia elétrica brasileiro, em “janelas” do horizonte de longo prazo.

KAGIANNAS *et al.* (2004), no mesmo artigo, indicam abordagens que estão sendo usadas pelas empresas em vários países, nos últimos anos, onde se adotou o *modelo de competição* em substituição ao de monopólio regulado, afirmando: “*The problem of power GEP has been reformulated from being cost-minimization to profit-maximization*”.

Evidentemente, KAGIANNAS *et al.* (2004) estão se referindo à função-objetivo do GEP vista pelas empresas, que estarão competindo entre si, com total incerteza quanto ao futuro, pois outras empresas concorrentes existentes e/ou novos entrantes, estarão a disputar “fatias” do mercado futuro. Esse é o campo vocacionado para utilização da *Teoria dos Jogos*, desenvolvida em VON NEUMANN & MORGENSTERN (1944), para ser usado pelas empresas ao se debruçarem para decidir sobre investimento em geração.

No caso Brasil, com o Governo Federal estando responsável pela condução do planejamento da expansão da geração para atendimento ao mercado a curto, médio e longo prazo, continua aplicável às mesmas formulações anteriores, do modelo de monopólio regulado, no qual o agente “monopolista”, no caso, é o Governo Federal.

Dessa forma, conclui-se que se dedicar a adaptar a formulação PLMO, apresentada em CLÍMACO *et al.* (2003), à situação característica de sistemas com alta preponderância de hidroeletricidade aleatória, como existente no Brasil, é atrativo e demonstraremos a sua viabilidade adaptativa no Capítulo seguinte.

## 4. UMA PROPOSTA DE APLICAÇÃO DA PLMO<sup>12</sup> AO CONTEXTO VIGENTE DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO DA GERAÇÃO NO BRASIL

### 4.1. A DIMENSÃO E O DESAFIO DO TRATAMENTO DA ALEATORIEDADE DA HIDROELETRICIDADE: A DIFERENÇA BRASIL EM RELAÇÃO A OUTROS PAÍSES

Entre muitos técnicos brasileiros, há a visão de que a formulação do planejamento da expansão da geração de energia elétrica, no caso do sistema brasileiro, não se coaduna muito bem, com aplicação de técnicas de otimização, tais como aquelas expostas em KNIGHT (1972), VERDI & AVI-ITZHAK (1981) e mesmo por TRINKENREICH *et al.* (1980). Essa colocação se baseia na grande dimensão da nossa base hidrelétrica e na elevada aleatoriedade das afluências médias anuais.

A razão colocada pode ser entendida se examinarmos uma curva de duração da carga (LDC), similar àquela exposta no item 3.3.1, desta Dissertação, com a premissa que a demanda é para ser atendida por um sistema hidro-térmico, constituído por uma geração hidrelétrica (*GH*) e por termelétricas (*GT*).

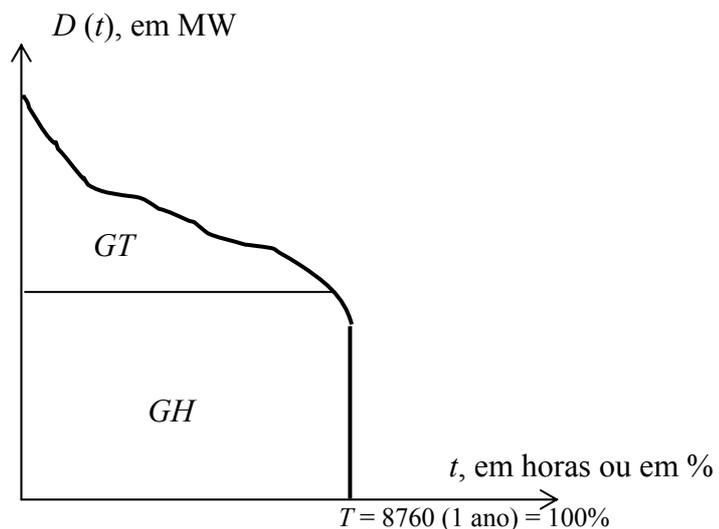


Figura 4.1.1 – Atendimento a uma LDC por um sistema hidro-térmico

Seja, assim, *ET*, a quantidade de energia total requerida pela carga, incluindo as perdas, no período, indicado, na Figura 4.1.1, como de duração igual a um ano, mas que poderia

<sup>12</sup> PLMO = Programação Linear Multiobjetivo

ser outra duração superior qualquer, sendo que  $ET$  é igual a área inferior à curva LDC, indicada por  $D(t)$ , pois:

$$ET = \int_{t=0}^{t=T} D(t) dt$$

Ocorre que a geração  $GH$  é variável e depende da vazão afluyente às hidrelétricas e do nível de estoque em seus reservatórios, no início do período. Ambas são *variáveis aleatórias*, o que acarreta, como consequência, que o requisito total de geração térmica  $GT$  também será aleatória.

Em sistemas com grande capacidade instalada de base hidrelétrica, como no caso do Brasil, é normal se ter a situação na qual a geração hidrelétrica disponível consiga atender toda a carga do sistema, o que faz  $GT = 0$ , podendo haver, inclusive, excedente de geração hidrelétrica, como representado na Figura 4.1.2, abaixo, que será vertida e não transformada em energia elétrica.

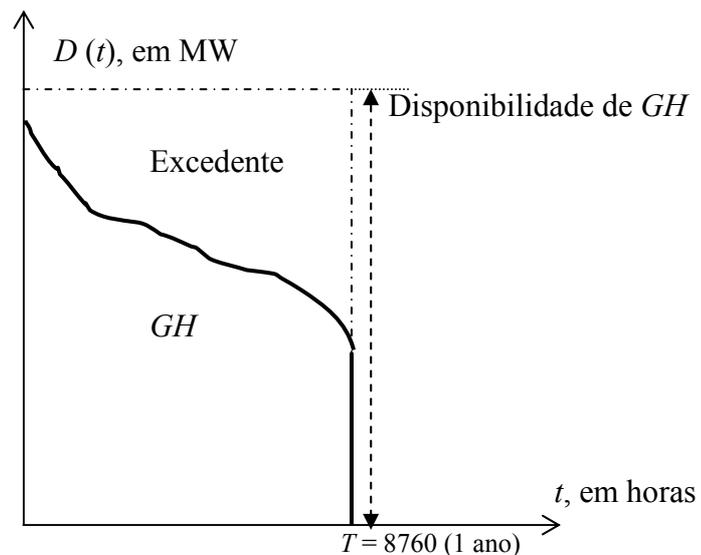


Figura 4.1.2 – Atendimento a uma LDC por um sistema hidro-térmico, com excedente de geração hidrelétrica

Outra situação possível é quando o sistema hidrelétrico tem uma capacidade instalada de hidrelétricas inferior à demanda máxima (pico ou ponta de demanda) da carga suprida, o que causa a necessidade de geração térmica nos períodos de maior demanda, conforme indicado na Figura 4.1.3, a seguir.

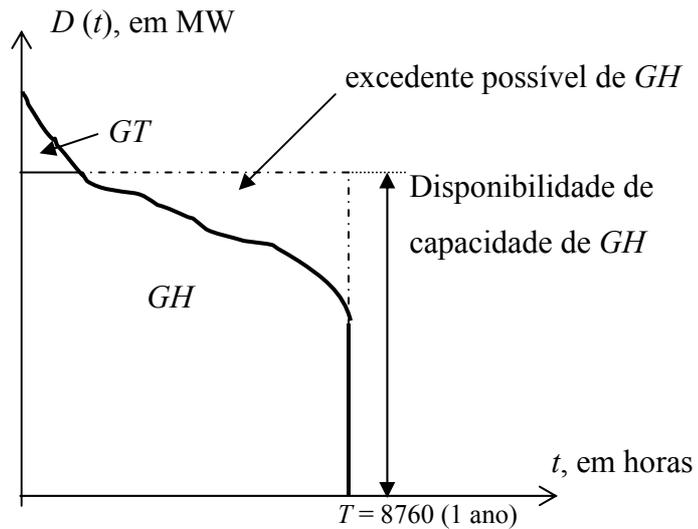


Figura 4.1.3 – Atendimento a uma LDC por um sistema hidro-térmico, com geração térmica na ponta

Esta realidade introduz um complicador na abordagem pela via da LDC, pois não se tem o controle quanto à disponibilidade do “combustível” das hidrelétricas, tendo sido, assim, em geral, preferível, no Brasil, se usarem modelos de simulação no lugar de modelos de otimização para apoiar os estudos de planejamento de expansão de longo prazo de geração.

Além disso, devido ao acoplamento intertemporal que reside no tratamento hidrelétrico, tendo em conta que o nível de armazenamento dos reservatórios, no final de um período de tempo, é função do nível no início do mesmo período e das diferenças das vazões entrantes (estocásticas) e de saída do reservatório (um processo tipicamente *markoviano*), o problema de *planejamento da expansão da geração* torna-se, matematicamente, muito complexo de ser resolvido pelo caminho da otimização direta, mesmo quando linearizado.

Tal fato, aliado à opção prioritária pela hidroeletricidade, junto com a utilização do critério de ordenação pelo *índice de mérito* das possíveis usinas a serem implantadas, fez com que os modelos de simulação tenham sido muito utilizados e por ser fáceis de usar, pois se vai programando a entrada em operação das usinas ao longo do horizonte de planejamento, em função do nível máximo de risco de déficit que seja admissível,

parâmetro este que tem sido usado desde o início dos anos 80's, conforme anteriormente já comentamos, em 5% ou, em abordagem alternativa, buscando-se equilibrar o *custo marginal esperado da operação* com o *custo marginal da expansão*, aspecto discutido no item 2.4.

Assim, para controlar o risco de déficit, a solução normalmente adotada é agregar mais um “incremento” de *energia garantida* ao sistema, mesmo que essa última deva ser sempre entendida como “garantida ao nível de 5%” e não de “0% de risco”.

Nessa perspectiva, ao se utilizar a metodologia de programação ótima de entrada de novas usinas expostas na Figura 2.4.2., em geral é mais econômico agregar uma usina hidrelétrica se o *índice de mérito* dela é inferior ao de termelétrica para igual valor de quantidade de *energia garantida*.

Acontece, como veremos a seguir, que o risco de déficit pode, perfeitamente, ser também controlado com a instalação de usinas térmicas flexíveis, que chamamos de *térmicas de segurança*, que ficam desligadas, mas sempre disponíveis para gerar energia em situações nas quais a geração hidrelétrica seja baixa por falta de água (afluência baixa e estoque baixo).

Como o custo de investimento de térmicas, principalmente aquelas de *ciclo aberto*, é normalmente mais baixo que o de uma hidrelétrica, as *térmicas de segurança* estão sendo defendidas como um adequado recurso para controlar e reduzir o risco de déficit.

Um embrião deste modelo de *térmicas de segurança* foi usado em 2001, só que lamentavelmente com nome de *térmicas emergenciais*, modelo, este, não muito bem esclarecido, na mídia, ao se usar o nome de “*seguro apagão*”, ficando elas as térmicas sendo vistas pelos consumidores, até agora, como apenas mais um ônus e não como uma garantia para evitar situações que seriam de custo muito mais elevado para a sociedade.

#### **4.2. UMA ABORDAGEM ALTERNATIVA, COM OTIMIZAÇÃO MONO-OBJETIVO, em GUEDES FILHO *et al.* (2003)**

Em GUEDES FILHO *et al.* (2003), consta um estudo de *Tendências Consultoria Ltda.*, desenvolvido para a Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget), que apresenta uma interessante abordagem para superar a questão da *variabilidade* da geração hidrelétrica no problema de otimização do “*mix energético*” que temos discutido.

O foco do trabalho foi o de definir qual seria uma composição ótima de geração hidrelétrica e termelétrica para atender a um dado volume de energia total em um período anual no futuro.

Interessava à Abraget mostrar que o sistema brasileiro deveria ter um maior número de usinas térmicas, ou seja, que o percentual de capacidade térmica instalado deveria ser aumentado. Claro que o interesse da Abraget foi visto, por muitos, como um trabalho de *lobby técnico*, mesmo se esse não tenha sido o objetivo da citada Associação.

O trabalho foi enviado pela Abraget para a ELETROBRÁS e para o ONS, em dezembro de 2003.

Na nossa visão, o estudo é um marco importante no processo de provocação de desenvolvimento de novas metodologias para planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil, o qual provavelmente será motivo de avaliação, assim esperamos, pela EPE e pelo MME, agora que aqueles órgãos começam a trabalhar a questão do planejamento da expansão de longo prazo.

Resumidamente, o que GUEDES FILHO *et al.* (2003) fizeram foi:

- a) primeiramente, buscaram definir um valor mais atualizado para o *custo social do déficit*, expresso em R\$/MWh, que resultou em 2.670,00 R\$/MWh, base 2002, que ao câmbio de 3,00 R\$/MWh, seria igual a 890,00 US\$/MWh; recordando a abordagem indicada por VERDI & AVI-ITZHAK (1981), contida no item 3.3.2, desta Dissertação, seria o de definir o custo da “*térmica fictícia*” que

representaria a parcela de mercado que viesse a não ser atendido na hipótese de hidrologias muito reduzidas. Os autores, talvez, para minimizar polêmicas usaram metodologia antes adotada pelo CEPEL em estudo para a ELETROBRÁS/GCPS, atualizando e ampliando a base de dados, no caso, as variações anuais de PIB e do consumo de energia elétrica ocorridas no Brasil, de 1970 a 2002;

- b) em seguida, sintetizaram o parque gerador do Sistema Interligado Brasileiro como constituído de uma única usina hidrelétrica, representado por uma usina-reservatório equivalente, e de três tipos de termelétricas (uma de ciclo combinado e duas de ciclo aberto), todas com seus respectivos custos fixos, em US\$/kW incremental a ser instalado, e custos variáveis, em US\$/MWh. No caso das termelétricas, foram adotados diferentes níveis de *take or pay* (tipo de contrato firme de compra de volumes de gás, em percentagem do volume máximo mensal, para pagamento mesmo sem o uso do gás), quais foram:

Tabela 4.2.1. – Dados do sistema hidro-térmico estudado por GUEDES FILHO et al.

Tipo	Custos de Investimento (US\$/kW)	Custos variáveis operacionais (US\$/MWh)	Take or pay
Hidro	950	2,06	-
Gás c. combinado	750	16,52	70%
Gás c.simples 1	450	30,14	40%
Gás c.simples 2	450	57,34	20%

Veja-se que a “térmica fictícia”, para representar algum déficit de energia, não tem custo de investimento ou fixo, mas apenas custo variável que é o *custo social do déficit*, adotado em 890,00 US\$/MWh, portanto cerca de 15,5 vezes o custo variável da térmica mais cara (Gás c.simples 2 – *take or pay* de 20%).

- c) depois, calcularam uma função de distribuição de probabilidade acumulada para a geração  $GH$ , constituída pela *composição* da função de distribuição da energia natural afluente ao reservatório equivalente com a função de distribuição de

probabilidade do *estado estacionário*<sup>13</sup> do nível do reservatório no início de um ano qualquer, no futuro distante;

- d) em seqüência, foi definida a função de distribuição acumulada da demanda a ser requerida do parque termelétrico, considerando a formulação que já comentamos no item anterior de  $GT = ET - GH$ , onde  $ET$ , no caso, foi a demanda total de energia solicitada ao sistema hidro-térmico conjunto, em um dado ano no futuro, considerada como um montante global em TWh, ou seja, como que uma LDC de um único intervalo e com patamar de MW constante (o valor do MW médio, do período);
- e) finalmente, a função contínua de distribuição de probabilidade de  $GT$  foi tratada como uma LDC (que pode ser “patamarizada”), sendo usada em um processo de otimização da composição ótima do “*mix energético*” do parque de geração a ser instalado, cuja função-objetivo foi maximizar a remuneração do parque gerador a ser instalado, o que é um espelho do objetivo de *minimizar o custo total expansão*, semelhante ao exposto nas abordagens de KNIGHT (1972), de VERDI & AVI-ITZHAK (1981), de TRINKENREICH *et al.* (1980), de CLÍMACO *et al.* (2003) e de ANTUNES *et al.* (2001), expostas anteriormente, nesta Dissertação.

A formulação matemática apresentada em GUEDES FILHO *et al.* (2003) é relativamente longa para ser transcrita nesta Dissertação. Contudo, é possível melhor entendê-la com uma “explicação gráfica”, que desenvolveremos, no item seguinte, ao apresentar algumas considerações sobre a característica probabilística da geração hidrelétrica  $GH$ .

---

<sup>13</sup> Estado probabilístico do nível inicial do reservatório equivalente, após vários anos no futuro, para evitar a inclusão de situações conjunturais reinantes no presente de alto ou baixo nível de estoque.

### 4.3. A CARACTERÍSTICA PROBABILÍSTICA DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

Um sistema hidrelétrico é formado por várias usinas em diversos rios, constituindo-se em uma complexa malha hidráulica. No site [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) do ONS, encontra-se um diagrama com a indicação das usinas e reservatórios integrantes do Sistema Interligado Brasileiro. São diversas usinas em série, ao longo dos rios e seus tributários que deságuam no Oceano Atlântico. As usinas em um mesmo rio formam as chamadas *cascatas de usinas*, cujas gerações são temporalmente interdependentes, pois usam a mesma água.

Normalmente, existem limitações de capacidade de transmissão nas interligações elétricas entre grupos de usinas. Em conseqüência, um sistema hidrelétrico de um país ou uma região é formado por subsistemas, dentro dos quais não haja essas limitações, o que permite ser viável se representar a geração hidrelétrica do subsistema, de acordo com ARVANDITIS & ROSSING (1970), por uma *única* usina, energeticamente *equivalente* a todas do subsistema, recebendo, em paralelo, todas as vazões afluentes das bacias hidrográficas correspondentes.

Para melhor entendimento da característica probabilística da geração hidrelétrica e da conseqüência disto no planejamento da expansão da geração, é válido, contudo, sair da idealização geral comentada no parágrafo anterior, e considerar, inicialmente, para simplificar, um conjunto de usinas hidrelétricas *a fio d'água*, ou seja, todas as usinas sem reservatório.

Para dar uma sensibilidade real com o mundo físico, imaginem-se, para melhor fixar, essas usinas no Rio São Francisco, no caso, as existentes usinas hidrelétricas da CHESF, abaixo indicadas, sem considerar, por enquanto, os seus reservatórios.

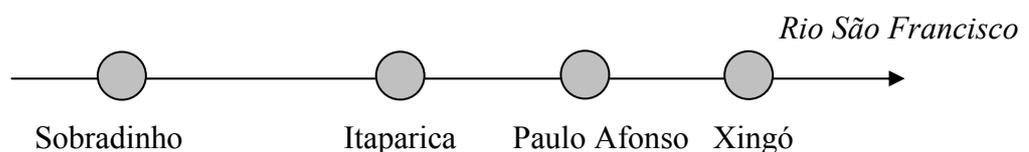


Figura 4.3.1. – Conjunto de usinas em cascata (em série), da CHESF, no Rio São Francisco

O desafio maior da hidroeletricidade é o de que não se sabe, todavia, qual será a vazão natural afluyente nos anos futuros e nem também que retiradas d'água serão feitas para irrigação ou para transposição para outras bacias. É usual, contudo, utilizar dados históricos como uma “amostra” da Natureza e se inferir o que pode vir à frente, abatendo-se da “amostra” projeções de volumes médios anuais de retirada de água a serem feitas a montante dos reservatórios.

Registra-se que, na análise que se desenvolverá nesta Dissertação, não se considerará as projeções de retiradas de água, do Rio São Francisco, seja porque elas ainda estão sendo definidas pela Agência Nacional de Águas (ANA), seja porque o que se deseja aqui fazer não é um estudo de planejamento de expansão para o subsistema Nordeste, mas, sim, a demonstração de uma metodologia de consideração da *geração hidrelétrica probabilística* em abordagem de problemas de otimização com Programação Linear Multiobjetivo.

No caso do Rio São Francisco, têm-se dados de vazões registradas desde 1929, em vários pontos (postos hidrológicos), cujos valores de *vazões naturais*, em médias mensais e em médias anuais, até dezembro de 2003, no posto de Sobradinho, são apresentados no **Anexo IV**.

A série das *vazões naturais médias anuais afluentes* a Sobradinho, do Rio São Francisco, pode ser visualizada na Figura 4.3.2 seguinte. Verifica-se que ela apresenta alta dispersão (um desvio padrão da ordem de 30% da média) e uma relativa aleatoriedade, o que é uma normalidade nas bacias hidrográficas dos países inseridos em regiões de clima tropical, como o Brasil.

O ano em que ocorreu a menor vazão média anual foi o de 2001, ocasião que houve um racionamento de energia elétrica. O ano de maior vazão média anual foi o de 1945, como resultante de muita chuva na bacia hidrográfica do Rio São Francisco, inclusive na sua parte incluída na região do semi-árido nordestino.

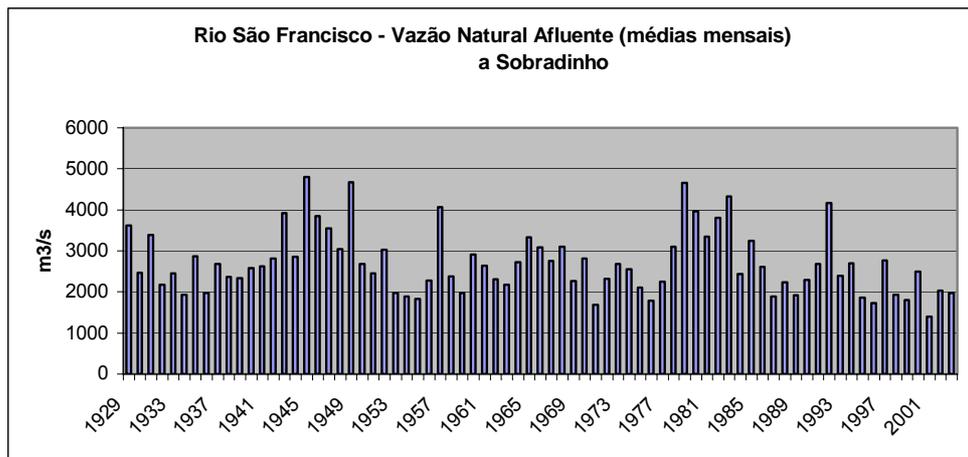


Figura 4.3.2. – Série histórica das vazões naturais afluentes, médias anuais, do Rio São Francisco – Período 1929/2003

Ressalte-se que, enquanto as vazões naturais médias mensais apresentam correlação seqüencial, pois, no ciclo hidrológico anual as vazões do período seco são influenciadas pela magnitude das vazões no período úmido (ou de chuvas) que o precedeu (efeito do armazenamento de água nos lençóis freáticos, no subsolo das nascentes), as *vazões naturais médias anuais* não são muito *autocorrelacionadas*, o que faz que essas sejam, normalmente, tratadas como variáveis aleatórias identicamente independentes (i.i.d.).

Nas Figuras 4.3.3 e 4.3.4, seguintes, constam os coeficientes de correlação serial da série de vazões naturais médias anuais do Rio São Francisco, em Sobradinho, sendo, na segunda figura, da série das diferenças entre anos sucessivos. Ou seja,  $Z_t = V_{t+1} - V_t$ , onde  $t$  varia de 1 a  $T=75$ .

O que se observa, na Figura 4.3.3, é uma pequena e pouco significativa correlação da vazão natural média anual ocorrida em um ano com relação aos três anos imediatamente anteriores, mas sem nenhuma significância de correlação para períodos de defasagem mais longos. Pela Figura 4.3.4, identifica-se apenas uma certa correlação negativa entre as diferenças com defasagem de um ano, o que corresponde dizer que não é muito provável, dois anos sucessivo de vazão média anual ascendente ou descendente.

Dessa forma, para estudos de planejamento de expansão, é totalmente válido considerar as *vazões naturais médias anuais* já ocorridas como variáveis aleatórias i.i.d.. Além disso, o sistema é estacionário a longo termo, como declarado em STEDINGER (2001).

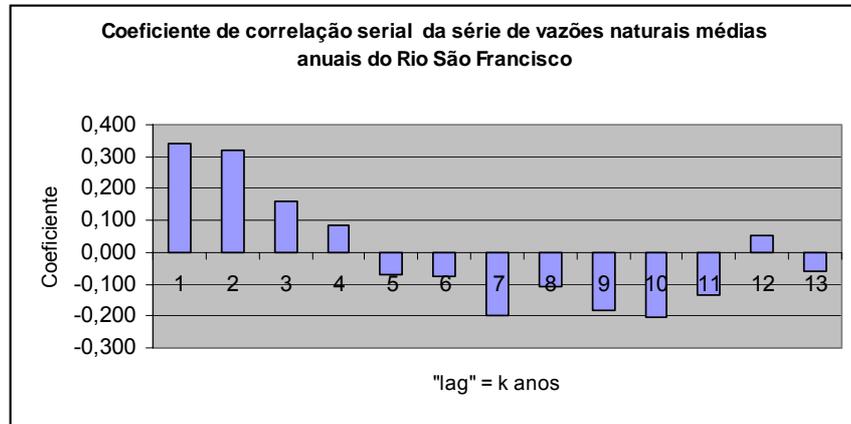


Figura 4.3.3. – Coeficientes de correlação serial das vazões naturais afluentes médias anuais do Rio São Francisco

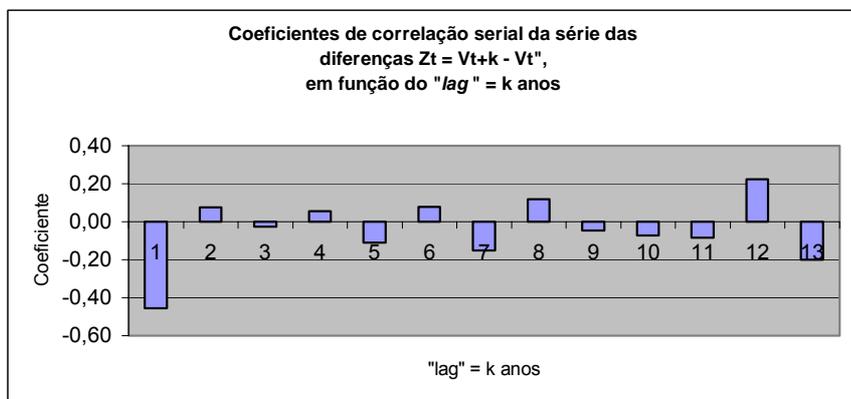


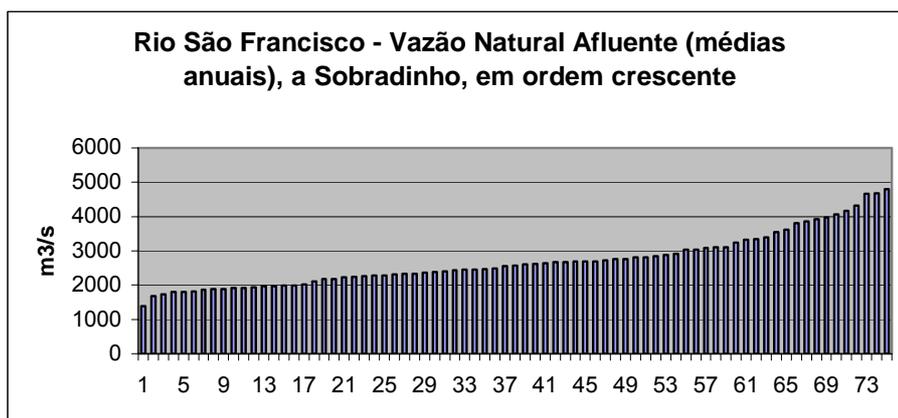
Figura 4.3.4. – Coeficientes de correlação serial da “série das diferenças” das vazões naturais afluentes médias anuais do Rio São Francisco

Os parâmetros estatísticos da série de vazões naturais médias anuais do Rio São Francisco afluente a Sobradinho são apresentadas na Tabela 4.3.1. Destaca-se uma média de 2704 m<sup>3</sup>/s, uma mediana de 2575 m<sup>3</sup>/s e um desvio padrão de 770 m<sup>3</sup>/s, equivalente a 28,5% da média, e um coeficiente de assimetria de 0,94, denotando uma cauda para direita na função de probabilidade.

Fazendo-se uma ordenação crescente dos valores da focalizada série, obtém-se o gráfico da Figura 4.3.5., revelando, no Rio São Francisco, que em 75% dos anos ocorreram vazões médias anuais inferiores a 3000 m<sup>3</sup>/s. Em 52% dos anos, os valores foram no intervalo entre 2000 e 3000 m<sup>3</sup>/s. E em 13%, foram inferiores a 2000 m<sup>3</sup>/s. Pode-se notar que o ano 2001, o de menor vazão, com apenas 1393 m<sup>3</sup>/s, foi uma ocorrência hidrológica muito crítica.

*Tabela 4.3.1. – Análise descritiva do histórico 1929/2003, da série de vazões naturais afluentes a Sobradinho no Rio São Francisco*

Média (m <sup>3</sup> /s)	2704
Erro padrão (m <sup>3</sup> /s)	89
Mediana (m <sup>3</sup> /s)	2575
Modo	#N/D
Desvio padrão (m <sup>3</sup> /s)	770
Variância da amostra (m <sup>3</sup> /s) <sup>2</sup>	592164
Coefficiente de Curtose	0,43
Coefficiente de Assimetria	0,94
Intervalo (m <sup>3</sup> /s)	3405
Mínimo (m <sup>3</sup> /s)	1393
Máximo (m <sup>3</sup> /s)	4798
Soma (m <sup>3</sup> /s)	202790
Contagem (nº de anos)	75



*Figura 4.3.5. – Ordenação das vazões naturais afluentes, médias anuais, do Rio São Francisco em Sobradinho*

Considere-se, agora, um parâmetro  $\rho$ , expresso em MW/m<sup>3</sup>/s, como sendo o coeficiente de produtividade média<sup>14</sup> de uma usina hidrelétrica, o qual relaciona a vazão turbinada, em m<sup>3</sup>/s, com a potência gerada, em MW, sendo  $\rho$  uma função da altura de queda d'água (diferença entre o nível de montante da barragem e o nível de jusante no canal de saída da água, após passar pelas turbinas) e de parâmetros do conjunto turbina-gerador<sup>15</sup>.

No caso das usinas da CHESF, indicadas na Figura 4.3.1, os coeficientes de produtividade médios, são:

Tabela 4.3.2 – Produtividades médias usinas da CHESF no Rio São Francisco

Usina	$\rho$ (produtividade média, em MW/m <sup>3</sup> /s)
Sobradinho	0,162
Itaparica	0,454
Complexo PAF	1,016
Xingó	1,084

Como as quatro indicadas usinas formam uma configuração hidráulica *em série*, a produtividade média da focalizada cascata (conjunto de usinas) é igual à soma das correspondentes médias das usinas individuais, ou seja, no caso, 2,716 MW/m<sup>3</sup>/s, pois, desconsiderando ocorrência de afluências laterais, pouco significativas neste trecho do rio São Francisco, a mesma água afluyente a Sobradinho pode produzir energia elétrica nas três outras usinas à jusante.

Assim, pode-se transformar o vetor de vazões médias anuais naturais afluentes em um outro vetor, o das *energias médias anuais naturais afluentes* do São Francisco, em Sobradinho, a série das *ENA\_SF*, normalmente expressa em MW\_ano, ou seja, MW médio anual, multiplicando-se o primeiro vetor por  $\rho = 2,716$  MW/m<sup>3</sup>/s, que é a produtividade média da cascata. Como consequência, temos uma transformação de escala de ordenada aplicada à Figura 4.3.5 anterior, dando lugar à Figura 4.3.6, a seguir, de mesma forma que a anterior, pois alterou apenas a escala vertical.

<sup>14</sup> Na altura de queda hidráulica correspondente ao nível (cota) médio operacional da barragem da usina.

<sup>15</sup> Despreza-se efeitos não lineares do circuito hidráulico e do gerador.

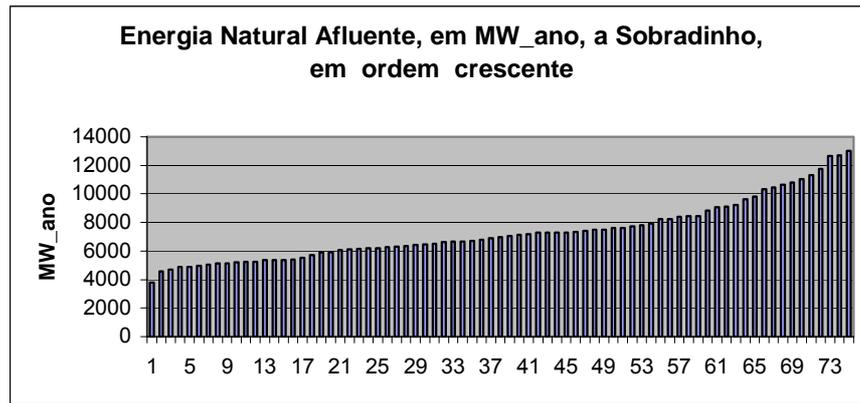


Figura 4.3.6. – Ordenação das ENA\_SF - energias naturais afluentes, médias anuais do Rio São Francisco

Pode-se, também, visualizar o vetor ordenado das *energias médias anuais naturais afluentes* na forma de um histograma, inclusive, com a indicação dos valores da função de distribuição acumulada (FDA) da probabilidade (no conceito frequentista) de ocorrência de valores iguais ou menores, que um dado valor de ENA\_SF, ou seja,  $F(x \leq ENA\_SF)$ , o que é a seguir apresentado, junto com um Teste de Hipótese para verificar a aderência dos valores discretos da ENA\_SF a uma distribuição contínua Lognormal, hipótese aceita pelo Teste de Lilliefors.

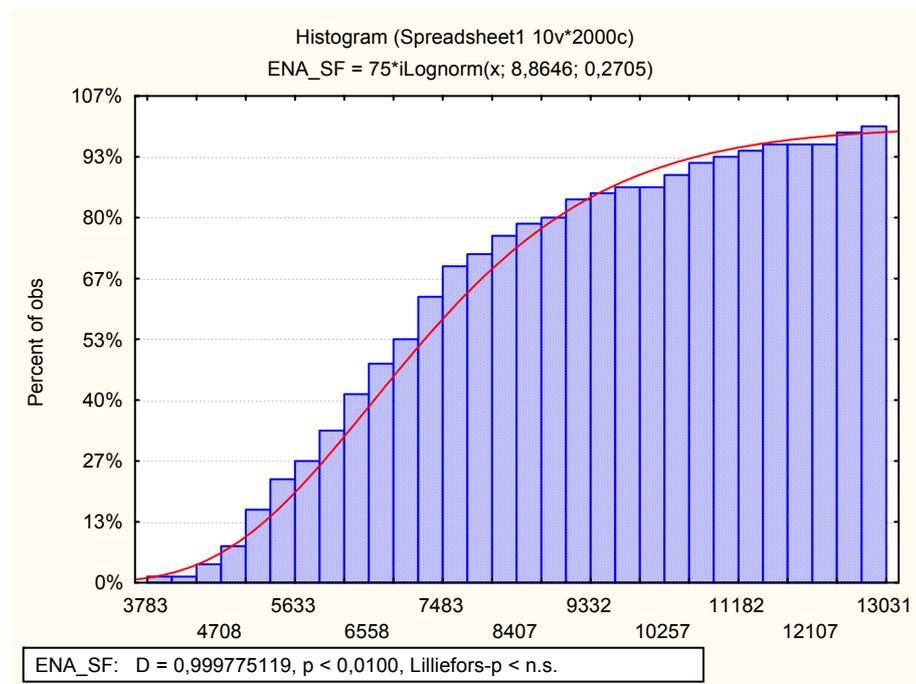


Figura 4.3.7. – Probabilidade acumulada das ENA\_SF (históricas) do Rio São Francisco (1929/2003), com teste de aderência a uma Distribuição LogNormal

Em uma escala de 0 a 20000 MW\_ano, o gráfico da Figura 4.3.7, também pode ser apresentado como a figura abaixo.

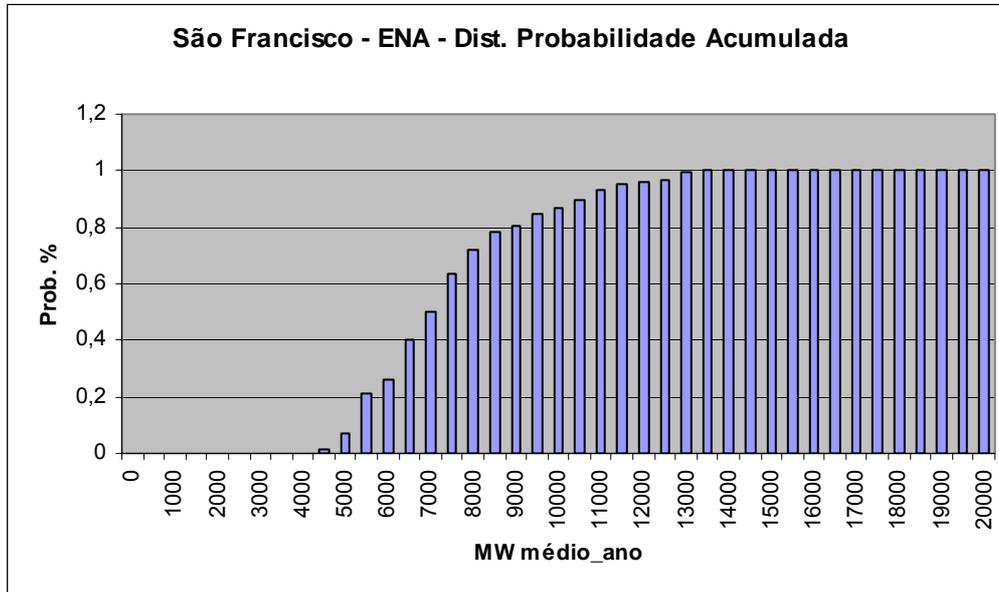


Figura 4.3.8. – Probabilidade acumulada das ENA\_SF (histórico) do Rio São Francisco (1929/2003)

Por outro lado, utilizando o programa NEWAVE, citado no item 2.3.2., largamente usado atualmente no setor elétrico, pode-se adotar uma série histórica de energias naturais afluentes médias mensais de um subsistema hidrelétrico, como “uma amostra” da Natureza, e, usando-se as propriedades estatísticas e de correlação serial da dita “amostra”, que é uma *série temporal*. Com isso pode-se criar uma “nova amostra”, no caso, um conjunto de 2000 séries sintéticas<sup>16</sup> (séries criadas matematicamente), permitindo-se, com tal artifício, se construir uma função de distribuição de probabilidade inclusive para valores externos ao intervalo dos limites registrados no histórico. Afinal, como dizem os hidrólogos, “Pela Natureza, a maior cheia e a pior seca, ainda estão por vir...”.

Além disso, com o aumento do tamanho da “amostra”, passando de  $n = 75$ , com do histórico 1929/2003, para  $n = 2000$ , do conjunto das séries sintéticas, obtêm-se melhores intervalos de confiança para as estimativas dos parâmetros estatísticos da variável aleatória *energia média anual natural afluente, EAF*.

<sup>16</sup> Usando-se o Modelo GEVAZP, acoplado ao NEWAVE, com a configuração do ano 2006. A formulação do GEVAZP conta em CEPEL(2001).

Destarte, aplicando tal procedimento para o subsistema Nordeste, o qual é formado:

- a) pelas usinas existentes da CHESF no Rio São Francisco, que estão indicadas na Figura 4.2.1.1, e, também, em paralelo,
- b) pelas usinas de Boa Esperança, da CHESF, no Rio Parnaíba (PI/MA), de Itapebi (BA), da empresa privada *NeoEnergia*, no Rio Jequitinhonha, e de Pedra do Cavalo, da Votorantin, no rio Paraguaçu (BA),

a função de distribuição acumulada (FDA) da *energia média anual natural afluente* do subsistema Nordeste, doravante denominada de *ENA\_NE*, pode ser obtida.

O efeito do aumento do tamanho da “amostra” pode ser visto, comparando-se, entre si, as Figuras 4.3.9 e 4.3.10, sendo a primeira para a *ENA* do Rio São Francisco afluente à Sobradinho, a *ENA\_SF*, e a segunda para *ENA\_NE*, mesmo que elas sejam “coisas diferentes”. Essa “comparação” aqui feita leva em conta que energia garantida das usinas do Rio São Francisco representa 95% da energia garantida do subsistema Nordeste.

Um confronto entre as funções de distribuição de probabilidade acumulada (FDA) da *ENA\_SF* (Série Histórica 1929/2003) com a *ENA\_NE* (Série Sintética) pode ser visualizado na Figura 4.3.11.

Note-se que no nível de  $\Pr(x \leq ENA) = 5\%$ , qualquer uma das duas FDA's dá praticamente o mesmo valor da *ENA*, que é da ordem de 4.800 MW\_ano,. Contudo, percebe-se uma ligeira maior densidade de probabilidade da *ENA\_NE* (série sintética) do que da *ENA\_SF*, para valores inferiores de probabilidade, o que garante uma maior segurança ao se usarem séries sintéticas para avaliação de risco de ocorrência de *ENA*'s reduzidos, procedimento este adotado no setor elétrico brasileiro, conforme já comentado, desde meados dos anos 80's.

Por outro lado, as medianas das duas distribuições têm uma diferença da ordem de 1.000 MW\_ano, valor que é significativo. Parte dessa diferença deriva da inclusão, no cálculo da *ENA\_NE*, das vazões dos rios Parnaíba, Jequitinhonha e Paraguaçu, cujas médias históricas são, respectivamente, da ordem de 450 m<sup>3</sup>/s, 400 m<sup>3</sup>/s e 60 m<sup>3</sup>/s, que transformadas em energia afluente, resulta em cerca de 500 MW\_ano. O restante, ou seja, 500 MW\_ano, 50% da diferença entre as medianas da *ENA\_SF* e da *ENA\_NE*, decorrem da forma como é calculada pelo NEWAVE a série *ENA\_NE* sintética, que considera

simulações de evolução dos níveis dos reservatórios e não todos em cota correspondente ao nível da produtividade média que adotamos. Confrontando-se as Figuras 4.3.9 e 4.3.10, as quais representam, respectivamente, histogramas da *ENA\_SF* e da *ENA\_NE*, verifica-se que a *ENA\_NE* possui uma mais intensa densidade de probabilidades na faixa de vazões acima da média, sendo, assim, uma questão merecedora de um estudo esclarecedor específico.

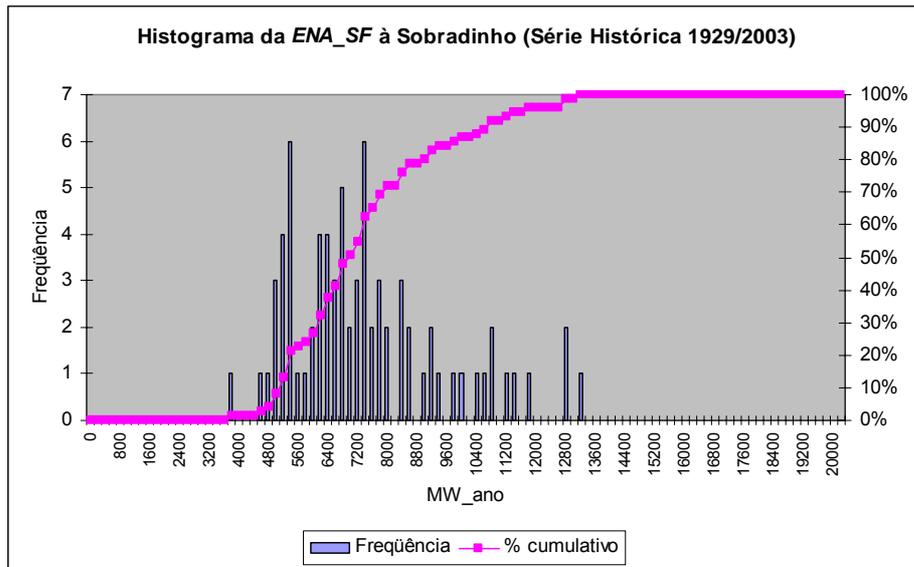


Figura 4.3.9. – Histograma e FDA da ENA\_SF à Sobradinho – 1929/2003

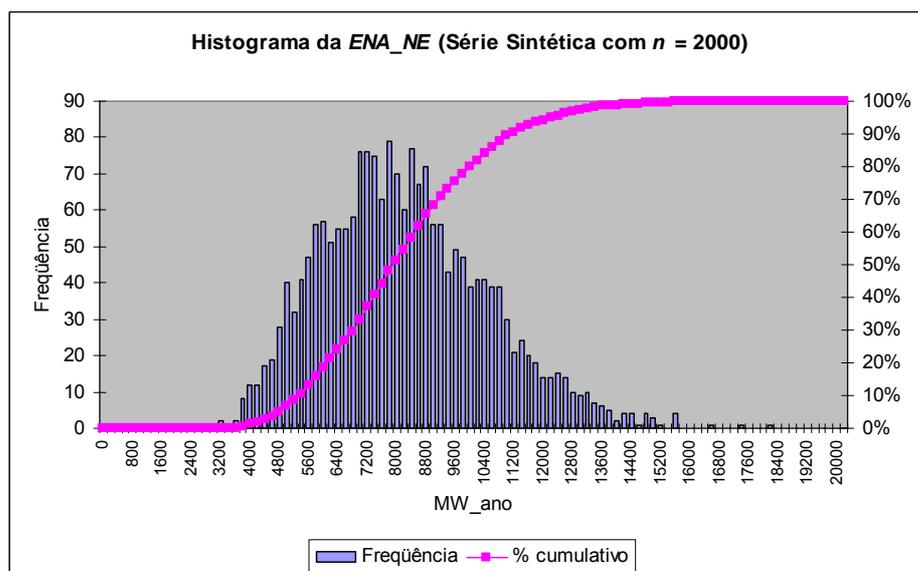


Figura 4.3.10. – Histograma e FDA da ENA\_NE – Série Sintéticas

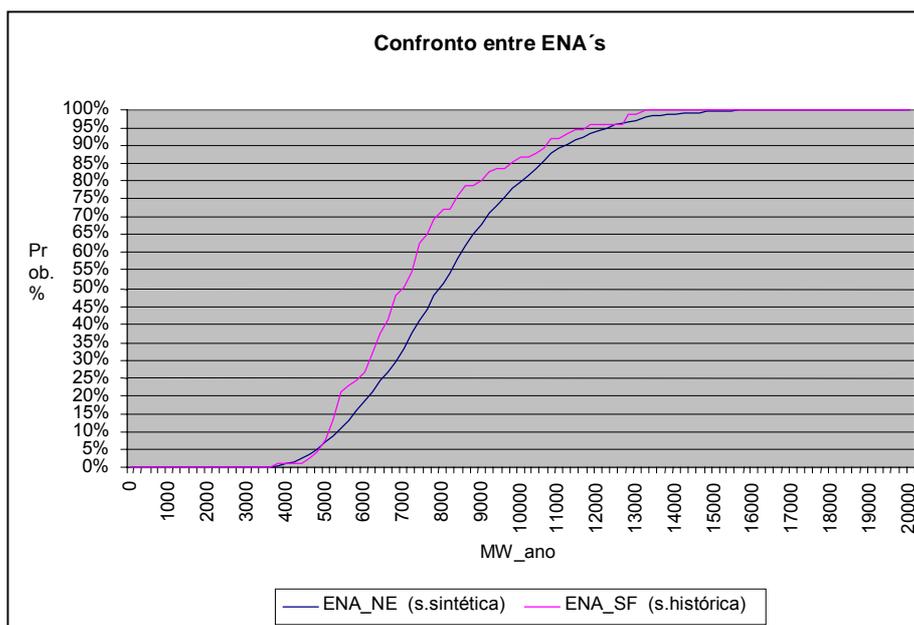


Figura 4.3.11. – Confronto entre FDA's da ENA\_NE com a ENA\_SF

Mesmo com tal diferença entre as ENA's na faixa média das FDA's, para o que se abordará adiante usaremos a *ENA\_NE*, pois a sua FDA pode ser inclusive derivada para se obter uma FDP (função de densidade de probabilidade), de modo a se tratar a *ENA\_NE* como uma *variável aleatória contínua*.

O Teste de Hipótese aplicado à *ENA\_NE* para verificar a aderência a uma distribuição de probabilidade LogNormal<sup>17</sup>, dados esses que foram, matematicamente, produzidos pelo modelo gerador de séries sintéticas do NEWAVE, é apresentado na Figura 4.3.12, na qual se denota, também, uma boa sintonia, sendo aceita pelo Teste Lilliefors.

Veja-se que os parâmetros das duas distribuições LogNormal, uma ajustada para a ENA\_SF, apresentada na Figura 4.3.7, e outra para a *ENA\_NE*, indicada na Figura 4.3.12, e sumarizados na Tabela 4.3.3, são praticamente idênticos, o que dá ainda maior confiança para se usar a FDA da *ENA\_NE* nas análises que faremos adiante.

<sup>17</sup> Observa-se que GUEDES FILHO et al. (2003) preferiram trabalhar com uma *Distribuição Beta*, talvez, para se terem limites inferiores e superiores nas energias naturais afluentes, o que é uma hipótese plausível.

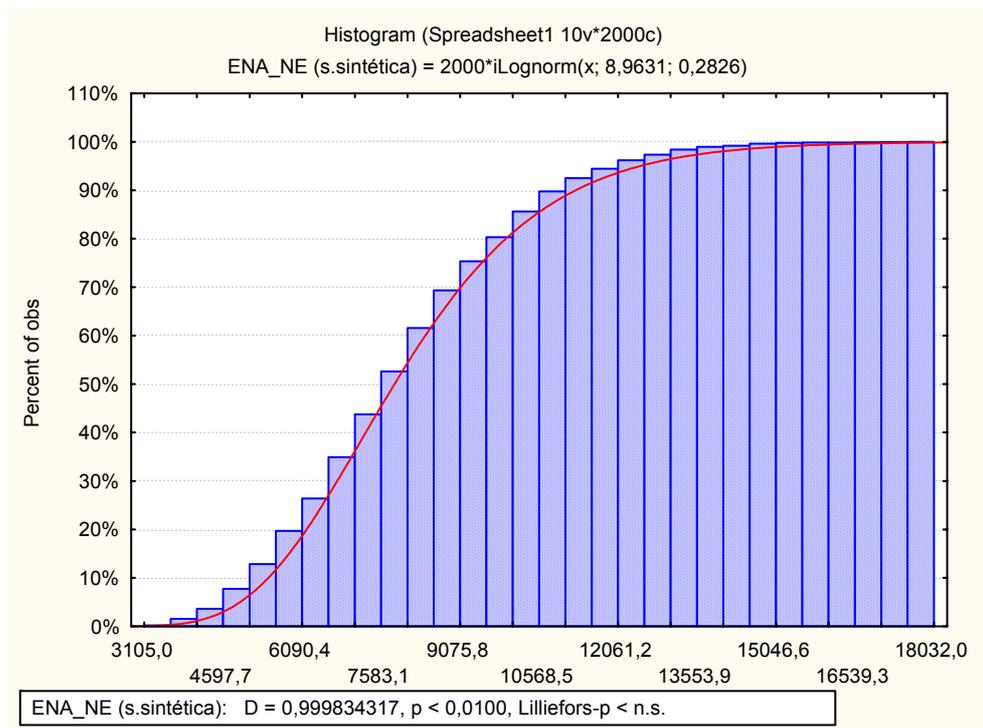


Figura 4.3.12. – Probabilidade acumulada das ENA\_NE (série sintética), com teste de aderência a uma Distribuição LogNormal

Tabela 4.3.3. – Parâmetros das FDP (LogNormal) da ENA\_SF e ENA-NE

	ENA_SF	ENA_NE
$\mu$ (parâmetro de escala)	8,8646	8,8631
$e^\mu$ (média em $m^3/s$ )	7077	7066
$\sigma$ (parâmetro de forma)	0,2705	0,2826

O desafio da hidroeletricidade reside, assim, no fato de que a *energia média anual natural afluente* de um sistema hidrelétrico, exemplificado como foi o Sistema Nordeste, é uma *variável aleatória*, para a qual, podemos, com base em dados históricos e análises estatísticas e matemáticas, modelar a sua *função de distribuição de probabilidade*, a qual, na configuração de usinas hidrelétricas de hoje, naquele sistema, é sintetizada na Figura 4.3.13.

Pela Figura 4.3.13, pode-se, com facilidade, identificar qual o valor da *ENA\_NE* associado a um dado *nível de risco* ( $\alpha$ ) de ocorrência de valores iguais ou inferiores a ele, observando que esta curva é função apenas da aleatoriedade das vazões naturais e da

produtividade média da configuração do sistema de usinas hidroelétricas, significando, portanto, ser o *recurso hidro-energético estruturalmente probabilístico*, representativo do abastecimento hídrico oferecido pela Natureza ao sistema de geração hidrelétrica da região, no caso, a do Nordeste do Brasil.

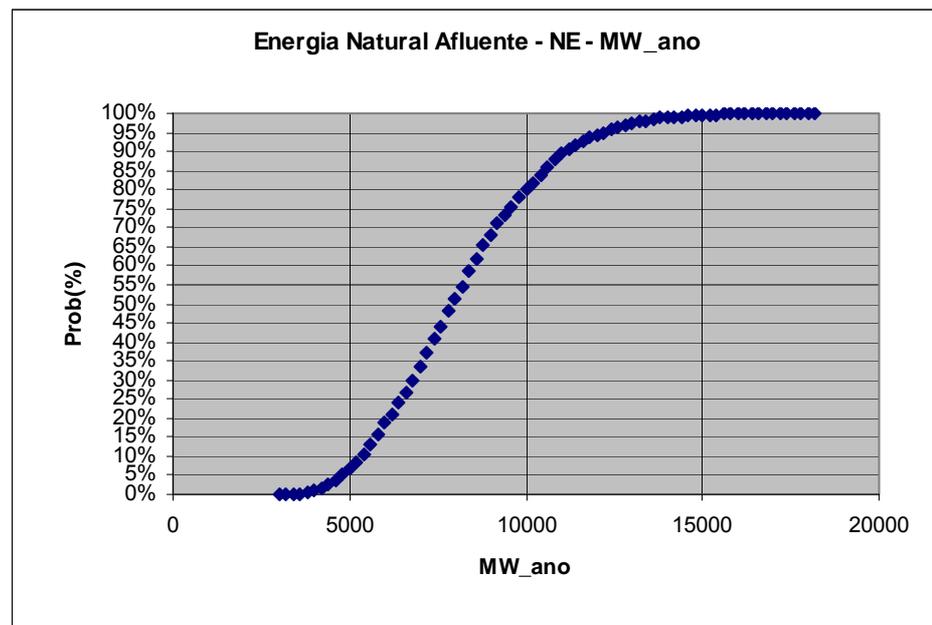


Figura 4.3.13. – Probabilidade acumulada de ENA\_NE ( Sistema Nordeste), calculadas com base em séries sintéticas

Considerando que a carga média anual total do Sistema Nordeste (Piauí à Bahia) está na ordem de 6300 MW\_ano, a Figura 4.3.7 indica que são necessárias aflúncias médias anuais no entorno da correspondente no nível de risco  $\alpha = 20\%$ , para que o sistema hidrelétrico do Nordeste possa atender a carga sem o uso de estoques nos reservatórios e/ou de complementação outras.

Veja-se que, para um  $\alpha = 5\%$ , representação do nível de risco atualmente adotado como aceitável, tem-se um valor da *energia hidrelétrica natural afluyente do Sistema Nordeste* no entorno de 4.800 MW\_ano sob uma garantia de 95% ( $=1 - \alpha$ ), ou seja, um Var<sub>5%</sub>, isto é, valor ao risco<sup>18</sup> de 5%, da ENA\_NE, na configuração de geração atual, é, em números redondos, aproximadamente igual a 4.800 MW\_ano.

<sup>18</sup> Var = *value at risk*, ou seja, valor ao risco

Um aspecto interessante da curva da FDA, exposta na Figura 4.3.13, é que, caso sejam introduzidas, no futuro, novas usinas na focalizada cascata, as quais poderiam ser as usinas de Riacho Seco e Pedra Branca, entre Sobradinho e Itaparica, e a de Pão de Açúcar, à jusante de Xingó, representadas na figura abaixo, todas em estudos pela CHESF, resultará em uma mudança de escala do eixo da *ENA*, devido ao incremento que haveria na produtividade média da cascata.

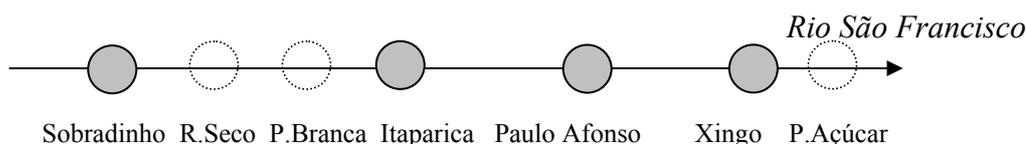


Figura 4.3.14. – Conjunto de usinas em cascata (em série), do Rio São Francisco, com instalação de novas usinas em estudo pela CHESF

Considerando que as citadas usinas em estudo, pela CHESF, terão produtividades médias, respectivamente<sup>19</sup>, da ordem de 0,082, de 0,104 e de 0,124 MW/m<sup>3</sup>/s, significa que, caso sejam implantadas, elas elevarão a produtividade média da cascata das usinas do Rio São Francisco, no sistema Nordeste, de 2,716 MW/m<sup>3</sup>/s para 3,026 MW/m<sup>3</sup>/s, representando, assim, um aumento de 11,41 %. Isto equivale, na mesma escala original, a “dilatatar”, horizontalmente, a curva da *ENA\_NE* para a direita, aumentando, nesse mesmo percentual, o valor da energia garantida a um dado nível de risco  $\alpha\%$  que seja o adotado, como pode ser visualizado, com facilidade, pela “explicação gráfica” na Figura 4.3.15. Sob  $\alpha = 5\%$ , resultará em um aumento em cerca de 550 MW\_ano, 11,41%, sobre os atuais 4.800 MW\_ano.

Suponha-se, apenas para exemplificação, que no sistema hidrelétrico, em análise, houvesse ainda outras usinas a fio d’água a serem implantadas nos rios já utilizados, de modo que a produtividade média do subsistema pudesse ser aumentada em 50%, ou seja, atingisse 4,07 MW/m<sup>3</sup>/s<sup>20</sup>. Nesse caso, o efeito da “dilatação” no eixo das *ENA* seria na mesma proporção, como se pode ver na Figura 4.3.16.

<sup>19</sup> Na mesma seqüência em que estão apresentadas na Figura 4.3.8.

<sup>20</sup> Isto ocorreria, se houvesse na cascata do Rio São Francisco outro aproveitamento, além dos que estão em estudos, com queda de uns 100 metros de altura líquida, ou seja, outro Xingó, o que não existe.

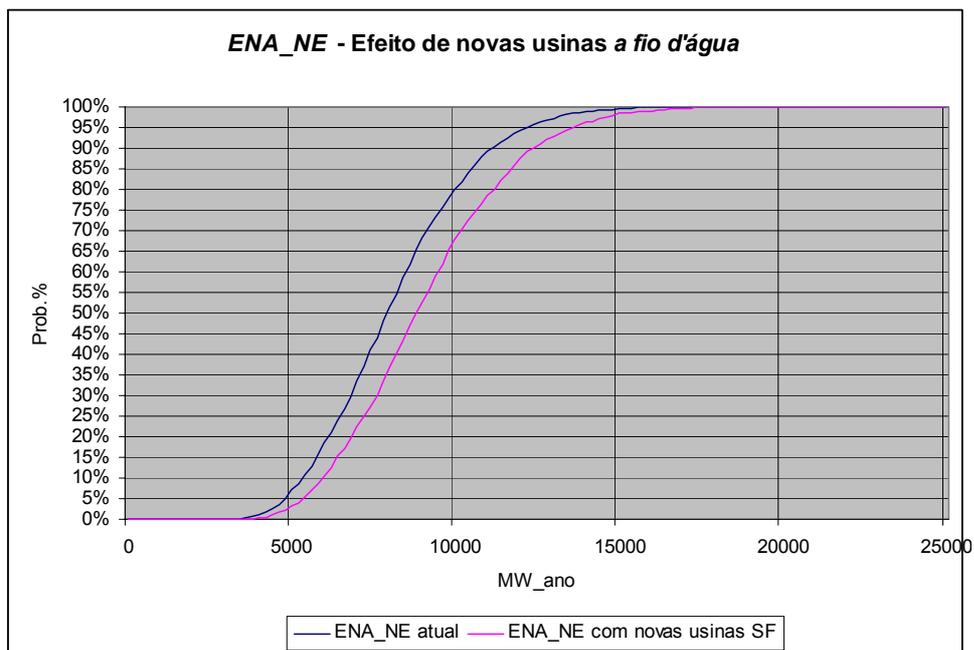


Figura 4.3.15. – Efeito na FDA da ENA, devido à ampliação do sistema hidrelétrico do Nordeste, através de usinas a fio d'água em estudo pela CHESF no São Francisco

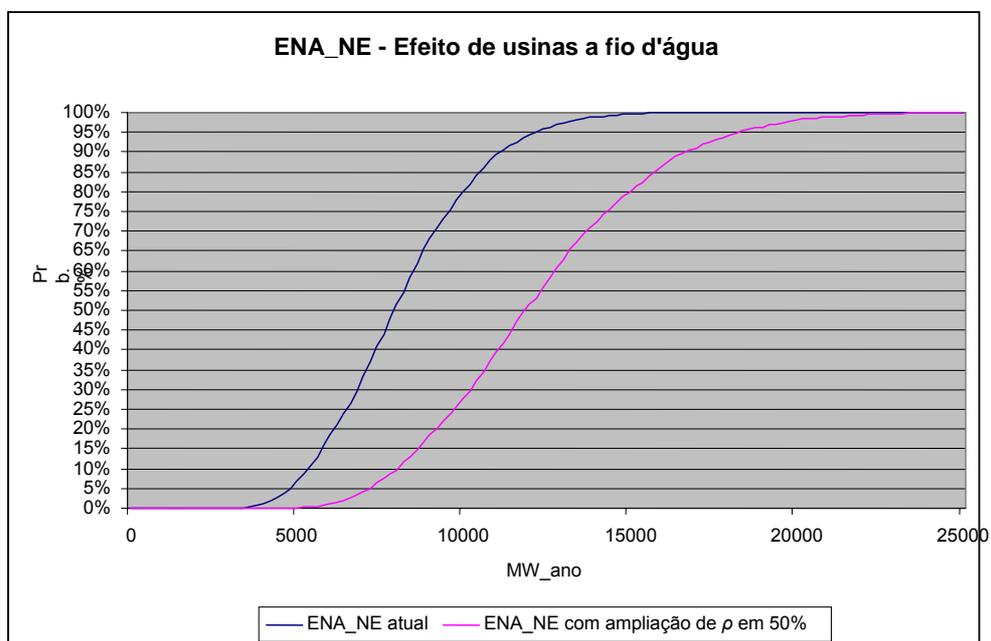
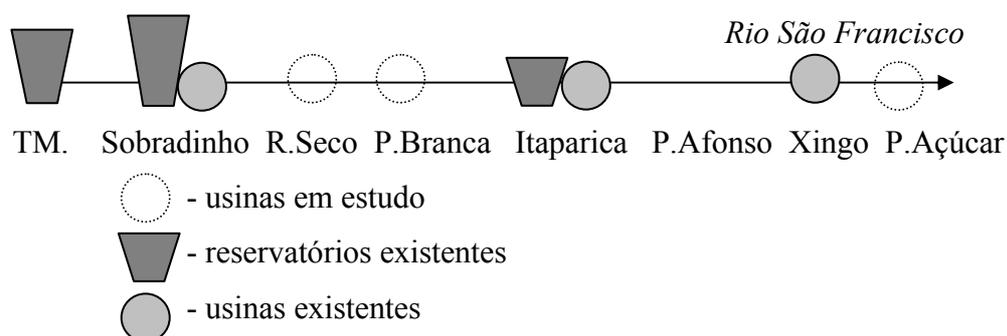


Figura 4.3.16. – Efeito na FDA da ENA\_NE, com uma ampla e fictícia ampliação de novas usinas a fio d'água

Observe-se que essa estratégia de aumentar a *energia garantida natural afluyente* de um sistema hidrelétrico pela via da implantação de novas usinas a fio d'água, implica, também, em elevar em maior volume a possibilidade de *energia excedente*, pois a FDA da *ENA\_NE* com ampliação se afasta em maior grau da FDA da *ENA\_NE* atual, à medida que aumenta o valor das *ENA's*, criando uma aparente sensação periódica de excessos de capacidade. Isso gera o que chamamos aqui de o *paradoxo da hidroeletricidade*: ciclos de *aparente* excesso de energia e *fases* de estresses e crises, que fazem os Operadores às vezes não serem bem compreendidos pelos não iniciados nos meandros da operação energética de sistemas hidrelétricos.

Por outro lado, uma outra forma de aumentar a *energia garantida* é introduzir reservatórios nas cascatas que possam armazenar água nos meses de maior abundância, para uso nos meses ou anos de menor vazão.

Foi por esta razão que a CHESF implantou as usinas de Sobradinho, nos anos 70's, por indicação dos estudos do ENERNORDE, e de Itaparica, nos anos 80's, com reservatórios, respectivamente de 28.669 e 3.700 hm<sup>3</sup> de *volume útil*<sup>21</sup>, os quais, adicionados ao volume útil de 15.235 hm<sup>3</sup> do reservatório da usina de Três Marias, da CEMIG, em Minas Gerais, concluído em 1962, resulta em 47.604 hm<sup>3</sup>, que é o *Volume Útil* da cascata de usinas e reservatórios para geração hidroelétrica existentes no Rio São Francisco.



*Figura 4.3.17. – Conjunto de usinas e reservatórios em cascata (em série), do Rio São Francisco, com instalação de novas usinas em estudo pela CHESF*

<sup>21</sup> Volume armazenável de água, passível de ser totalmente turbinado.

Veja-se que se os reservatórios existentes estiverem plenamente cheios, os respectivos volumes úteis poderiam ser descarregados pelas turbinas para geração de energia elétrica na própria usina associada ao reservatório e naquelas à jusante. Se tal descarregamento fosse feito em um ano, ou seja, em  $31,536 \times 10^6$  segundos, resultaria em uma vazão média anual da ordem de  $1.510 \text{ m}^3/\text{s}$ , para o *volume útil* total da cascata, de  $47.604 \text{ hm}^3$ . Essa vazão média anual multiplicada pelos coeficientes de produtividade das usinas por onde ela efetivamente passasse, transformando-se em energia elétrica, poderia resultar em um montante de cerca  $4.088 \text{ MW\_ano}$ , que se adicionaria à *energia natural afluyente* do período no atendimento à carga, alimentada pelo sistema hidrelétrico.

Portanto, iniciando-se um ano com os reservatórios plenamente cheios, o sistema hidroelétrico atual do Nordeste teria condições de atender quase  $9.000 \text{ MW\_ano}$ , e com uma garantia de 95%. Todavia, no ano seguinte, com os reservatórios vazios, somente poderia atender cerca de  $4.800 \text{ MW\_ano}$ , ao mesmo nível de garantia.

Considerando a ocorrência, no passado, de vários períodos de anos consecutivos com vazões baixas no Rio São Francisco, sendo o mais longo deles o que é chamado, normalmente, de o *período crítico*, aquele ocorrido de junho de 1952 a novembro de 1955, ou seja, com duração de 42 meses, não seria recomendável tal operação de pleno esvaziamento dos reservatórios em um ano, sem que houvesse segurança em reenchê-lo no ano seguinte.

Então, se o *volume útil* de  $47.604 \text{ hm}^3$  fosse programado para ser usado, não em um ano, mas em 42 meses, isto corresponderia a uma *energia de desestoque* média da ordem de  $1.168 \text{ MW\_ano}$ . Com tal *política operativa* para os reservatórios, o Sistema Nordeste, teria possibilidade de atender cerca de  $6.000 \text{ MW\_ano}$ , sob um nível de garantia de 95%, ou seja, ao risco de 5%.

Cumprе registrar que o montante de *energia hidrelétrica garantida*, com risco de 5%, do Sistema Nordeste, calculado por simulações considerando tanto as demais usinas hidrelétricas do subsistema Nordeste (Boa Esperança, Itapebi e Pedra do Cavalo), como a operação integrada e interligada com os demais subsistemas do país, é de

6.267 MW\_ano, valor este, portanto, menos de 5% superior ao valor de 6.000 MW\_ano, calculado “graficamente”, o que é um boa e expedita aproximação.

Dessa forma, cabe ficar entendido que se somar *capacidade máxima de estoque de energia armazenada* ( $EAR_{max}$ ) de um subsistema, à *energia hidrelétrica natural afluente* ( $ENA_{NE}$ ) ao mesmo, obter-se-á, com razoável aproximação, a *capacidade máxima total de atendimento energético da geração hidrelétrica dele*, ou seja:

$$GH = ENA + EAR_{max} .$$

Sendo a  $ENA$  uma *variável aleatória*,  $GH$  também o será, apesar de  $EAR_{max}$  ser considerada, aqui, como uma constante.

Na realidade, o mais correto, caso se esteja desejando avaliar um horizonte de planejamento a se iniciar no futuro, é considerar a  $EAR$  também uma variável aleatória, pois o nível dos reservatórios no início de um ano qualquer (ou outro período) a se analisar, será função da *conjuntura* do que venha a ocorrer, de hoje até lá, em termos de carga, vazões, usinas disponíveis e gerações utilizadas.

Destarte, retornando ao contido em GUEDES FILHO *et al.* (2003), o que eles fizeram, considerando um sistema hidrelétrico equivalente ao Sistema Interligado Brasileiro, foi, por simulação, obter a função de distribuição acumulada da probabilidade de  $EAR$ , em um *estado estacionário futuro*, ou seja, a FDA de  $EAR$ , e por uma espécie de *convolução* com a FDA da  $ENA$ , obtiveram uma FDA para  $GH = ENA + EAR$ .

Outra forma, aproximada, poderia ter sido usar o *valor médio esperado* de  $EAR$ , que, no fundo, representaria uma espécie de *fator redutor* aplicado sobre o valor de  $EAR_{max}$ , o que, na nossa visão, seria suficiente para efeito de aplicação em estudos de planejamento de expansão de geração de longo prazo, nos quais o que se deseja não são números precisos, mas uma indicação ótima do “*mix energético*”.

A FDA de  $GH$  associada ao sistema hidrelétrico em análise, que é o atual da região Nordeste, pode ser visualizada na figura a seguir, caso se utilize um *valor médio esperado* de  $EAR$  ou *fator redutor* igual a 0,6, ou seja,  $EAR = 60\%$  de  $EAR_{max}$ , da

qual estar-se-ia deixando uma parcela de 10% para *reserva operativa*, por não se conhecer bem as condições de assoreamento dos reservatórios no futuro, e outra de 30%, complementar, como uma *reserva de segurança energética*, do tipo um *limite inferior de armazenamento* para representar anos futuros imediatamente anteriores ao período a ser estudado, no longo prazo, nos quais não se consiga reencher os reservatórios<sup>22</sup>.

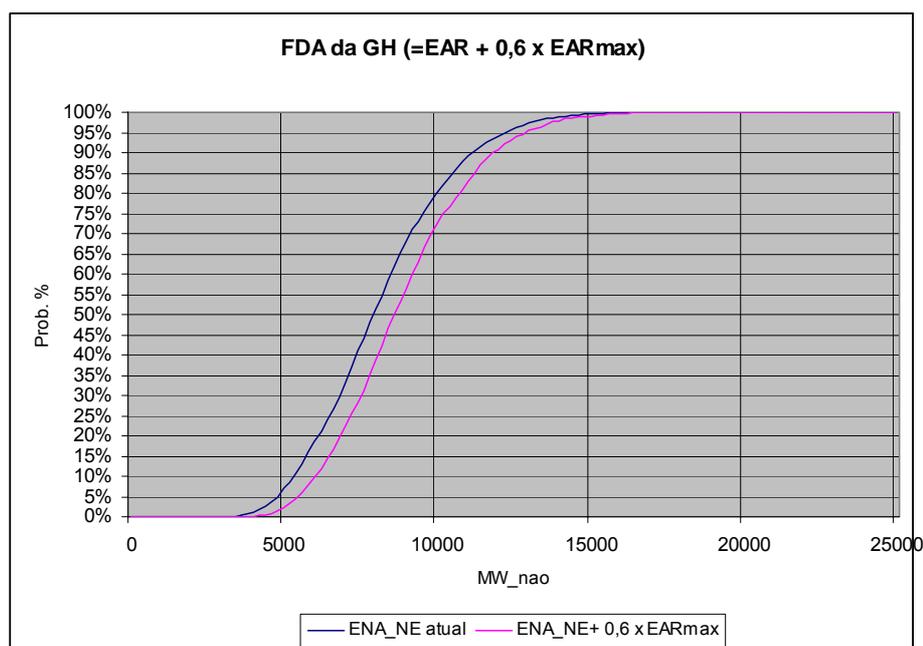


Figura 4.3.18. – A obtenção da FDA da GH do Sistema Nordeste, fazendo-se  $GH = ENA\_NE + 0,6 \times EAR_{max}$ ,

Claro que essa consideração sobre o *fator redutor* aplicada ao valor de  $EAR_{max}$  é apenas uma possibilidade, para uso em estudos de planejamento de expansão de longo prazo, que reduziria, no caso do subsistema Nordeste, em 467 MW\_ano a disponibilidade de GH (7,7% de redução ao risco de 5%). Todavia, em nada altera, conceitualmente, o que estaremos a apresentar no item seguinte.

Veja-se, na Figura 4.3.18, que, partindo-se de 4.800 MW\_ano, aproximadamente o valor da  $ENA\_NE$  ao  $Var_{5\%}$ , ou seja, ao nível de risco de  $\alpha = 5\%$ , a atual *capacidade máxima total de atendimento energético da geração hidrelétrica* do Sistema Nordeste, também ao mesmo nível de risco, e com um *fator redutor* de 0,6 sobre o  $EAR_{max}$ , é

<sup>22</sup> Isto é mais ou menos o que se faz em simulações para estudos de planejamento para horizontes futuros, quando se considera um período inicial de simulação com o sistema em configuração estática, ou seja, com

da ordem de 5.500 MW\_ano, valor este bem abaixo da carga total atual da região Nordeste, atualmente no entorno de 6.300 MW\_ano, realidade esta que demonstra a necessidade da contínua política de gestão hidro-energética integrada dos diversos reservatórios do Sistema Integrado Brasileiro, missão confiada ao ONS, buscando sempre transferir excedentes de energia de uma região superavitária para outra, que esteja com um nível relativo de reserva energética mais inferior.

Isto também evidencia que o sistema Nordeste está se aproximando de uma situação exigindo ampliação do *controle* da segurança energética, que poderia ser obtida ampliando-se a capacidade de importação de outras regiões ou com um parque termelétrico 100% flexível, entre 500 a 1.100 MW de capacidade instalada.

Observe-se que a *estratégia* de aumentar a *energia garantida* (ao risco de 5%) total de um sistema hidrelétrico pela via da implantação de novos reservatórios equivale a “deslocar” horizontalmente a curva da FDA da *ENA* do mesmo, pois significa que uma parte da carga será suprida, não pela *ENA*, mas pela *energia armazenada* (EAR), cujo valor de EAR é, conforme já comentamos, dependente da *conjuntura* das vazões, cargas e configurações que possam ocorrer de hoje até o início do período de avaliação ou planejamento. Tudo se passa, como se o sistema hidrelétrico tivesse duas fontes em paralelo: as vazões afluentes do futuro e o uso do estoque que se tenha armazenado e que se programe usar segundo uma determinada política operativa.

Infelizmente, não mais existem sítios onde possam ser implantados grandes reservatórios no Brasil, seja por razões físicas ou por questões de impacto ambiental, com a mesma facilidade e apoios como foram possíveis no passado, o que torna a participação percentual da EAR e assim do seu efeito, progressivamente, cada vez mais reduzida, no balanço total de atendimento às cargas do Sistema Interligado Brasileiro.

**Em síntese, o que se demonstrou “graficamente”, neste capítulo, é que ampliar a base hidrelétrica de um sistema de geração pode ser interpretado como alterar a curva da função de probabilidade acumulada da ENA, por “dilatação” do eixo da**

**variável, ou com algum “deslocamento” se houver aumento da capacidade de armazenamento do sistema.**

Cabe, agora, retornar à consideração do sistema hidro-térmico tratado no item 4.1, anterior, para melhor se entender a abordagem da formulação matemática apresentada em GUEDES FILHO *et al.* (2003) e se desenhar uma proposta de metodologia de aplicação de PLMO nos estudos de planejamento de expansão de longo prazo, em sistemas com preponderância de hidroeletricidade, utilizando o software TOMMIX, desenvolvido pelos pesquisadores do INESC-Coimbra-Portugal ou por outra metodologia equivalente.

#### 4.4. EXEMPLIFICAÇÃO GRÁFICA DA OTIMIZAÇÃO DO “MIX ENERGÉTICO” DE UM SISTEMA HIDRO-TÉRMICO, INSPIRADA NA ABORDAGEM DE GUEDES FILHO *et al.* (2003)

Para melhor entender, o processo de definição da **composição ótima** do “*mix energético*” de um sistema hidro-térmico, considerando a abordagem de GUEDES FILHO *et al.* (2003), imagine-se um sistema hidrelétrico que tivesse a FDA de *GH* igual àquela do subsistema Nordeste e atendendo a uma carga da ordem de 6.000 MW\_ano, que é representado na Figura 4.4.1, abaixo.

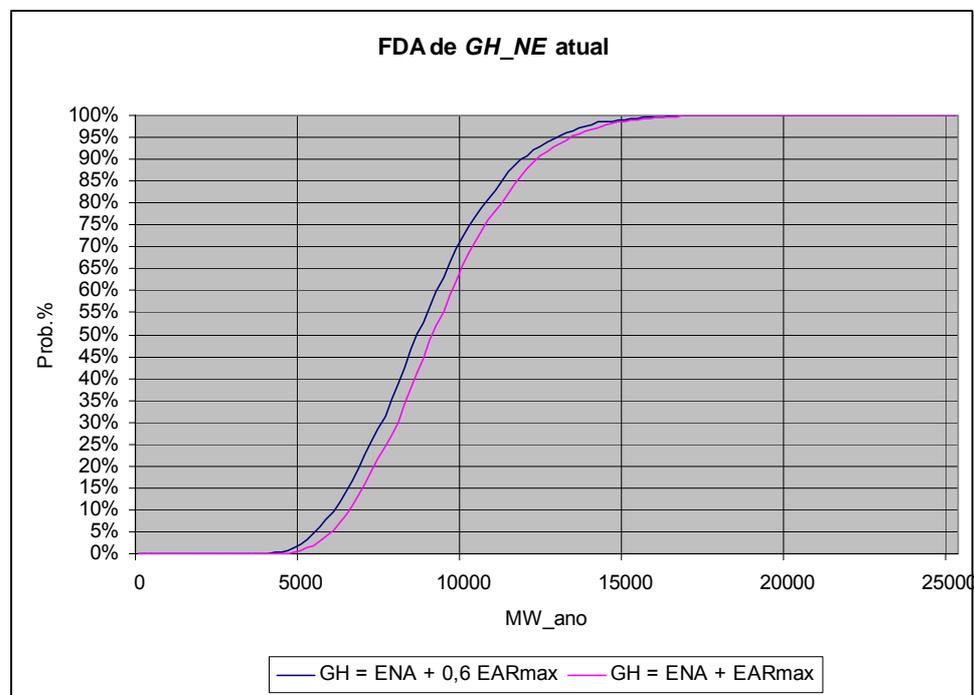


Figura 4.4.1. – FDA's de *GH\_NE*, atual, com e sem fator redutor aplicado ao *EARmax*.

Admita-se, agora, que desejamos definir um *plano de expansão de longo prazo da geração* para atender a uma carga de 15.000 MW\_ano, em um horizonte futuro (20 a 30 anos à frente), o que significaria uma taxa de crescimento da carga entre 3,1 a 4,7% a.a., implicando em uma necessidade de o sistema vir a receber um reforço de 9.000 MW\_ano.

Supondo que houvesse disponibilidade de construir novas usinas e reservatórios nas mesmas cascatas de usinas do focalizado sistema, a um determinado custo marginal da expansão hidrelétrica ( $CME_{GH}$ ), uma solução para o atendimento à carga, conforme já explicamos, poderia ser obtida com o *deslocamento* e/ou *dilatamento* da curva da FDA de *GH* para a direita, de modo que se alcançasse um nível risco também de 5% para atender aos 15.000 MW\_ano, conforme a curva indicada, mais deitada, na qual se admitiu um crescimento de apenas 25% na  $EAR_{max}$  atual de 47.604 hm<sup>3</sup>.

O excedente de energia hidrelétrica, embora mantivesse a proporcionalidade, seria demasiado em volume, pelo efeito do extenso “*dilatamento*”, da curva da FDA, provocado pelas usinas a fio d’água que reduzem a taxa de “*declividade ascendente*” da FDA de *GH*. Essa seria a alternativa de expansão “100% hidroelétrica”.

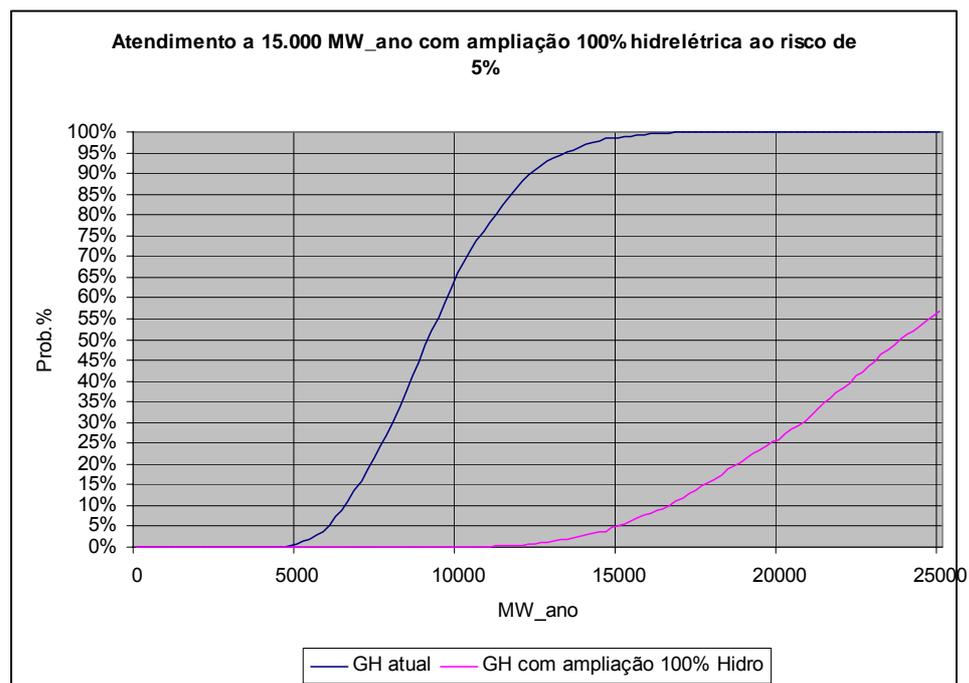


Figura 4.4.2. – Planejamento de expansão da geração com ampliação 100% Hidrelétrica

O *planejamento da expansão da geração*, assim sendo feito, poderia ser considerado ótimo, no sentido do *mínimo custo* e segundo a metodologia que era adotada no passado, na época do modelo de *monopólio de suprimento regional*, se o  $CME_{GH}$  fosse inferior ao

custo unitário de produção de uma geração térmica equivalente para produzir os 9.000 MW\_ano adicionais requeridos.

Outro caminho alternativo, com base na abordagem de GUEDES FILHO *et al.* (2003), seria implantar um parque térmico que tivesse a *capacidade instalada* para produzir os 9.000 MW\_ano, todavia com flexibilidade, ou seja, as térmicas gerariam apenas em regime de complementação à geração hidrelétrica. Nessa alternativa, o sistema continuaria correndo o risco de 5% de haver déficit, que é associado aos 6.000 MW\_ano originais de geração hidrelétrica. Essa seria a alternativa de expansão “100% termelétrica”

Como a mediana da geração hidrelétrica, *GH* atual, está no entorno de 9.000 MW\_ano, havendo capacidade hidrelétrica, para tal, significa que o parque térmico complementar, precisaria gerar, em média, não os 9.000 MW\_ano adicionais, porém, um *valor esperado* no entorno de 6.000 MW\_ano, para completar os 15.000 MW\_ano.

Haveria, portanto, uma *redução esperada* da ordem de 33 % nos 9.000 MW\_ano de produção térmica adicional imaginada, fazendo com que a comparação entre os custos da opção de ampliação “100% hidrelétrica” e da opção “100% termelétrica”, devesse ser feita com tal ajuste de *fator de uso* da geração termelétrica, significando que a solução sob a premissa de expansão apenas hidrelétricas só seria a de mínimo custo se houvesse uma margem entre os *custos unitários totais de produção* (ou *índice de mérito*) das duas alternativas de expansão, acima consideradas, que compensasse tal redução na efetiva geração *esperada* de geração térmica.

Claro está que, se fosse instalado apenas 6.000 MW de capacidade de geração térmica, o sistema estaria correndo um risco de 50% de ter algum déficit, o que seria elevado. Mas com a *capacidade de produção térmica* em 9.000 MW, o risco de déficit seria os originais 5% do dimensionamento da energia hidrelétrica “garantida”, pois ao se dispor de apenas 6.000 MW\_ano hidrelétricos, o parque térmico garantiria os 9.000 MW\_ano restantes.

Todavia, se viesse a ser implantada um pouco mais de *capacidade de potência térmica*, algo como 10.000 MW instalados de térmicas 100% flexíveis, o risco de déficit seria praticamente nulo e o montante *esperado* de energia elétrica a ser gerada por esse

adicional de segurança seria muito reduzido, fazendo com que tais *térmicas de segurança* viessem a onerar o *custo esperado* da expansão apenas pelo custo de capacidade e não pelo de energia a ser produzida.

Caso essa estratégia de expansão “100% térmica” apresentasse um custo total superior ao da alternativa de expansão “100% hidrelétrica”, o que é esperado, poder-se-ia buscar uma alternativa intermediária, aumentando-se a expansão da base hidrelétrica, que significa “*deslocar e/ou dilatar*” a curva da FDA de *GH* para a direita, provocando redução na capacidade térmica complementar requerida para atender a um mesmo valor de carga total projetada.

Assim, por exemplo, conforme ilustrado na figura a seguir, caso fosse aumentada a base de *GH* para garantir, com um nível de risco de 5%, um montante da ordem de 10.000 MW\_ano, isto é, dois terços dos 15.000 MW\_ano, totais, projetados como requeridos no futuro, o que implicaria em se agregar ao sistema um adicional de apenas 4.000 MW\_ano de *GH* no nível de risco de 5%, ter-se-ia uma nova curva da FDA de *GH*, não tão dilatada como a anterior.

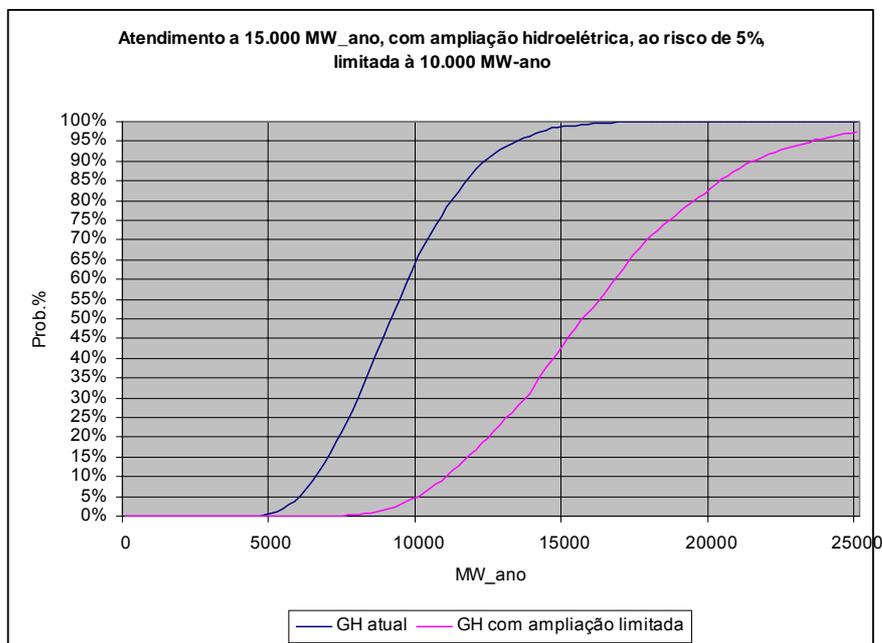


Figura 4.4.3. – Planejamento de expansão da geração com ampliação mista (44% hidro e 54% térmica)

Nessa opção de *expansão mista*, instalando-se 4.000 MW\_ano adicionais de hidrelétricas e 5.000 MW\_ano de termelétricas, ou seja, uma *composição* 44% hidro e 56% térmica, a

*mediana* da geração hidrelétrica *GH* seria, pelo que se observa no gráfico, até um pouco maior que os 15.000 MW\_ano (se para isso houvesse capacidade instalada suficiente de *GH*), o que significaria que o *valor esperado* da geração térmica complementar poderia ser até zero. Nessa alternativa de expansão, o *custo esperado* do plano de expansão seria o custo da expansão hidrelétrica somado apenas ao de investimento das termelétricas, já que o custo operacional esperado do parque térmico seria nulo.

Caso o custo fixo marginal de termelétrica seja menor que o correspondente de hidrelétrica, o que é o esperado, exceto para hidrelétricas muito competitivas, porquanto o mais oneroso nas térmicas é o custo variável de operação, haveria ainda espaço, com o objetivo de minimizar o custo total *esperado* do plano de expansão, para se aumentar ainda mais a participação térmica na expansão, além dos 5.000 MW\_ano, no atendimento complementar aos 15.000 MW\_ano.

Por exemplo, caso, em nova iteração, a ampliação hidrelétrica reduzida para apenas 2.000 MW\_ano, de forma que o sistema hidrelétrico garantisse 8.000 MW\_ano, no nível de risco de 5%, o parque térmico haveria de garantir os outros 7.000 MW\_ano, para compor os 15.000 MW\_ano projetados, ou seja, uma composição de 22% hidrelétrica e 78% termelétrica na expansão. O que resulta, desta alternativa, em termos de FDA de *GH*, é apresentado na figura a seguir.

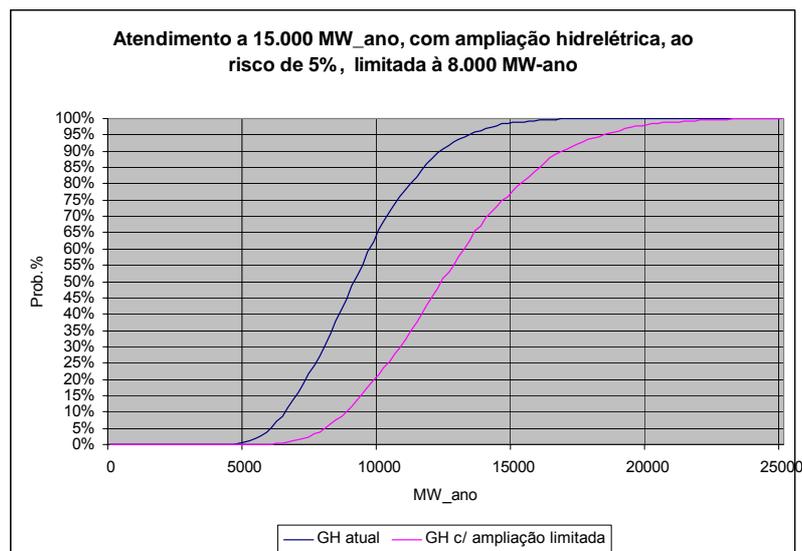


Figura 4.4.4. – Planejamento de expansão da geração com ampliação mista (22% hidro e 78% térmica)

Verifica-se, pela figura anterior, que a *mediana* da FDA de *GH* com a expansão hidrelétrica limitada a 8.000 MW\_ano e no nível de risco de 5%, seria da ordem de 12.300 MW-ano.

Logo, a geração térmica *esperada* para complementar os 15.000 MW-ano seria de 2.700 MW\_ano, e não os 7.000 MW\_ano garantidos que substituiu a expansão hidrelétrica. Ou seja, o *fator de uso esperado* do parque térmico, dimensionado para 7.000 MW\_ano, seria de apenas 38,5%, isto é, teria uma redução de 61,5%.

O *custo esperado* incremental incorrido, ao se elevar a dimensão do parque térmico de 5.000 MW\_ano para 8.000 MW\_ano, haveria de ser comparado com o ganho decorrente da redução de se incrementar o parque hidrelétrico, não em 4.000 MW\_ano, mas em apenas 2.000 MW\_ano.

**Conclui-se, portanto, que haverá uma determinada *composição ótima* hidro-térmica para atendimento à carga projetada a atender, no futuro, que resulte em um *valor mínimo do custo total esperado* do plano de expansão e o “ponto” onde ocorre esse *mínimo* não é, necessariamente, com expansão “100% hidrelétrica”, podendo este “ponto” ser obtido variando-se a expansão hidrelétrica entre a condição de “expansão 100% hidrelétrica”, limitada ao potencial hidrelétrico disponível, e a condição “expansão 100% térmica”, ou seja, “0% hidrelétrica”.**

Feitas tais considerações, por processo da “explicação gráfica” simples, que aqui criamos, nesta Dissertação, para melhor entendimento do *desafio da hidroeletricidade*, sem se precisar recorrer ao uso de modelos de simulação sofisticados, nem sempre bem entendidos pelos não iniciados no assunto, cabe voltar, para concluir, o antes exposto sobre a abordagem desenvolvida por GUEDES FILHO *et al.* (2003), no estudo da *Tendências Consultoria Ltda*, para a Abraget.

#### **4.4.2. Um procedimento para determinação da *composição ótima* de um sistema hidro-térmico em estudos de longo prazo.**

O que GUEDES FILHO *et al.* (2003) fizeram, através de uma sofisticada e inovadora modelagem matemática, e focalizando o Sistema Interligado Brasileiro, este

representado por uma usina-reservatório equivalente a um parque térmico complementar, conforme já descrevemos, foi usar, de certa forma, a abordagem clássica de otimização de planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, similar àquelas contidas em KNIGHT (1972), em VERDI & AVI-ITZHAK (1981) e em TRINKENREICH *et al.* (1980).

A diferença, sobre essa última, foi não usar conceito de *regiões elétricas* (subsistemas), mas sim um único sistema hidrelétrico equivalente Brasil, e por usar a *função de distribuição acumulada de probabilidade* da energia hidrelétrica, para com ela calcular a função de probabilidade acumulada do requisito de geração total do parque termelétrico e, assim, não adotar apenas as energias hidrelétricas de período crítico e/ou de hidrologia média, como são tratadas as hidrelétricas pelo modelo DESELP.

A modelagem adotada por GUEDES FILHO *et al.* (2003), repetimos, específica para um sistema equivalente formado por uma única usina-reservatório e um parque térmico complementar, pode ser entendida, sem se perder na sofisticação matemática, de uma forma relativamente fácil ao idealizarmos o seguinte *procedimento* a se aplicar em estudos de longo prazo, que apresentamos a seguir:

- a) **Passo 1:** Considere-se a FDA da geração hidrelétrica ( $GH = ENA + EAR$ ) do sistema hidrelétrico a estudar, seja o Interligado Brasileiro ou o subsistema Nordeste, considerando a *EAR* como uma constante ou mesmo como uma *variável aleatória*, com respectiva FDA do *estado estacionário* futuro de *EAR*.

Seja, por exemplo, a FDA de *GH* correspondente à hipótese com geração hidrelétrica limitada a 8.000 MW\_ano, ao risco de 5%, indicada na Figura 4.4.1.1, a seguir reproduzida.

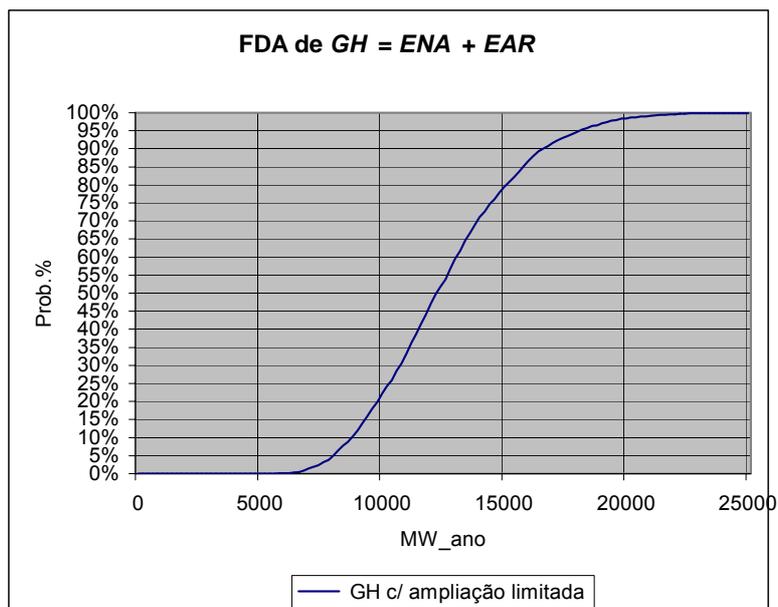


Figura 4.4.1.1 – FDA de GH

b) **Passo 2:** Imagine-se o gráfico da FDA de GH girado em  $90^\circ$ , no sentido horário, como indicado a seguir:

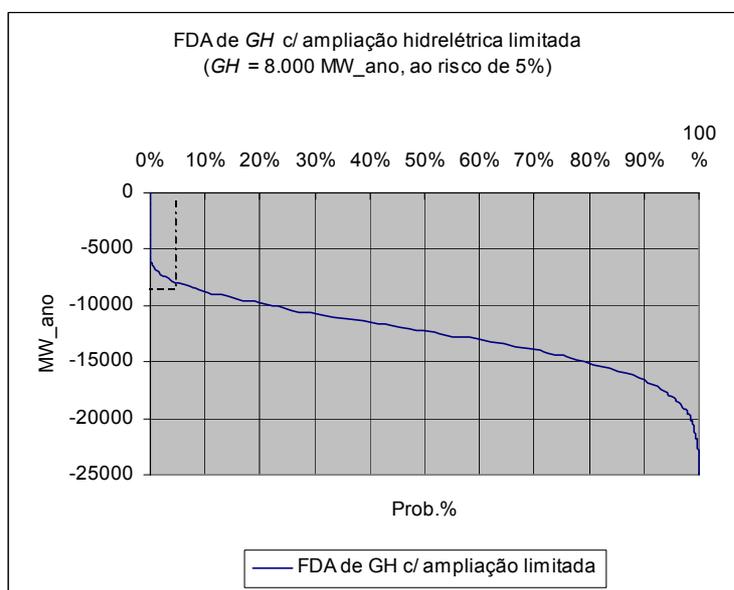


Figura 4.4.1.2 - FDA de GH , com um giro de  $90^\circ$ , no sentido horário

Desconsidere-se o sinal negativo do eixo das ordenadas, que é tão somente uma limitação do artifício usado para apresentar a FDA de GH girado em  $90^\circ$ , no sentido horário.

O que se obtém, como se observa, é uma “nova visão” da curva da FDA de  $GH$ , agora muito parecida com uma curva de duração de carga (*load-duration-curve* - LDC), na qual o eixo dos  $x$ 's, em %, expressa a probabilidade  $\Pr(x \leq GH)$ . Essa probabilidade é a expectativa do percentual do *tempo de duração* de um sub-período (ano)<sup>23</sup>, do período (horizonte) de planejamento, que se poderá contar com a correspondente quantidade de energia  $GH$ , expressa em  $MW\_ano$ . Vista sobre este ângulo, a FDA de  $GH$  indica qual a probabilidade de ocorrência de valores de  $GH$  iguais, ou menores, que um qualquer escolhido. Por exemplo, na hipótese de ampliação hidrelétrica limitada a 8.000  $MW\_ano$  (ao risco de 5%), há uma probabilidade da ordem de 20% de ocorrência de  $GH \leq 10.000 MW\_ano$ , o que significa que tal nível de geração hidrelétrica tem uma garantia da ordem de 80%. Indica, também, que há uma probabilidade de apenas 20% da carga de 15.000  $MW\_ano$  ser atendida exclusivamente por  $GH$ , desde que haja capacidade instalada para tanto.

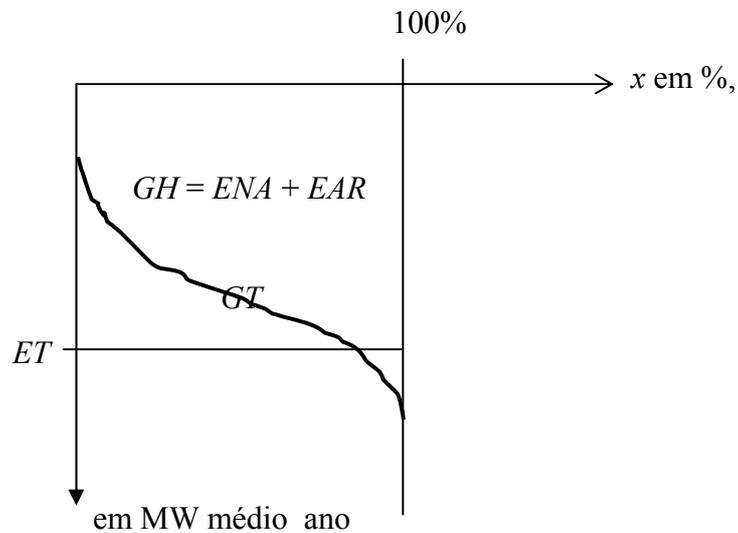


Figura 4.4.1.3 – Rotação de 90° no sentido horário na FDA's de  $GH$

b) **Passo 3:** Obtenha-se a FDA de  $GT$ , o que pode ser feito fazendo-se:

$$GT = ET - GH,$$

<sup>23</sup> Caso se deseje trabalhar com sub-períodos com duração maior que um ano, deve-se ajustar a FDA da  $ENA$  e recalcular a  $EAR$ .

onde  $ET$  é a energia total projetada para o ano (ou sub-período, do tipo quinquênio), no qual se deseja estudar a composição ótima do sistema hidro-térmico, em foco.

Para atender a uma carga  $ET = 15.000$  MW\_ano, sob a hipótese de  $GH = 8.000$  MW\_ano, ao risco de 5%, obtém-se a seguinte FDA de  $GT$ , indicada também em posição similar à FDA de  $GH$ , que foi apresentada na Figura 4.4.1.3.

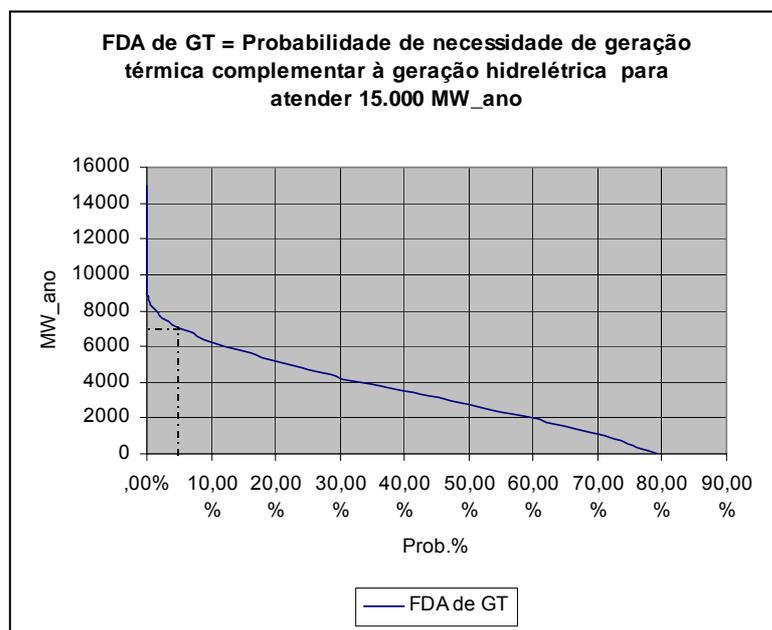


Figura 4.4.1.4 - FDA de  $GT$ , complementar para  $ET = 15.000$  MW\_ano

A FDA de  $GT$  acima, válida para  $ET = 15.000$  MW\_ano, indica que pode haver uma necessidade de, no mínimo, 7.000 MW\_ano de geração térmica complementar, com uma probabilidade de ocorrência de 5%. Essa probabilidade deriva da probabilidade de ocorrência de  $GH$  menor ou igual a 8.000 MW\_ano, pois a característica probabilística de  $GT$  é função do quanto se terá de  $GH$ . Para um nível da mediana de  $GH$ , a  $GT$  esperada é, apenas, da ordem de 2.700 MW\_ano, antes já comentada.

A FDA de  $GT$  tem, portanto, um formato de uma LDC, conforme figura a seguir, representando a indicação da probabilidade dos requisitos de geração ( $GT$ ) que poderão ser solicitados do parque térmico para complementar uma

determinada geração hidrelétrica ( $GH$ ), no atendimento de uma carga total  $ET$ .

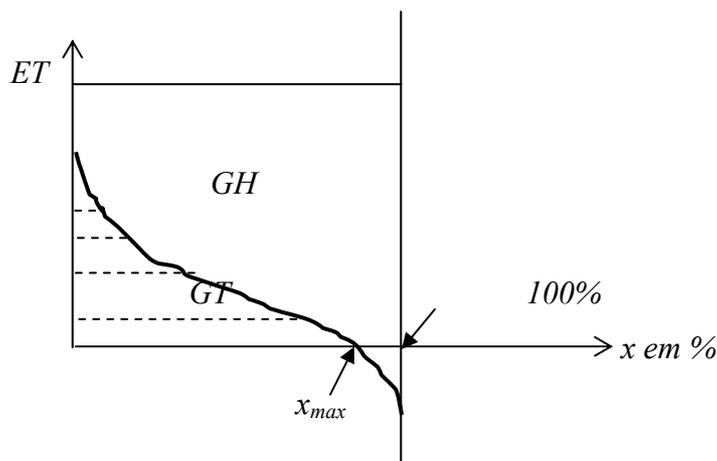


Figura 4.4.1.5 – Obtenção da FDA's de GT

- c) **Passo 4:** Use-se a FDA de  $GT$ , no intervalo  $[0, x_{max}]$ , como uma imagem da “LDC equivalente” do requisito exigido do parque térmico, associada a “0% de expansão hidrelétrica” e ao valor  $ET$  projetado, a qual deve “patamarizada”<sup>24</sup>, em vários intervalos. Assim pode-se definir a *composição ótima* de plantas geradoras do tipo  $i$  (usinas térmicas a instalar), **através de Programação Linear (PL)**, adotando-se diferentes tipos de térmicas<sup>25</sup>, com os respectivos custos de investimento (\$/kW) e de operação (\$/MWh), variando-se em combustível e/ou em nível de flexibilidade operativa, de forma que se **minimize o custo total esperado de expansão** do parque térmico. Essa seria a solução ótima com “expansão 100% térmica”, ou seja, com “0% de expansão hidrelétrica”, tendo como base a configuração hidrelétrica inicial adotada de 8.000 MW-ano ao risco de 5%.
- e) **Passo 5:** Caso a “expansão 100% térmica” apresente um *custo total esperado* maior do que o custo da “expansão 100% hidrelétrica”, que é o que deve geralmente acontecer, exceto que se esteja tentando utilizar hidrelétricas de elevado custo total de produção, portanto não competitivas, incrementa-se, progressivamente, por etapas discretas, o parque hidrelétrico,

<sup>24</sup> Quanto maior o número de patamares, mais bem representativa fica a “LDC” com expressão da LDC da  $GT$ .

<sup>25</sup> Uma das térmicas poderia ser a “fictícia” representando a admissibilidade de déficit.

para uma participação na expansão, de 0% e indo até 100%, ou até atingir o teto do potencial hidroelétrico visto como “competitivo”. Isto provoca *deslocamento* e/ou *dilatação* da FDA de *GH* e, portanto, reduz a necessidade de *GT*, baixando a “curva” correspondente na FDA de *GT*. Para cada etapa, encontre-se, por meio de PL, a *composição ótima* do parque térmico, igualmente ao item (d) anterior.

- f) **Passo 6:** A *composição ótima* do parque gerador hidro-térmico, no horizonte futuro em avaliação, sob o enfoque mono-objetivo, seria aquela que, por convergência, resultar no *mínimo custo total da expansão*, ou seja, considerando tanto os custos de investimento e de operação, tanto da expansão hidrelétrica como da expansão térmica, além de montantes e custos representativos de déficits que sejam admitidos, observando-se que os déficits são representados por uma “térmica fictícia” sem custo fixo e com custo variável igual ao “custo social do déficit” definido ou decretado.

Cabe observar que o ponto de *mínimo custo total da expansão* hidro-térmica situar-se-á em uma participação percentual do parque térmico, na expansão, superior a 0% e inferior a 100%, havendo, portanto, um “ponto” intermediário a se determinar, exceto na situação de “expansão 100% hidrelétrica” que tenha custo marginal (R\$/MWh) menor do que a parcela do custo fixo (expresso também em R\$/MWh) das térmicas de menor custo de investimento, que são as de ciclo aberto com turbinas a gás.

Muito embora GUEDES FILHO *et al.* (2003) tenham descartado “patamares” de custo do déficit *crescentes* com a profundidade do déficit, isto poderia ser facilmente implementado, no “modelo” e no *procedimento*, ao se definir diversas “térmicas fictícias” com “limites de capacidades”, fixados e iguais às “larguras” dos patamares, e com custos variáveis, em degraus crescentes, igualados aos custos de déficit dos patamares, deixando-se a “térmica fictícia” de custo variável mais alto sem o “limite de capacidade”.

Caso se deseje limitar a *profundidade máxima admissível* para o déficit, por opção do “decisor” em coerência com o que a *sociedade* poderia aceitar, adotando-se, assim, uma “certa elasticidade” ao mercado, bastaria que a “térmica fictícia”, de maior custo

variável, tivesse também um “limite de capacidade”. Pelo “modelo”, uma vez ela fique “cheia”, déficits superiores ao máximo admissível seriam cobertos com geração térmica flexível a custo de maior investimento.

### **CONCLUSÃO:**

**Seja pela modelagem do DESELP, exposta em TRINKENREICH *et al.* (1980), como na forma alternativa indicada no procedimento exposto neste item, inspirado na abordagem de GUEDES FILHO *et al.* (2003), fica demonstrado que se pode desenvolver uma metodologia de otimização para definir a trajetória de evolução da composição do “mix energético” de um parque hidro-térmico em sistemas preponderantemente hidrelétricos, como é o do Brasil suportado no procedimento exposto e em Programação Linear (PL), que possibilite maior garantia energética e menor custo de expansão que as metodologias até então adotadas no Brasil.**

Tal resultado é importante, finalizando o estudo e a reflexão objeto desta Dissertação, pois, se acoplada à metodologia desenvolvida em CLÍMACO *et al.* (2003), que foi sumarizada no item 3.4, anterior, abre espaço de viabilidade técnica para um projeto de desenvolvimento de aplicação da PLMO no planejamento de expansão de longo prazo da geração de energia elétrica do Sistema Interligado Brasileiro.

Observa-se que o “ponto” de *mínimo custo total da expansão* hidro-térmica, em uma dada “janela” do horizonte de planejamento de longo prazo, seria definido, não em cima de uma “linha”, como feito em GUEDES FILHO *et al.* (2003), mas em uma superfície em dimensão  $R^{p+1}$ , onde  $p$  é o número de *objetivos* adotados, melhor instrumentalizando o planejamento para interagir com a *realidade multiobjetivo* da sociedade.

#### **4.5. OBJETIVOS PASSÍVEIS DE SEREM CONSIDERADOS NA OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.**

Ao se formular um plano de atendimento a um dado volume de carga (demanda de energia elétrica) no futuro, a questão que se coloca é qual a melhor composição do parque gerador, ou seja, qual deve ser o “*mix energético*” das plantas (usinas) geradoras a se utilizar.

Como o que se deseja é *energia elétrica*, a questão básica, no planejamento da expansão da geração a longo prazo, é a de quanto se usar de hidrelétricas e quanto de termelétricas, dos diferentes tipos de combustíveis (derivados de petróleo, gás natural, carvão, nuclear ou biomassa), ou mesmo, quanto de outras “fontes alternativas” (energia eólica, energia solar, célula combustível) e quanto de programas de gerenciamento pelo lado da demanda (*demand-side-management* – DSM).

**Um plano de expansão será ótimo se ele otimizar *um objetivo* que seja definido, ou se satisfizer, de uma forma aceitável, um conjunto de múltiplos objetivos.**

Tem-se, portanto, um *problema de decisão*, que pode ser matematicamente modelado e resolvido, com certas simplificações por Programação Linear, como já vimos, ao tratar das abordagens contidas em KNIGHT (1972), em VERDI & AVI-ITZHAK (1981), em TRINKENREICH *et al.* (1980), e, também, em CLÍMACO *et al.* (2003) e em ANTUNES *et al.* (2001).

Em KAGIANNAS, A.G. *et al.* (2004), diversas outras abordagens são comentadas, nas quais se destaca que, no caso de se desejar aumentar a precisão do nível de representatividade do modelo ao “mundo real”, não linearidades se apresentam, junto com acoplamentos intertemporais e tratamentos probabilísticos, exigindo formulações muito complexas e refinadas. É um campo rico para pesquisas e desenvolvimentos. Em uma forma mais ampla é espaço, também, para uso da Teoria Estatística de Decisão, bem apresentada em CAMPELLO DE SOUZA, F.M. (2002).

Contudo, na visão do autor desta Dissertação, ao se optar pelo uso de *modelo de otimização*, e não apenas *modelos de simulação*, para se definir composições ótimas do parque gerador de um país, de longo prazo, a utilização de Programação Linear já oferecerá informações razoavelmente suficientes ao “decisor”, conforme desenvolvido em TRINKENREICH *et al.* (1980). Essas composições, depois, poderão ser estudadas, em maior nível de detalhe, por *modelos de simulação*, principalmente aqueles que consigam bem representar limites físicos de intercâmbios inter-regionais e a individualização de conjuntos de usinas geradoras.

Refletindo sobre o contexto do Brasil e considerando que não mais se está sob o modelo de *monopólio de suprimento regional*, no qual a *otimização mono-objetivo* era a adotada, conforme já comentamos nos capítulos 1 e 2, e, também, como bem destaca KAGIANNAS, A.G. *et al.* (2004), os seguintes *objetivos* seriam passíveis de consideração nos estudos de expansão a longo prazo da geração de energia elétrica no Brasil:

➤ *Objetivo 1: minimização do custo total do plano de expansão*

Esse será sempre um objetivo básico. Expansão da geração elétrica para um país significa a mobilização de elevado montante de recursos financeiros. O quanto for possível se reduzir, tal montante será sempre melhor, tanto para o consumidor de energia elétrica, que irá de fato pagar a expansão, como para viabilizar a realização do próprio plano de expansão.

As formulações matemáticas atinentes a esse objetivo já foram amplamente apresentadas no Capítulo 2. Entretanto, é importante, no caso do Brasil, pela ampla dimensão territorial do país e pelo fato de que os sítios das hidrelétricas competitivas, a construir, são distantes dos centros de consumo de energia elétrica, que se considere dentro dos custos de investimento das hidrelétricas um *fator de ajuste* para incluir o custo de conexão das usinas ao Sistema Interligado Brasileiro, bem como o custo de ampliação desse Sistema, além de um *fator de redução* na energia hidrelétrica para representar as perdas nos sistemas de transmissão. As termelétricas, por ficarem, em geral, próximas ou mesmo dentro dos centros de consumo não requerem a consideração de tais *fatores*.

➤ *Objetivo 2: minimização dos impactos ambientais*

Indiscutivelmente, a *questão ambiental* é um assunto amplamente debatido no contexto atual visto que cresce o nível de consciência dos indivíduos sobre as limitações do planeta em que habitamos. A sustentabilidade ambiental é um pressuposto que será sempre levado em conta, e crescentemente, no planejamento da expansão da geração em qualquer Nação.

A ELETROBRÁS começou a sentir e a “ver” isto em meados dos anos 80. Os chamados *custos ambientais* começaram a crescer quando da implantação de algumas hidrelétricas, situação na qual a da UHE Itaparica, pela CHESF, no Rio São Francisco, é um caso histórico. Até hoje, dezessete anos após a entrada em operação da primeira unidade geradora daquela usina, a CHESF ainda “investe” no reassentamento das populações rurais que foram deslocadas pelo enchimento do lago formado pelo respectivo reservatório.

O impacto ambiental das *hidrelétricas* decorre da inundação da área que será ocupada pelo reservatório associado à barragem a se construir para criar um potencial hidráulico ou para direcionar as águas do rio para as turbinas, e, também, da alteração que pode haver no regime do rio a jusante da hidrelétrica. Tanto um efeito, como o outro, atinge fauna, flora e o homem que habitem na área inundada e nas vizinhanças. Grandes hidrelétricas construídas na Índia nos anos 80 e, mais recentemente, na China, exigindo deslocamento de centenas de milhares de pessoas, criaram ojeriza por hidrelétricas pelas ONG's e mídia dos países do Hemisfério Norte, o que afeta a disponibilidade da captação de empréstimos em bancos sediados naqueles países.

As *termelétricas a combustíveis fósseis* (derivados de petróleo, gás natural ou carvão) geram outro tipo de impacto ambiental. Elas liberam na atmosfera os gases resultantes da queima do combustível. Esses gases são o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), poluentes atmosféricos que produzem a chamada *chuva ácida*, danosa às florestas e ao homem, e o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), um dos principais geradores do denominado *efeito estufa* que vem

provocando *aquecimento* progressivo no nosso planeta e mudanças climáticas globais.

As *termelétricas a combustível nuclear*, ou seja, as usinas núcleo-elétricas ou simplesmente as nucleares, são defendidas, por muitos, como as “usinas limpas”, pois não liberam resíduos ou poluentes na atmosfera. O impacto ambiental das nucleares é, contudo, de dois tipos, pelos quais provocam tanta discussão e polêmicas: o risco de acidente (fusão nuclear descontrolada), que pode gerar catástrofe de grande porte (Chenobyl, foi um caso) e o armazenamento, por centenas de anos, dos elementos de combustível nuclear e outros componentes radioativos usados.

As *termelétricas a biomassa*, principalmente as que usem madeira de florestas plantadas ou bagaço/pontas/palha de cana-de-açúcar, apesar de liberarem poluentes na atmosfera (porém, menos nocivos que os derivados da queima de combustíveis fósseis), apresentam um fator muito positivo na questão do *efeito estufa*, pois as florestas e as plantações vegetais são *sumidouros* para *aprisionamento* de moléculas de CO<sub>2</sub> distribuídas na atmosfera, o que cria, inclusive, o denominado *mercado de créditos de carbono*, hoje em franca ascensão no âmbito mundial. Além disso, a produção de biomassa é *emprego-intensiva*, ou seja, demanda muita *mão de obra* de conhecimento intelectual mais reduzido em atividades na zonas rurais, sendo, assim, uma alternativa energética muito bem sintonizada para países tropicais com grandes áreas agriculturáveis e com pobreza residente, como é o quadro brasileiro.

A *energia eólica* é também defendida como outra “energia limpa”, pois apenas utiliza a força dos ventos. As “fazendas eólicas”, como são chamados os conjuntos de aero-geradores ou “cata-ventos”, instalados em regiões de níveis elevados e estáveis de vento, que estão se implantando em várias partes do mundo, e nesses últimos anos, com grande intensidade na costa litorânea dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, criam, no entanto, impacto visual, rejeitado por alguns, quando se localizam em regiões de beleza natural privilegiada e morte de aves migratórias, quando essas se chocam com as pás dos aero-geradores.

A alternativa de uso da *energia solar* é a mais nobre. Muito pouco impacto ambiental causa, exceto a ocupação da área onde se instalem os painéis de captação da irradiação solar. Além disso, é uma fonte energética *socializada*, pois cada casa pode ter o seu próprio “gerador solar”. Com os custos reais dos investimentos utilizados para calcular o preço final da energia entregue aos consumidores, é uma alternativa energética que irá, certamente, crescer no futuro, utilizada diretamente pelo consumidor para reduzir a conta de compra de energia elétrica. O desafio, hoje, é reduzir o custo do investimento em coletores solar e conceber projetos de instalações sempre prevendo áreas para tal e um bom rendimento de captação, absorção e armazenamento de energia solar .

Isto tudo posto, conduz, em nossa opinião, que no planejamento do “*mix energético*” para o *Brasil do Futuro*, a inclusão do objetivo de *minimização dos impactos ambientais* haverá de vir, também, a ser considerada no problema de otimização da composição do parque gerador brasileiro, até porque isto tende a ser exigido pelos órgãos licenciadores ou Ministério Público, ao virem solicitar a demonstração da *solução global de menor impacto ambiental* da alternativa de expansão adotada.

Para isso, as formulações contidas em CLÍMACO *et al.* (2003) e em ANTUNES *et al.* (2001) podem ser consideradas como passíveis de utilização no planejamento da expansão a longo prazo do sistema de geração no Brasil, seja, como integrando um *objetivo matemático* único, como consta na primeira referência bibliográfica, ou como dois *objetivos matemáticos* distintos, como utilizado na segunda referência.

➤ *Objetivo 3: maximização da confiabilidade energética*

Diferentemente do que se apresenta em CLÍMACO *et al.* (2003), em um sistema elétrico da dimensão do brasileiro, mesmo no plano regional de um dos seus subsistemas, a *confiabilidade elétrica*, se entendida apenas como a questão de minimizar a *LOLP (loss of load probability)*, isto é, o risco de perda de carga por desligamento de usinas geradoras individuais, não é uma questão tão crítica e

menos será com a continuidade que haverá na ampliação das interligações inter-regionais<sup>26</sup>.

Contudo, *confiabilidade energética*, que pode ser mais bem chamada de *segurança energética*, significando se dispor efetivamente, no futuro, da energia idealizada de ser produzida por determinado tipo de planta geradora, é uma questão que o planejamento da expansão sempre enfrenta .

Pelo lado das hidrelétricas, para as quais não existe um “balcão” para se comprar o “combustível”, o que normalmente se usa é definir um nível de garantia que seja julgado aceitável, com base em estudo estatístico das séries de vazões naturais dos rios nos quais se localizam, ou se localizarão, as usinas. No Brasil, como já amplamente foi discorrido, no Capítulo 3, o nível de garantia adotado para a hidroeletricidade tem sido de 95%, desde meados dos anos 80, que equivale a usar um risco de não garantir de 5%.

Por parte das termelétricas, o que, normalmente, se faz é definir uma “reserva de MW\_ano”. Isto é feito adotando-se um *reduzidor* na capacidade máxima de produção dessas usinas, denominado de *fator de capacidade* ou *fator de disponibilidade*, que leva em conta indisponibilidades das unidades para manutenção ou saídas forçadas. Diferentemente das hidrelétricas, tem-se um “balcão” onde comprar o combustível. Assim, a disponibilidade do combustível é resolvida em um contrato, que defina preço e condições de disponibilização. Ao se usar termelétricas, de qualquer tipo de combustível, seja fóssil, nuclear ou biomassa, no planejamento do atendimento elétrico futuro de um país, é muito importante o estudo de sensibilidade com relação aos preços desses combustíveis, no longo prazo.

---

<sup>26</sup> Claro que térmicas ligadas junto aos centros de carga pode melhorar a confiabilidade, contudo é um terreno que requer, em nossa visão, ainda, uma maior investigação para garantir que as térmicas não se desliguem nas perturbações derivadas de desligamentos de linhas de maior porte das ditas interligações.

Nas opções energéticas eólica e solar, para produzir eletricidade, também, não se tem “balcão” para compra do “combustível”. A Natureza o fornece. São, contudo, opções de menores escalas de produção e serão marginais na evolução do atendimento ao “consumo grosso” de eletricidade no Brasil, pois estamos a falar de TWh’s e não de MWh’s ou mesmo kWh’s. O que essas opções produzirão, em termos de *reserva energética*, é, todavia, muito positivo, pois são fontes geradoras distribuídas junto aos pontos de consumo de energia elétrica, reduzindo a *carga líquida* a ser atendida pelas hidrelétricas e as termelétricas.

Isto colocado, caberia se refletir quanto ao que seria o mais correto no novo e atual contexto brasileiro de planejamento da expansão da geração no Brasil:

- a) manter a mesma metodologia adotada, até então e pelo GCPS, de definir a “*energia garantida*” das hidrelétricas sob o risco  $\alpha = 5\%$  e, para atender um determinado montante de carga no futuro (em MW\_ano ou TWh), complementá-la, quando necessário, com um “volume de MW\_ano” de térmicas, que venham a ser mais econômico que um conjunto de hidrelétricas que produzisse igual “volume”, **ou**
- b) aceitar, nas hidrelétricas, um maior nível de risco  $\alpha$  mais elevado, do tipo  $\alpha = 10\%$  ou mesmo um pouco acima, e usar térmicas 100% flexíveis (*térmicas de segurança*) para retornar o risco do sistema hidro-térmico integrado para os 5%, **ou, ainda,**
- c) como uma variante da alternativa (a) ou (b), anteriores, usar um pouco mais de *térmicas de segurança* e adotar valores de *patamares admissíveis de déficit*, com respectivos *custos decretados*, com base em *estudos paramétricos* do efeito econômico do “custo do déficit” na expansão da geração, deixando-se, dessa forma, que o *risco de déficit*, ou seja, o “nível  $\alpha$ ”, venha como uma consequência e não como uma “premissa de planejamento”.

Na abordagem contida em GUEDES FILHO *et al.* (2003), aplicada a um sistema hidro-térmico, o *risco de déficit energético*, por falta de água para as hidrelétricas,

é uma consequência do valor que se define para o “custo do déficit”, expresso em R\$/MWh, porquanto as térmicas de maior nível de flexibilidade, na aplicação ali feita, eram termelétricas de ciclo aberto, do tipo turbinas a gás, com *take or pay* de 20% e sem limite de capacidade. Tal abordagem corresponde à alternativa (c), acima, dentre as três apresentadas, não se exigindo, necessariamente, explicitação de um *objetivo matemático* específico na montagem do problema de otimização através de PLMO.

Contudo, pode-se pensar em criar um *objetivo* específico para a *confiabilidade energética*, que poderia ser formulado, matematicamente, em *minimizar o valor esperado do montante de energia elétrica não suprida (EENS)* por todas as “térmicas fictícias”, representativas de *déficits admissíveis*. Ou apenas, por parte daquelas “térmicas fictícias que tivessem seus “limites de capacidade” superiores a um dado (ou um “decretado”) valor de percentual da carga total, que seria aquele percentual que a sociedade aceitasse como passível e possível de ser absorvido por medidas de contenção de consumo, em situações hidrológicas muito críticas.

Claro que, em problemas de otimização multiobjetivo, podem ser usadas *restrições* no lugar de um *objetivo*. Entretanto, com um *objetivo* explícito associado à *confiabilidade energética*, com o uso de PLMO, pelo método contido em CLÍMACO et al. (2003), o “decisor” teria uma melhor sensibilidade sobre o impacto da *confiabilidade energética* nos outros *objetivos*, permitindo-se posicionar, dessa maneira, com flexibilidade, onde a efetiva *segurança energética* deva se situar.

➤ *Outros objetivos*

Na condução ao nível do Governo Federal do planejamento da expansão de longo prazo da geração de energia elétrica para o Brasil, não haverá como não se inserir outros objetivos, além dos três anteriores comentados. Alguns serão, inclusive, não traduzíveis em equações matemáticas. Serão *políticas* ou *políticos*.

O desenvolvimento tecnológico é um deles. Decorre de *política energética* com visão de longo prazo. Sinalizar que determinada opção energética constará da matriz de produção de eletricidade no futuro, significará atrair pesquisas e investidores na dita opção. Neste campo, inserem-se as denominadas *fontes alternativas* (eólica, solar e células combustíveis).

Mobilizar capitais privados para criar empregos no campo é *político*. Interessará, sempre, a qualquer Administração eleita e instalada no Governo Federal do Brasil, demonstrar a população que está firmemente comprometido em reduzir o êxodo rural que tanto males tem e está causando às grandes cidades, aumentando, a cada dia, os níveis de violência urbana. Neste contexto, como *alternativa energética*, pode se situar a **geração elétrica com base na biomassa** que gera centenas de emprego por unidade de MW\_ano produzível.

A consideração desses *objetivos* adicionais no planejamento da expansão a longo prazo da geração de energia elétrica no Brasil pode ser, facilmente, contemplada na formulação matemática de otimização do “*mix energético*”, seja criando funções lineares dos *percentuais de participação* de cada tipo de planta (usina) a instalar, ponderados por *pesos* ou mesmo *utilidades*, relativas, quer definindo-se limites mínimos admissíveis, por razões de *política energética*, nas participações das *fontes estratégicas*.

**Em síntese, a abordagem de Programação Linear Multiobjetivo tem forte vocação, na visão do autor desta Dissertação, para ser introduzida nos estudos de planejamento da expansão de longo prazo da geração de energia elétrica no Brasil, a serem desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sob a orientação do Ministério de Minas e Energia (MME).**

Convém observar que, nos países que deixaram o planejamento da expansão da geração “ao sabor do mercado”, ao adotarem o *modelo de competição pura*, a **Teoria do Jogos** tem sido muito aplicada para se avaliar o encaminhamento das *decisões de investimentos* pelos agentes, conforme comentado em KAGIANNAS, A.G. *ect. al.* (2004).

Todavia, no contexto vigente no Brasil, com *competição na geração e na comercialização*, mas com *planejamento da expansão controlado e conduzido* ao nível

do Governo Federal, mantém-se plenamente aplicável a modelagem clássica de otimização do planejamento da expansão da geração, tal como era feita no modelo de *monopólio de suprimento regional*, com uma diferença, contudo, básica.

A incumbência de planejar o atendimento ao *mercado global de energia elétrica* do país, está, no Brasil, ao encargo do Governo Federal. O Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável por conduzir e levar ao Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) as sugestões de medidas para **garantir o equilíbrio da oferta e demanda de energia elétrica, a curto, médio e longo prazo**. Em síntese, no Brasil de hoje, o “monopólio do planejamento” é do Governo Federal!

**É nesse contexto de “*monopólio de planejamento*”, colocado no âmbito do Estado, chamada por alguns como “*competição tropicalizada*”, que a otimização multiobjetivo, na visão do autor desta Dissertação, apresenta-se como plenamente aplicável.**

#### 4.6. UMA PROPOSTA DE METODOLOGIA COM *OTIMIZAÇÃO LINEAR MULTIOBJETIVO* PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO SOB COORDENAÇÃO DO MME.

Tendo como referência tudo que foi exposto nesta Dissertação, apresenta-se possível, na nossa visão, que o planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil, sob a condução do MME, possa ser desenvolvido segundo uma metodologia que contemple dois tipos de problemas:

- a) definição da *trajetória da composição ótima* do “*mix energético*” do parque gerador de energia elétrica com um horizonte de longo prazo (20 a 30 anos à frente) e das indicações de ampliações de, ou novas, interligações inter-regionais e com países vizinhos;
- b) determinação da indicação da *programação ótima* para um horizonte de 10 (dez) anos de entradas em operação de usinas dos diferentes tipos e das ampliações requeridas nos sistemas interligados de transmissão, tendo como referência a *trajetória da composição ótima* do “*mix energético*” de longo prazo.

No desenvolvimento da solução do primeiro problema, com base em *modelo de otimização*, poder-se-ia utilizar a PLMO, com a metodologia de abordagem contida em CLÍMACO *et al.* (2003) e utilizando-se do algoritmo formulado no item 4.4 desta Dissertação, para se definir a *trajetória da composição ótima* do “*mix energético*” do parque gerador de energia elétrica em três ou quatro “janelas” dentro do horizonte de longo prazo.

Em cada “janela”, definir-se-ia a *composição ótima* do “*mix energético*”, para diferentes *cenários de mercado* que se utilizasse. Essas “janelas” poderiam ser anos, ou períodos de duração maior, tipo triênios ou mesmo quinquênios, que se justaporiam. Pelas composições ótimas escolhidas pelo “decisor”, apoiado em PLMO, ter-se-ia a *trajetória da composição ótima* do “*mix energético*” para o horizonte de planejamento de longo prazo definido.

Como resultado de tal desenvolvimento, ter-se-ia um *Plano Estratégico Nacional de Longo Prazo da Expansão da Geração de Energia Elétrica* que corresponderia ao que era feito pela ELETROBRÁS, quando construiu e emitiu os Planos 2000, em 1981, 2010, em 1987, e 2015, em 1993. Por exemplo, nessa linha, caso o MME, com apoio da EPE, inicie, ainda neste ano em curso, o **Plano 2030**, portanto com horizonte de 25 anos, as “janelas” poderiam ser “2015”, “2020” e “2025”, ou períodos quinquenais centrados nesses anos “janelas”.

Com base nessa visão de longo prazo da expansão da geração e do estudo da localização dos potenciais hidrelétricos competitivos que fossem contemplados dentro do volume de geração hidrelétrica integrante da **trajetória da composição ótima** do “*mix energético*”, seriam identificadas as ampliações requeridas nas interligações inter-regionais do Brasil, assim como, nas novas interligações, inclusive, com países vizinhos, e também estimativas de custos de expansões na rede básica nacional, junto aos centros de carga, para absorver os incrementos de fluxos de potências.

Opcionalmente, essas análises exploratórias da expansão do sistema de transmissão nacional permitiriam indicação de ajustes nos custos de investimentos e nas gerações que, efetivamente, se disporem das hidrelétricas referidas aos centros de carga, o que poderiam servir em refinamentos e ajustes nas próprias **composições ótimas**.

Ressalte-se que o *Plano Estratégico Nacional de Longo Prazo da Expansão da Geração de Energia Elétrica*, atualizado a cada quatro anos, ou seja, dentro de cada um período de gestão da Administração Federal eleita, seria uma das entradas para a formulação da **trajetória de longo prazo da Matriz Energética Nacional**, assim como receberia entrada dela.

No que concerne ao segundo problema, que é a determinação da **programação ótima** de usinas, interligações inter-regionais e ampliações no sistema de transmissão nacional, para um horizonte de 10 (dez) anos, isto se constituiria no desenvolvimento e na emissão, em cada ano, do *Plano Decenal de Expansão*, adotando-se exatamente o que era feito, e bem, pelo GCPS.

Com o suporte de *modelos de simulação*, tipo NEWAVE ou outro sistema de programas computacionais que permita um melhor nível de individualização de usinas hidrelétricas, seriam identificados no *Plano Decenal de Expansão* quantos MW's deveriam ser agregados anualmente ao Sistema, e aonde, tendo como “alvo” a ***trajetória da composição ótima*** do “*mix energético*” definido no *Plano Estratégico de Longo Prazo*, retro comentado. Utilizar-se-ia, para isso, do banco de dados de volumes de energia e custos de aproveitamentos de potenciais hidrelétricos e de outras fontes renováveis, bem como de projetos termelétricos, todos levantados e desenvolvidos na forma de projetos básicos/orçamentos, pela EPE.

Em resumo, poder-se-ia adotar a metodologia resumida na Figura 4.61., a seguir, no planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro:

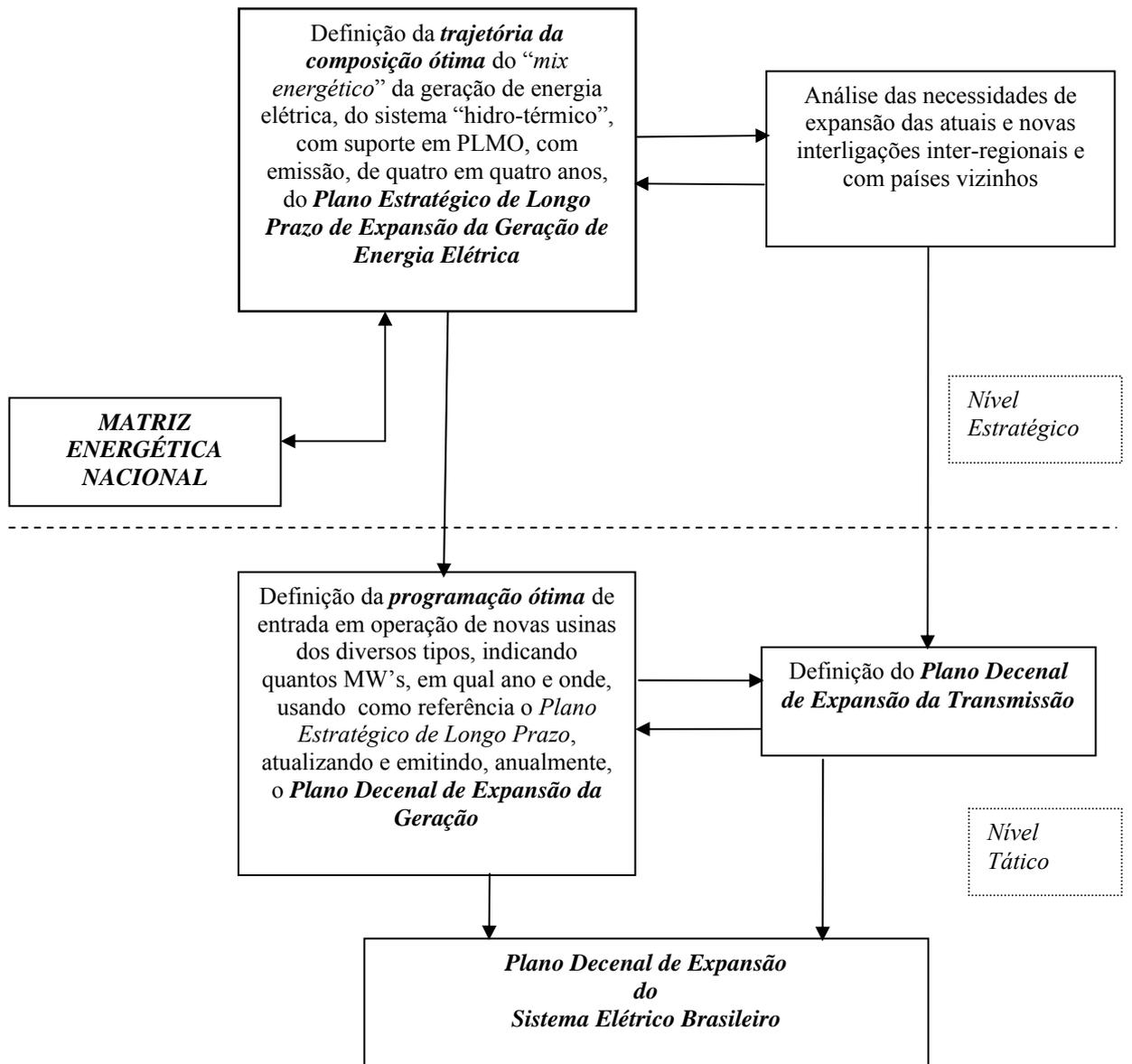


Figura 4.6.1. – Metodologia para planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

## 5. RESULTADOS ALCANÇADOS E SUGESTÃO DE FUTUROS TRABALHOS

### 5.1. RESULTADOS ALCANÇADOS

Como resultados alcançados pelo presente trabalho, em coerência com os objetivos definidos no item introdutório desta Dissertação, têm-se:

- a) Foi feito o resgate histórico do processo de planejamento integrado da expansão do sistema elétrico brasileiro ocorrido ao longo do século passado, o qual cresceu, dos anos 60's até meados dos anos 90's, sob a coordenação da ELETROBRÁS, e chegando-se até o momento atual, com essa atividade no âmbito da responsabilidade do Governo Federal, havendo a *retrospectiva* e a *contextualização* sido expostas no Capítulo 2 da Dissertação, como um merecido tributo à ELETROBRÁS.
- b) Foi mostrado, no Capítulo 3, ser plenamente aplicável, a metodologia de abordagem de Programação Linear Multiobjetivo (PLMO), na forma exposta por CLÍMACO *et al.* (2003), em *estudos de planejamento da expansão de longo prazo* de sistemas de geração de energia elétrica, particularmente quando tal atividade é desenvolvida no nível de Governo ou um órgão de Estado, como está oficializado, hoje, no Brasil, contexto, no qual, *múltiplos objetivos*, além do de mínimo custo de expansão, necessitam ser contemplados.
- c) Foi desenvolvida como produto dos trabalhos de elaboração desta Dissertação e apresentado no Capítulo 4, uma abordagem que utiliza a *função de distribuição acumulada* de probabilidade da *energia natural média anual afluyente* a um sistema hidrelétrico, para analisar, de uma forma gráfica e simples, as implicações da aleatoriedade da hidroeletricidade nas decisões de expansão de geração de energia elétrica no Brasil. Com essa abordagem é possível se dispor de uma visão sintética e de fácil absorção pelos níveis decisórios estratégicos. A abordagem também permite ser usada como instrumento complementar aos modelos de simulação complexos e que demandam grandes esforços computacionais para análise de alternativas, normalmente, indagadas pelo “decisor estratégico”.

- d) Foi desenvolvido, na presente Dissertação, um *procedimento* e, assim, demonstrado, no Capítulo 4, que se pode construir um *sistema de apoio decisão multiobjetivo* para orientar qual deva ser a melhor *trajetória de evolução da composição ótima* do “*mix energético*” da geração de energia elétrica de um sistema hidro-térmico para “janelas” de um horizonte de longo prazo em sistemas como o do Brasil, onde se tem elevada participação de hidroeletricidade. Nessa metodologia considera-se a característica probabilística das vazões médias anuais afluentes aos reservatórios das usinas e não apenas valores de *energia firme* ou de energia média.
- e) Foi mostrado que a escolha pelo *decisor* das composições ótimas, para diferentes horizontes, permitirá definir a *trajetória de evolução da composição ótima* do “*mix energético*” do parque gerador, podendo ser aplicado no contexto do Brasil, como suporte à definição do *Planejamento Estratégico de Longo Prazo da Geração de Energia Elétrica*, requerida pelo país.
- f) Foi indicado, finalmente, que a *trajetória da evolução da composição ótima* do “*mix energético*” do parque gerador serve de um balizamento referencial para a definição, através de *modelo de simulação*, da *programação otimizada* da entrada em operação das usinas geradoras de diferentes tipos, nos horizontes de médio e curto prazos, tomando-se como *referência* os “alvos” de percentuais de participação, estabelecidos no *Planejamento Estratégico de Longo Prazo*.
- g) Por fim, inspirando-se em Isaac Newton que, com humildade, escreveu, numa carta a Robert Hook: “*If I have been able to see further, it was only because I stood on shoulders of giants.*”<sup>27</sup>, conclui-se que *desenvolvimento do conhecimento* é uma sucessão de construções sucessivas de *idéias e experimentos* anteriores, desenvolvidos, os quais são todos os esforços intelectuais que foram materializados na elaboração pelos diversos autores das referências bibliográficas listadas ao final desta Dissertação.

---

<sup>27</sup> “Se eu fui capaz de ver além, foi porque eu me suporci nos ombros de gigantes”. Isaac Newton (1642-1727)

## 5.2. SUGESTÃO DE FUTUROS TRABALHOS

Com base no que consta no item *RESULTADOS ALCANÇADOS*, são identificados os seguintes *FUTUROS TRABALHOS* que permitirão avançar na pesquisa que culminou nesta Dissertação:

- a) Estudo mais aprofundado das contribuições da metodologia de Programação Linear Multiobjetivo no contexto de estudos de planejamento do “*mix energético*”.
- b) Estudo de contribuições de outras abordagens multicritério no mesmo contexto e avaliações da forma como as incertezas podem ser tratadas.
- c) Concepção e desenvolvimento de um *sistema de apoio à decisão*, com enfoque multiobjetivo ou multicritério, aplicável à formulação do planejamento do “*mix energético*” da expansão de longo prazo de sistemas de produção de energia elétrica.

FIM

*Viver não é necessário; o que é necessário é criar.*

*Fernando Pessoa*

## 6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- ANDERSON, D. “Models for Determinating Least Cost Investments in Electricity Supply”. *Bell Journal of Economics and Management Science* 3: 267-299. 1972.
- ANTUNES, C.H, M.J. ALVES, A.L. SILVA, J.CLÍMACO. *Algumas reflexões sobre uma base de métodos de programação linear multicritério*. *Investigação Operacional*, vol. 9, n.º 2, 19-35. 1989
- ANTUNES, C.H, M.J. ALVES, A.L. SILVA, J.N.CLÍMACO. *An integrated MOLP method base package – a guided tour of TOMMIX*. *Computers and Operations Research.*, vol. 19, n.º 7, 609-625. 1992.
- ANTUNES, C.H., MARTINS, A.G. & BRITO, I.S., *A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning*. INESC-Coimbra. Portugal. 2001.
- ARVANIDITIS, N.V. & J. ROSSING. *Composite representation of multi reservoir hydroelectric power system*. *IEEE Trans. Power Appar. Systems*. PAS-89(2), 327-335. 1970.
- BENAYOUN, R., MONTGOLFIER, J. & TERGNY, J. (1971). *Linear Programming with multiple objective functions: step method (STEM)*. *Mathematical Programming*, vol. 1, 366-375.
- BENDERS, J.F. (1962). *Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems*. *Numerical Mathematics*, vol. 4, 238-252.
- CAMPELLO DE SOUZA, F.M. *Decisões Racionais para Situações de Incerteza*. Editora Universitária UFPE. 2002.
- CEPEL. *Modelo GEVAZP – Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões*.
- CHESF. Comitê de Estudos Energéticos para o ano 2000. *Relatório Preliminar – 1ª. Fase*. Março de 1979.
- CIGRÉ. *Minutes of the 2004 Paris Meeting – Item 8 – Preferential Subjects for 2006*. Electricity Markets and Regulations – SC 05. September 3, 2004.
- CLÍMACO, J.N., ANTUNES, C.H., & ALVES, M.J.G. *Programação Linear Multiobjetivo*. Imprensa da Universidade de Coimbra. Portugal. 2003.
- CLÍMACO, J.N., ANTUNES, C.H., & ALVES, M.J.G. *From TRIMAP TO SOMMIX – Building Effective Interactive MOLP Computational Tools*. In “Multiple Criteria Decision”, G.Fendel e T.Gal (eds), LNAMES, 448, Springer-Verlag, 285-296. 1997
- CAMPODÔNICO, N.M., GORESTEIN, B.G., DA COSTA, J.P. & PEREIRA, M.V.F. *Expansão da Capacidade de Geração de um Sistema Hidrotérmico – modelo a usina individualizada*. Grupo VII. X SNPTEE. Curitiba. Brasil. 1989.
- DA COSTA, J.P, GORESTEIN, B.G, CAMPODÔNICO, N.M, PEREIRA, M.V.F. & ROSENBLATT, J. *Expansão da Capacidade de Geração de um Sistema Hidrotérmico – versão agregada*. Grupo VII. X SNPTEE. Curitiba. Brasil. 1989.
- EVANS, J. & STEUER, R. (1973). *A revised simplex method for multiple objective programs*. *Mathematical Programming*, vol. 5, n.º 1, 54-72.
- FITTIPALDI, E.H.D. *Processo de Reforma e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: o que esperar das reformas?*. Tese de Mestrado. Departamento Engenharia de Produção. Universidade Federal de Pernambuco. Dezembro de 2000.

- GOMES, L.F.A.M., GOMES, C.F.S. & ALMEIDA, A.T. (2002). *Tomada de Decisão Gerencial. Enfoque Multicritério*. Editora Atlas. São Paulo, Brasil.
- GUEDES FILHO, E.M., AMADEO, E., HOCHSTELLER, R.L. & ROJAS, A. (2003). *O risco de déficit e o papel da geração térmica no Brasil: qual composição otimizada do parque gerador?.* Tendências Consultoria Integrada. São Paulo. Brasil
- FORTUNATO, L.A.M, ARARIPE NETO, T.A., ALBUQUERQUE, J.C.R., & PEREIRA M.V.F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Eletrobrás. Editora Universitária. Universidade Federal Fluminense. Niterói. Rio de Janeiro. Brasil. 1990.
- HADLEY, G. *Linear Programming*. Addison-Wesley Publishing Company. Reading. Massachusetts. USA. 1973.
- HOUSE, P., COLEMAN, J., SCHULL, R., MATHENY, R., HOCK, J. *Comparing Energy Technology Alternatives from an Environmental Perspective*, DOE Publication EV-0109. USA. 1981.
- HUNT, S & SHUTTLEWORTH, G. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons. Great Britain, 1996.
- LACHTERMACHER, G. *Pesquisa Operacional na Tomada de Decisão*. Editora Campos. Brasil. 2002.
- LEITE, Antonio Dias. *A Energia no Brasil*. Nova Fronteira. Rio de Janeiro. 1997.
- KAGIANNAS, A.G., ASKOUNIS, D.T. & PSARRAS, J. *Power generation planning: a survey from monopoly to competition*. *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 26, 413-421. 2004.
- KEENEY, RALPH L. & RAIFFA HOWARD (1976). *Decision with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs*. John Wiley & Sons.
- KNIGHT, U.G. *Power Systems Engineering and Mathematics*. Pergamon Press. Printed in Germany. 1972.
- KORHONEN, P. & J. WALLENIUS. *A Pareto Race*. *Naval Research Logistics*, vol. 35, 615-623. 1988
- MARIZ, C.H. *Cenários de Oferta e Demanda de Energia Elétrica na área de atuação da Chesf*. Conferência realizada no Ciclo de Debates “A Chesf e o Sistema Elétrico Brasileiro”. Chesf. 1985.
- VANDERBEI, R.J. *Linear Programming. Foundations and Extensions*. Kluwer Academic Publishers. USA. 1996.
- MAJOR, D.C. *Multiobjective Water Resource Planning*. American Geophysical Union. Washington D.C. 1977.
- MASSÉ P. & GIBRAT R. *Application of linear programming to investments in the electric power industry*.
- MELO, J.A. *Feijó de Chesf: memórias, registros e lembranças*. Bagaço. Recife. 2004.
- MEMÓRIA DE ELETRICIDADE. *O planejamento da expansão do setor de energia elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)*. 2002.
- PAIXÃO, L.E. *Memórias do Projeto RE-SEB*. Massao Ohno Editor. São Paulo. 2000.
- PARK Y.M. & WON J.R. *A hybrid genetic algorithm/dynamic programming approach to optimal long-term generation expansion planning*. *Electrical Power Energy System*. 1998. 2094):295-303.
- PARK, Y.M, LEE, K.Y., & YON, L.T.O. *New Analytical Approach for Long-term Generation Expansion Planning based on Maximum Principle and Gaussian Distribution Function*. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 2, February 1985.

- PEREIRA M.V.F. & PINTO, L.M.G. *Stochastic Optimization for a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach*. Water Resources Research, v. 21, n. 6, p. 779-792. 1985.
- PEREIRA, M.V.F, BUBENKO, J.A., NORDLUND, P. & SJELVGREN, D. *Generation Expansion Planning with a high share of hydro power*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 1, February 1987.
- PEREIRA M.V.F. *Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems*. Electric Power & Energy Systems, Vol. 11, No. 3, July 1989.
- PUCCHINI, A.L. & PIZZOLATO, N.D. *Programação Linear*. Livros Técnicos e Científicos Editora. Rio de Janeiro. 1987.
- STEVENSON JR, W.D. & GRAINER, J.J. *Power System Analysis*. McGraw Hill, Inc. International Editions. 1994.
- STEDINGER, Jerry r. *Report on the Evaluation of CEPEL's PAR Models*. School of Civil and Environmental Engineering. CORNELL University. Ithaca, New York. 2001.
- STEUER, R. (1986). *Multiple Criteria Optimization: Theory, Computation and Application*. Wiley.
- STEUR, R.E.& A. WHISMAN. *Toward the consolidation of interactive multiple objective programming procedures*. In "Large-Scale Modeling and Interactive Decision Analysis", G.Fandel, M.Grauer, A.Kurzanski e A.P.Wierzbicki (Eds), LNEMS 273, Springer-Verlag, 232-241.
- TRINKENREICH, J., WANDERLEY, V.M, ALBUQUERQUE, J.C. & PINHEIRO, S.F. *Modelo de Análise da Expansão a Longo Prazo do Sistema Interligado Brasileiro*. Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos. Comitê Brasil. CIER. 1980.
- VANDERBEI, R.J. *Linear Programming: Foundations and Extensions*. Kluwer Academic Publishers. 1996.
- VARDI, J. & AVI-ITZHAK. *Electric Energy Generation. Economics, Reliability and Rates*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts and London, England. 1981.
- VON NEUMANN, J. & MORGENSTERN, O. *Theory of Games and Economic Behavior*. 3<sup>rd</sup>. ed. 1953. edn. Princeton, NJ: Princeton University Press. 1944.
- WORLD BANK. *The World Bank's role in the sector electric: policies for effective institutional, regulatory and financial reform*. Washington D.C. 1993.
- YU, P.-L. & ZENELY, M. *The set of all no dominated solutions in linear cases and multicriteria simplex method*. Journal of Mathematical Analysis and Applications, vol. 49, n° 2, 430-468. 1975
- ZENELY, M. *Linear Multiobjective Programming*. Springer-Verlag, New York. 1974.
- ZENELY, M. *Multiple Criteria Decision Making*. McGraw-Hill, New York. 1982.

## ***ANEXOS***

## Anexo I: MODELO DE DECISÃO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Esquemáticamente, um sistema hidrotérmico de produção de eletricidade é um conjunto de usinas hidrelétricas que, com várias limitações, pode ser representado por uma única usina e um reservatório equivalente, cujas capacidades de produção e de armazenamento correspondem às de todas as usinas do sistema, que é complementado por usinas termoelétricas e, através de um sistema de transmissão, atende a diversos centros de carga.

O planejamento da operação desse sistema é mais complexo que o dos sistemas puramente térmicos, como já observamos, em face da questão da necessidade da administração do estoque de água dos reservatórios. A alternativa de usar água no presente, já que ela não tem custo imediato, pode implicar, por falta de estoque de água, em um alto custo quando houver a necessidade de se ter que usar unidades geradoras térmicas mais caras ou pode até haver inadimplência no atendimento às cargas (acionamento) caso não haja capacidade instalada de geração térmica suficiente, situação que é o normal em sistemas com grande base hidrelétrica.

Em termos matemáticos, o objetivo do planejamento da operação tem que considerar um horizonte operacional de longo prazo, compatível com a capacidade de regularização plurianual dos reservatórios. No caso brasileiro, esse horizonte é da ordem de cinco anos. Ou seja, a decisão operativa de despachar usina hidrelétrica ou uma térmica, em cada estágio do período de planejamento, tem de considerar o que pode ocorrer, pelo menos, nos próximos três a cinco anos. Cada estágio, normalmente um mês, ou uma semana, ou mesmo um dia, é caracterizado como o *estado* do sistema no início do estágio. O *estado* é definido por um vetor  $X_t$  bidimensional: a situação inicial do *nível de armazenamento* do reservatório (estoque hidroenergético),  $V_t$ , e a *tendência hidrológica* configurada pela afluência passada recente aos reservatórios,  $A_{t-1}$ . É um *processo markoviano*, pois  $A_t$  é probabilisticamente dependente de  $A_{t-1}$  e  $V_{t+1}$  é função de  $V_t$ , de  $A_t$  e de uma variável de controle, que chamaremos de  $U_t$ , que representa a decisão de quanto de água usar dos reservatórios de forma “ótima” no estágio  $t$  para gerar energia hidrelétrica e atender a carga.

O problema do uso otimizado do recurso *água*, para produção de energia elétrica, segundo FORTUNATO *et al.* (1990), é resolvido, por intermédio de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), através de uma recursão do tipo *acaso-decisão*, ou seja, dada a escolha de uma variável aleatória (acaso), no caso, as afluências, passa-se à definição da melhor decisão de operação. Matematicamente, têm-se:

$$\alpha_t^*(X_t) = \mathop{E}_{A_t/X_t} \left[ \text{Min}(C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \cdot \alpha_{t+1}^*(X_{t+1})) \right], \text{ para todos } t = T, T-1, \dots, 1.$$

sujeito a:

$$X_{t+1} = f_t(X_t, A_t, U_t)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0$$

$$h_t(U_t) \geq 0,$$

onde:

$X_t$  = vetor de estado do armazenamento do sistema no início do estágio  $t$ , que possui duas dimensões: o volume  $V_t$  e a *tendência hidrológica* dada pelo registro (s) de afluência (s) anterior (es) que chamaremos de  $A_{t-1}$ ;

- $A_t =$  afluência ao reservatório durante o estágio  $t$ ;  
 $\frac{E}{A_t/t} =$  valor esperado sobre todos os possíveis valores de afluência no estágio  $t$ , condicionados pelo armazenamento  $x_t$  que é conhecido no estágio  $t$ ;  
 $U_t =$  vetor de decisões no estágio  $t$ , correspondente ao volume líquido de água, do reservatório equivalente, utilizados em cada estágio  $t$ ;  
 $C_t(U_t) =$  custo operativo imediato associado à decisão  $U_t$ , incluindo o custo de operação das térmicas ou do racionamento de energia, se esses ocorrerem no estágio  $t$ ;  
 $T =$  número de estágios do período de planejamento;  
 $\alpha_t^*(X_t) =$  custo de operação esperado de  $t$  até o final do período de planejamento supondo-se uma operação ótima com base no princípio da otimalidade de Bellman;  
 $\beta =$  taxa de desconto adotada (normalmente 12%);  
 $f_t(x_t, A_t, U_t) =$  função de transição de estado do sistema, ou seja, as relações que levam a  $x_t$ , supondo conhecidas  $A_t, U_t$  e  $x_{t+1}$ ;  
 $g_{t+1}(X_{t+1}) =$  conjunto de restrições relativas ao estado do sistema, isto é, são os limites inferiores e superiores dos capacidade (volumes) de armazenamento do sistema;  
 $h_t(U_t) =$  conjunto de restrições relativas às decisões, que corresponde aos limites de vazão turbinada e de defluências mínimas por razões ambientais ou de navegação.

Nessa formulação, o *custo operativo imediato*  $C_t(U_t)$ , no estágio  $t$ , usualmente corresponde ao custo de atendimento da carga remanescente com geração térmica,  $GT_t$ . No caso de ocorrência de déficit no atendimento à carga no estágio  $t$ , o déficit é representado por uma “*térmica déficit*” de custo de operação muito alto, cujo valor deve representar o custo do déficit para os consumidores (ou para sociedade). A “*térmica déficit*”, quando “despachada”, é como se uma parte da carga, de valor igual a ela, ficasse fora do montante global de carga do sistema atendido.

A geração hidrelétrica do sistema é dada por:

$$GH(U_t) = \sum_{i=1}^N \rho_i \cdot Q_t(i) \text{ , onde:}$$

- $N =$  número de usinas no sistema,  
 $\rho_i =$  coeficiente de produtividade da  $i$ -ésima usina, dado em  $MWh/hm^3$  ou em  $MW\text{-médio}/m^3/s$ , sendo  $\rho_i = \rho(V_t(i), V_{t+1}(i), Q_t(i), S_t(i))$ , uma função não linear,  
 $Q_t(i) =$  vazão turbinada na usina  $i$ -ésima, e  
 $S_t(i) =$  vazão vertida na usina  $i$ -ésima.

A espacialidade física das usinas hidrelétricas pelas diversas bacias hidrográficas e as ligações hidráulicas entre elas, naturais, pelos rios, e/ou artificiais, por canais, apresenta algumas complexidades que exige a construção de uma matriz de incidência das vazões naturais entre as usinas, assim como do ajustamento da vazão afluente a cada usina pelo efeito da operação de uma usina sobre as demais existentes a jusante e em uma mesma cascata.

Em cada estágio  $t$ , temos um problema de otimização, expresso por:

$$CT_j = \text{Min} \sum_{j=1}^J CT_j(GT_j),$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J GT_j = L_j - GH(U_j)$$

$$\underline{GT}_j \leq GT_j \leq \overline{GT}_j,$$

Sendo:

$j$  = número de unidades térmicas no sistema, incluindo a térmica “déficit”,

$GT_j$  = geração da  $j$ -ésima unidade térmica,

$GH(U_j)$  = geração das usinas hidrelétricas calculada conforme acima, em função da produtividade  $\rho_i$  e das vazões turbinadas  $Q_t(i)$  das usinas hidrelétricas.

O modelo inicialmente faz um processamento *forward* calculando as probabilidades de transição das vazões afluentes, dado que se conheça a situação da *tendência hidrológica* em cada início de estágio. A consideração da variável *tendência hidrológica* adota modelos autorregressivos pelo qual a distribuição de probabilidade da afluência  $A_t$  em um estágio  $t$  é pode ficar condicionada pelas afluências  $A_{t-1}, A_{t-2}, \dots, A_{t-m}$ , observadas em estágios imediatamente anteriores. Usa-se, hoje, em geral, um  $m = 6$ , ou seja, uma “memória” hidrológica de seis meses, em função de estudos de sintonia dos modelos de previsão de afluências.

A simulação recursiva (*backward*) da PDE parte de um *estágio final*  $T$ , cinco anos além do horizonte de planejamento operacional de duração de cinco anos, normalmente examinado pela área de operação, de forma que, ao se adotar um *valor de custo futuro final*  $\alpha_T^*(X_T) = 0$ , as decisões no horizonte de planejamento operacional não sejam alteradas pelo valor arbitrado para  $\alpha_T^*(X_T)$ .

Para cada  $t = T, T-1, \dots, 1$ , é calculada a função *custo operativo imediato*  $C_t(U_t)$ , que tem como característica decrescer com o aumento de  $GH(U_j)$ . Por outro lado, o *custo esperado futuro*, acumulado do final de qualquer estágio  $t$  até  $T$ , o  $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$ , também chamado simplesmente de *função custo futuro*, cresce com o aumento de  $GH(U_j)$ .

O valor mínimo da soma do *custo operativo imediato*  $C_t(U_t)$  e do *custo esperado futuro*  $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$  do final do estágio  $t$ , funções de  $GH(U_j)$ , é também dependente do nível do reservatório, ou seja, de  $V_t$ , no início do estágio  $t$ , que por sua vez é função de  $V_{t+1}$ , das possíveis afluências  $A_t$  que venham a ocorrer durante o estágio  $t$  e da correspondente variável de controle  $U_t$ . Dessa forma, um *custo esperado futuro* no início de cada estágio  $t$ ,  $\alpha_t^*(X_t)$ , pode ser calculado, criando-se, assim, a *equação de recursão* da PDE, e obtendo-se, segundo o princípio de otimalidade de Bellman, uma *trajetória ótima* para o *problema de controle* que é intrínseco ao planejamento da operação energética do atendimento às cargas, por um sistema hidrotérmico, e isto sob a condição de garantia de um mínimo custo esperado de operação do sistema, contemplando, também, o custo dos déficits de energia (racionamentos) que possam ocorrer no futuro.

A *equação recursiva* requer a discretização do *espaço de estados*. Se dividirmos a faixa de excursão dos reservatórios em  $M$  intervalos, por exemplo,  $M = 20$ , que significa definir

intervalos de 5%, entre os níveis de Zero e 100% da capacidade de armazenamento, e considerando que cada reservatório participa com duas variáveis de estado,  $V_t$  e  $A_{t-1}$ , conclui-se que, a depender do número de reservatórios considerados, teremos a seguinte progressão exponencial de número de estados a considerar:

- 1 reservatório  $\rightarrow 20^2 = 400$  estados
- 2 reservatórios  $\rightarrow 20^3 = 160$  mil estados
- 3 reservatórios  $\rightarrow 20^4 = 64$  milhões de estados
- 4 reservatórios  $\rightarrow 20^5 = 25$  bilhões de estados
- 5 reservatórios  $\rightarrow 20^{10} = 10$  trilhões de estados

Devido a essa denominada “*maldição da dimensionalidade*”, uma característica dos problemas de programação dinâmica estocástica, o uso da abordagem de PDE na linha acima exposta, quando aplicada a sistemas com muitos estágios, ficou restrito, durante um longo tempo, ao tratamento do problema de planejamento da operação energética do sistema interligado brasileiro sob o enfoque simplificado de reservatório equivalente.

Em face dessa questão, um modelo, denominado *Modelo a Sistema Equivalente* (MSE), que havia sido desenvolvido pelo CEPEL em 1977, ficou por quase dez anos sendo usado pelas áreas de operação das empresas e pelo Grupo Coordenador de Operação Interligada (GCOI), coordenado pela ELETROBRÁS.

Anualmente, fazia-se um Plano de Operação, no âmbito do GCOI, com dados de mercado e de alterações de configurações (novas usinas), para um horizonte de cinco anos, dando uma visão tática à operação do sistema, e políticas de operação ótima eram definidas para o sistema interligado Sudeste-Centro Oeste. Devido à interligação hidráulica entre Três Marias e as usinas da Chesf, no rio Francisco, a Chesf, desde 1975, também participava desse processo de planejamento, haja vista a necessidade de coordenação da operação entre Três Marias e Paulo Afonso/Sobradinho.

Para cada mês do ano seguinte, o modelo MSE apresentava uma tabela que definia, em função de duas variáveis de estado,  $V_t$  e  $A_{t-1}$ , nível do reservatório e hidrologia do mês anterior, qual deveria ser a melhor política de uso de térmica. Ao longo dos meses, do ano, a geração térmica era despachada pela Tabela da Política Ótima.

As interligações entre os sistemas Sudeste-Centro Oeste e Sul começaram a apresentar dificuldades para se usar a simplificação de um reservatório equivalente. Os regimes hidrológicos das bacias dos referidos sistemas são bem distintos, tornando muito diferente da realidade a simplificação de modelagem.

Os estudos de planejamento da expansão, a cargo do Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GCPS), também coordenado pela ELETROBRÁS, ao se ter de tratar outras projetadas interligações envolvendo as regiões Norte e Nordeste, e que usava o modelo desenvolvido pelo CEPEL como uma *ferramenta de simulação* para avaliação das condições de garantia de atendimento (risco de déficit) nos futuros, ressentiam das limitações do modelo de um único reservatório equivalente.

Ajustes foram feitos no modelo MSE, que passou a denominar-se MSSE, possibilitando tratar de dois subsistemas sistemas equivalentes. Posteriormente, mais outro ajuste, um MSSSE, para três subsistemas. Muitas limitações se faziam ainda sentir, exigindo criatividade dos

analistas à medida que o sistema elétrico brasileiro ia evoluindo com novas interligações interregionais, e, assim, o risco de resultados errados ou diferentes a depender do analista.

Muitas pesquisas e desenvolvimentos metodológicos foram trabalhados pelas equipes da ELETROBRÁS, GCOI, GCPS e CEPEL sobre essa questão, no Brasil, na década de 80, na busca de criação de um novo e bom modelo para uso no planejamento ótimo da **operação energética** do sistema brasileiro, muito diferente em dimensão da base hidroelétrica da maioria dos sistemas pelo mundo afora. Resultados dos estudos em andamento foram objetos de vários artigos discutidos em diversos seminários nacionais e internacionais, como se pode conhecer pelas diversas referências contidas nas páginas 160 a 164, da obra de FURTUNATO & al, 1990, supra comentada.

Uma das linhas que mais bem progrediu foi a da *decomposition approach*, desenvolvida por pesquisadores do CEPEL para aplicação em sistemas hidroelétricos com grandes reservatórios plurianuais.

Em PEREIRA & PINTO (1985), tem-se uma detalhada descrição da metodologia de abordagem, na qual é exposto o algoritmo de *decomposição de Benders* aplicável a processos de decisão determinística seqüencial em problemas de programação linear, resolvido sob *dois estágios*, que foi estendido para a situação de decisões com variáveis estocásticas. Em outro artigo, PEREIRA (1989), sobre o mesmo desenvolvimento, passou a chamar o novo algoritmo de SDDP, nome derivado de *stochastic dual dynamic programming*, e hoje, no jargão do setor elétrico, chama-se PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica).

O problema da otimização estocástica da operação de multi-reservatórios em um sistema hidro-térmico é resolvido pelo algoritmo PDDE através de coordenados problemas de programação linear, que já bem se alicerçava, na época da pesquisa, com a perspectiva de desenvolvimento tecnológico de computadores mais rápidos.

Com base nessa nova abordagem, foi criado no CEPEL, sob o patrocínio do GCOI, um projeto de desenvolvimento de um novo modelo, o *software* denominado NEWAVE, que somente veio a ficar operacional em meados da década de 90, e entrou na *onda* do setor exatamente na fase da *revisão institucional* do setor elétrico, pois ele permitia calcular o *custo marginal de operação* de vários subsistemas interligados com mais facilidade que a família MSE, MSSE e MSSSE.

O NEWAVE, hoje, é o modelo oficialmente adotado sob aprovação e auditoria da ANEEL, pelo ONS, o órgão que sucedeu ao GCOI e que é o agente responsável pela operação integrada do Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

O NEWAVE permite simular até onze subsistemas, cada um sendo representado por um reservatório equivalente e com limites de transmissão entre os subsistemas, e com três patamares de carga diária, servindo tanto para definir a política ótima de geração térmica em cada subsistema como para calcular o valor do *custo marginal (esperado) de operação*, o CMO, em cada período e/ou estágio.

O custo do déficit é representado no NEWAVE por uma função *Curva de Custo do Déficit* de quatro patamares crescentes, de custo unitário expresso em R\$/MWh não atendido, que é presentemente definida pela Resolução ANEEL N.º 682, de 23/12/2003. Busca-se levar em conta, assim, nas decisões presentes de uso dos estoques dos reservatórios, eventuais perdas

crecentes futuras para a economia em função do nível de *profundidade do déficit*, profundidade essa, expressa em % de *redução da carga do subsistema* que venha a ser racionada.

O mesmo programa NEWAVE é também adotado pela atual *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE), ex-MAE, para definir o preço de liquidação de contratos (o PLD), como que um mercado *spot*.

Dessa forma, o programa é amplamente usado pelos agentes compradores e vendedores de energia elétrica para balizar as perspectivas dos níveis de preço futuro de energia elétrica (PLD) que será adotado pelo CCEE, sinalização necessária para os diversos tipos de contratos de compra e venda de energia para horizontes futuros.

O simulador integrante do modelo NEWAVE também é hoje muito utilizado pelas áreas de estudos de planejamento da expansão, como uma *ferramenta de simulação* para avaliação dos níveis de garantia de atendimento que é esperado pela expansão programada ou em estudos de contingência, assim como para de alternativas de expansão da geração e das interligações interregionais.

Trata-se, assim, o NEWAVE, de um verdadeiro ativo que o Setor Elétrico Brasileiro, presentemente, possui, e bastante impregnado nos ambientes de operação, de planejamento operativo, de comercialização, de planejamento financeiro e de planejamento da expansão das empresas.

É uma ferramenta padrão de trabalho, no âmbito do setor, que facilita o confronto entre estudos e as discussões, pois é o modelo oficial do ONS e do CCEE, sob aprovação da ANEEL.

#### Referências bibliográficas:

- FORTUNATO, L.A.M, ARARIPE NETO, T.A., ALBUQUERQUE, J.C.R., & PEREIRA M.V.F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Eletrobrás. Editora Universitária. Universidade Federal Fluminense. Niterói. Rio de Janeiro. Brasil. 1990.
- PEREIRA M.V.F. & PINTO, L.M.G. *Stochastic Optimization for a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach*. Water Resources Research, v. 21, n. 6, p. 779-792. 1985.
- PEREIRA M.V.F. *Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems*. Electric Power & Energy Systems, Vol. 11, No. 3, July 1989.

**Anexo II - ATRIBUIÇÕES DAS ATUAIS SECRETARIAS DO MME  
DA ÁREA DE ENERGIA**

(Decreto n.º 5.267, de 9 de novembro de 2004)

• **Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético:**

*I - desenvolver ações estruturantes de longo prazo para a implementação de políticas setoriais;*

*II - assegurar a integração setorial no âmbito do Ministério;*

*III - promover a gestão dos fluxos de energia e dos recursos integrados de energia;*

*IV - apoiar e estimular a gestão da capacidade energética nacional;*

*V - coordenar o sistema de informações energéticas;*

*VI - coordenar os estudos de planejamento energético setorial;*

*VII - promover e apoiar a articulação do setor energético;*

*VIII - apontar as potencialidades do setor energético, para o estabelecimento de políticas de concessões e acompanhar a implementação dos procedimentos de concessão pelas secretarias finalísticas e os contratos decorrentes;*

*IX - orientar e estimular os negócios sustentáveis de energia;*

*X - coordenar ações e programas de desenvolvimento energético, em especial nas áreas de geração de energia renovável e de eficiência energética;*

*XI - promover estudos e tecnologias de energia;*

*XII - prestar assistência técnica ao CNPE;*

*XIII - articular-se com os órgãos e entidades integrantes do sistema energético, incluídos agentes colegiados, colaboradores e parceiros;*

*XIV - propor mecanismos de relacionamento com a EPE, orientando diretrizes para a prestação de serviços ao Ministério e ao setor;*

*XV - coordenar ações de gestão ambiental, visando orientar os procedimentos licitatórios do setor energético e acompanhar as ações decorrentes; e*

*XVI - funcionar como núcleo de gerenciamento dos programas e projetos em sua área de competência.*

• **Secretaria de Energia Elétrica:**

*I - monitorar a expansão dos sistemas elétricos para assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda, em consonância com as políticas governamentais;*

*II - monitorar o desempenho dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, considerando os aspectos de continuidade e segurança;*

*III - coordenar o desenvolvimento de modelos e mecanismos para o monitoramento da expansão dos sistemas elétricos e do desempenho da operação;*

*IV - acompanhar as ações de integração elétrica com os países vizinhos, nos termos dos acordos internacionais firmados;*

*V - participar na formulação de política tarifária e no acompanhamento da sua implementação, tendo como referência a modicidade tarifária e o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes setoriais;*

*VI - coordenar as ações de comercialização de energia elétrica no território nacional e nas relações com os países vizinhos;*

*VII - gerenciar programas e projetos institucionais relacionados ao setor de energia elétrica, promovendo a integração setorial no âmbito governamental;*

*VIII - participar na formulação da política de uso múltiplo de recursos hídricos e de meio ambiente, acompanhando sua implementação e garantindo a expansão da oferta de energia elétrica de forma sustentável;*

*IX - articular ações para promover a interação entre os agentes setoriais e os órgãos de meio ambiente e de recursos hídricos, no sentido de viabilizar a expansão e funcionamento dos sistemas elétricos;*

*X - coordenar, quando couber, o processo de outorgas de concessões, autorizações e permissões de uso de bem público para serviços de energia elétrica;*

*XI - funcionar como núcleo de gerenciamento dos programas e projetos em sua área de competência; e*

*XII - prestar assistência técnica ao CNPE e ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.*

- **Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis:**

*I - promover estudos para conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, bem como propor diretrizes para a realização das licitações das áreas destinadas à exploração e produção de petróleo e gás natural;*

*II - formular propostas para a elaboração de planos plurianuais para os setores de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis, monitorando, avaliando e ajustando sua execução e resultados;*

*III - monitorar, avaliar e propor medidas preventivas e corretivas, visando garantir a adequada participação dos derivados de petróleo, do gás natural e dos combustíveis renováveis, na matriz energética nacional;*

*IV - monitorar e avaliar o funcionamento e desempenho dos setores de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis, bem como das instituições responsáveis por estes setores, promovendo e propondo as revisões, atualizações e correções dos modelos em curso;*

- V - interagir com as agências reguladoras, as entidades públicas vinculadas, as concessionárias públicas e privadas e demais entidades dos setores de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis, orientando quanto às políticas aprovadas, no âmbito do Ministério;*
- VI - monitorar e avaliar, em conjunto com as agências reguladoras e instituições competentes, as condições e a evolução dos abastecimentos de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis, bem como a satisfação dos consumidores;*
- VII - promover, desenvolver e executar ações e medidas preventivas e corretivas, visando garantir o satisfatório abastecimento de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis e o adequado atendimento aos consumidores;*
- VIII - coordenar e promover programas de incentivos e ações, visando à atração de investimentos e negócios para os setores nacionais de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis;*
- IX - monitorar e estimular atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico, nos setores de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis;*
- X - monitorar, em conjunto com a ANP, o aproveitamento racional das reservas de hidrocarbonetos;*
- XI - propor políticas públicas voltadas para a maior participação da indústria nacional de bens e serviços no setor de petróleo e gás natural;*
- XII - interagir com a ANP para assegurar o abastecimento nacional de derivados de petróleo, avaliando e propondo medidas que minimizem o risco de desabastecimento em situações excepcionais;*
- XIII - atuar como facilitador na interação entre o setor produtivo e os órgãos de meio ambiente;*
- XIV - funcionar como núcleo de gerenciamento dos programas e projetos em sua área de competência; e*
- XV - assistir tecnicamente o CNPE, em assuntos de sua área de atuação.*

### Anexo III - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA ADOTADA PELO MODELO DESELP

Conforme TRINKENREICH *et al.* (1980), o Modelo DESELP de apoio a *estudos de longo prazo*, desenvolvido pela equipe técnica da ELETROBRÁS e utilizado na elaboração do *Plano 2010*, *Plano 2010* e *Plano 2015*, possui a seguinte formulação matemática:

1. *Variáveis* utilizadas no Modelo, sendo as de energias expressas em MW médios e as de capacidades ou potências, em MW):

- $EF_{jk}$  - energia firme disponível no período  $k$  pelo projeto  $j$ ;
- $EM_{jk}$  - energia média disponível no período  $k$  pelo projeto  $j$ ;
- $FE_{xyk}$  - fluxo de energia no período crítico, da região  $x$  para região  $y$ , no período  $k$ ;
- $FP_{xyk}$  - fluxo de ponta no período crítico, da região  $x$  para região  $y$ , no período  $k$ ;
- $FMAXD_{xyk}$  - capacidade máxima de intercâmbio disponível no período  $k$  entre as regiões  $x$  e  $y$ ;
- $FMAX_{xyk}$  - acréscimo na capacidade máxima de intercâmbio no período  $k$  entre as regiões  $x$  e  $y$ ;
- $FME_{xyk}$  - fluxo de potência fora da ponta no período  $k$ , da região  $x$  para a região  $y$ , em período hidrológico médio;
- $Fmp_{xyk}$  - fluxo de potência na hora da ponta, no período  $k$ , da região  $x$  para a região  $y$ , em período hidrológico médio;
- $PD_{jk}$  - potência disponível no período  $k$  pelo projeto  $j$ ;
- $x_{jk}$  - fração da potência firme total que é disponível no período  $k$  pelo projeto  $j$ ;
- $y_{jk}$  - fração da potência secundária que é disponível no período  $k$  pelo projeto  $j$ ;
- $ZZ_{jk}$  - potência despachada fora da ponta para o projeto térmico ou hidráulico  $j$  no período  $k$ , em hidraulicidade média;
- $ZI_{jk}$  - decréscimo de potência despachada entre a hora da ponta e fora dela para o projeto térmico ou hidráulico  $j$  no período  $k$ , em hidraulicidade média;
- $ZR_{jk}$  - potência despachada na hora de ponta para o projeto reversível  $j$  no período  $k$ , em hidraulicidade média.

2. Os parâmetros adotados no Modelo, são:

- $\alpha$  - taxa de desconto para cálculo do valor presente;
- $AVL_j$  - fator de disponibilidade do projeto  $j$  devido a manutenção e paradas forçadas;
- $\beta$  - número de anos decorridos entre o primeiro período em estudo e o ano de referência para o cálculo do valor presente;
- $CAP_j$  - potência máxima instalável do projeto  $j$  (MW);
- $CCOMB_j$  - custo anual de combustível para o projeto  $j$  (mills/kWh);
- $CCP_j$  - custo unitário de motorização adicional do projeto  $j$  (\$/kW);
- $COM_j$  - custo anual de operação e manutenção do projeto  $j$  (\$/kWano);
- $COMB_j$  - custo anual de operação e manutenção de motorização adicional do projeto  $j$  (\$/kWano);
- $COMT_t$  - custo anual de operação e manutenção do projeto de transmissão  $t$  (\$/kWano);
- $CT_{xy}$  - custo de investimento em transmissão entre regiões  $x$  e  $y$  (\$/kW);
- $EFT_j$  - energia firme do projeto  $j$  (MW médios);
- $FCAP_j$  - fator de capacidade do projeto  $j$  necessário para garantir a energia firme, levando em conta a sua participação no período crítico e sem considerar sua indisponibilidade;
- $FC_j$  - fator de capacidade total do projeto  $j$  tomado em relação a potência firme, obtido pelo produto de  $FCAP_j$  e  $AVL_j$ ;
- $FCMIN_j$  - fator de capacidade mínimo do projeto  $j$ ;
- $FM_j$  - fator de capacidade do projeto  $j$  para a sua energia secundária;
- $FMXSE_{xy}$  - capacidade máxima de intercâmbio no início do horizonte de estudo, entre as regiões  $x$  e  $y$  (MW médios);
- $FRC_j$  - fator de recuperação de capital do projeto  $j$  para um período igual a sua vida útil;
- $FRC_t$  - fator de recuperação de capital do projeto de transmissão  $t$  para um período igual a sua vida útil;
- $FRES_i$  - fração sobre o mercado de ponta da região  $i$  para representar sua reserva recomendável;
- $H$  - conjunto de todos os projetos hidroelétricos;
- $H_i$  - conjunto dos projetos hidroelétricos pertencentes a região  $i$ ;
- $I_j$  - custo de instalação do projeto  $j$  sem juros durante a construção suficiente para a motorização da energia firme ( $10^6$  \$);

$JDC_j$	- fração correspondente ao acréscimo no custo do projeto $j$ resultante dos juros durante a construção;
$ME_{ik}$	- mercado anual de energia da região $i$ no período $k$ (MWh médios);
$MP_{ik}$	- mercado anual de ponta da região $i$ no período $k$ (MW);
$N$	- número de períodos no horizonte de estudo;
$NA$	- números de anos de um período;
$\eta_j$	- rendimento do ciclo do projeto de usina reversível $j$ ;
$P$	- conjunto de todos os projetos de geração;
$pe_{xy}$	- fração das perdas de energia em transmissão entre as regiões $x$ e $y$ ;
$pp_{xy}$	- fração das perdas de ponta em transmissão entre as regiões $x$ e $y$ ;
$R$	- conjunto de todos os projetos de usinas reversíveis;
$R_i$	- conjunto de todos os projetos de usinas reversíveis pertencentes à região $i$ ;
$T$	- conjunto de todos os projetos termoeletrônicos;
$T_i$	- conjunto de todos os projetos termoeletrônicos pertencentes à região $i$ ;
$TPP$	- tempo de permanência da ponta, em fração de 24 horas (do dia).

2. As restrições utilizadas no Modelo são:

- *Atendimento aos requisitos de energia e de ponta em período crítico, em cada região  $i$ , no período  $k$ :*

$$\sum_{j \in H_i \cup T_i} EF_{jk} + \sum_{x=1}^N (1 - pe_{xi}) FE_{xik} - \sum_{x=1}^N FE_{ixk} + \sum_{j \in R_i} (1 - \frac{1}{\eta_j}) EF_{jk} \geq ME_{ik}$$

$$\sum_{j \in H_i \cup T_i} PD_{jk} AVL_j + \sum_{x=1}^N (1 - pp_{xi}) FP_{xik} - \sum_{x=1}^N FP_{ixk} + \sum_{j \in R_i} PD_{jk} AVL_j \geq (1 + FRES_i) MP_{ik}$$

- *Restrições de capacidade máxima de intercâmbio, entre regiões  $x$  e  $y$ , no período  $k$ :*

$$FMAXD_{xyk} = FMXSE_{xy} + \sum_{m=1}^k FMAX_{xym}$$

- *Simetria de capacidades dos troncos de transmissão entre regiões  $x$  e  $y$ :*

$$FMAX_{xyk} = FMAX_{yxk}$$

- *Fluxos de potência de ponta e de energia, entre regiões  $x$  e  $y$ , no período  $k$ , no período hidrológico crítico, limitados pela capacidade de transmissão, entre as regiões  $x$  e  $y$ , no período  $k$ :*

$$FP_{xyk} \leq FMAXD_{xyk} \text{ e } FE_{xyk} \leq FMAXD_{xyk}$$

- Fluxos de potência de ponta e de energia, entre regiões  $x$  e  $y$ , no período  $k$ , no com hidrologia média, limitados pela capacidade de transmissão, entre as regiões  $x$  e  $y$ , no período  $k$ :

$$FMP_{xyk} \leq FMAXD_{xyk}$$

$$FME_{xyk} \leq FMAXD_{xyk}$$

- Relações de compatibilidade de energia e ponta, do projeto  $j$  no período  $k$ :

$$PD_{jk} = \frac{EFT_j}{FC_j} x_{jk} + \left( CAP_j - \frac{EFT_j}{FC_j} \right) y_{jk}$$

$$EF_{jk} = EFT_j x_{jk}, \text{ sendo: } 0 \leq x_{jk} \leq 1, 0 \leq y_{jk} \leq 1, \text{ e se } y_{jk} > 0 \Rightarrow x_{jk} = 1$$

- Energia média disponível pelo projeto  $j$  no período  $k$ :

$$EM_{jk} = EFT_j x_{jk} + \left( CAP_j - \frac{EFT_j}{FC_j} \right) FM_j y_{jk}, \text{ sendo que para projetos}$$

termoelétricos e reversíveis o segundo termo é nulo, pois  $CAP_j = \frac{EFT_j}{FC_j}$ .

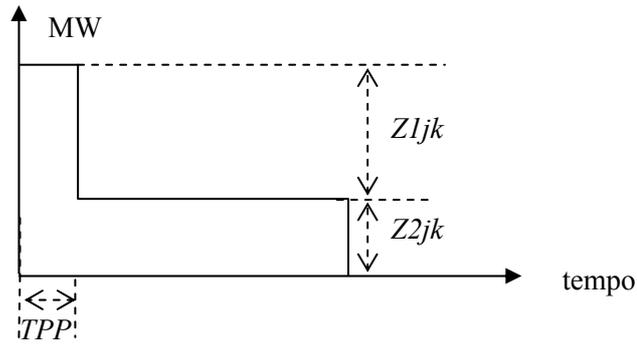
- Despacho de potência a dois patamares:

$$MFP_{ik} = \frac{ME_{ik} - TPP * MP_{ik}}{(1 - TPP)}, \text{ onde a curva LDC, de dois patamares tem a}$$

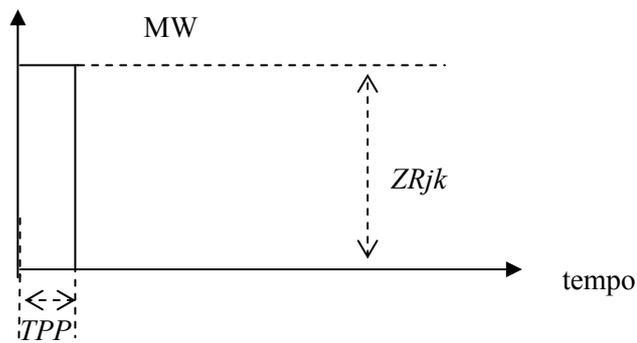
forma indicada na figura seguinte:



- *Curvas típicas de geração dos projetos hidroelétricos e termelétricos:*



- *Curvas típicas de geração dos projetos usinas reversíveis:*



- *Limites de disponibilidade de potência por projeto  $j$ , no período  $k$ :*

$$Z1_{jk} + Z2_{jk} \leq AVL_j PD_{jk}, \text{ para os projetos hidroelétricos e termelétricos;}$$

$$ZR_{jk} \leq AVL_j PD_{jk}, \text{ para os projetos usinas reversíveis.}$$

- *Atendimento aos requisitos de potência na região  $i$  no período  $k$ :*

$$\sum_{j \in H_i \cup T_i} (Z1_{jk} + Z2_{jk}) + \sum_{j \in R_i} ZR_{jk} + \sum_{x=1}^N (1 - pe_{xi}) FMP_{xik} - \sum_{x=1}^N FMP_{ixk} \geq MP_{ik}$$

$$\sum_{j \in H_i \cup T_i} Z2_{jk} - \sum_{j \in R_i} \left( \frac{TPP}{(1 - TPP)\eta_j} \right) ZR_{jk} + \sum_{x=1}^N (1 - pe_{xi}) FME_{xik} - \sum_{x=1}^N FME_{ixk} \geq MFP_{ik}$$

- *Limitação de energia média :*

$$Z1_{jk} TPP + Z2_{jk} \leq EM_{jk}, \text{ para os projetos hidroelétricos e termelétricos;}$$

$$ZR_{jk} TPP \leq EF_{jk}, \text{ para os projetos usinas reversíveis.}$$

- *Limitação de geração mínima de energia:*

$$Z1_{jk} TPP + Z2_{jk} \geq FCMIN_j PD_{jk}, \text{ para os projetos hidroelétricos e termelétricos.}$$

3. A função-objetivo a minimizar, adotada pelo Modelo DESELP, é o valor presente do *custo do plano de expansão* para todo o horizonte de planejamento, que é trazido a valor de um determinado ano de referência, sob uma taxa de desconto  $\alpha$ .

$$\text{Min } Z = \frac{1}{(1 + \alpha)^\beta} \sum_{k=1}^N \frac{1}{(1 + \alpha)^{NA(k-1)}} CA_k,$$

onde:

$$CA_k = \sum_{j \in P} EF_{jk} cf_j + \sum_{j \in P} \left( CAP_j - \frac{EFT_j}{FC_j} \right) y_{jk} cp_j + \sum_{j \in T} (Z1_{jk} TPP + Z2_{jk}) cc_j + \\ + \sum_{x=1}^N \sum_{y=1}^N (FMAXD_{xyk} - FMXSE_{xy}) ct_{xy}, \text{ sendo:}$$

$cf_j = (I_j FRC_j (1 + JDC_j) + (EFT_j / FC_j) * 10^{-3} * COM_j) / EFT_j$ , em \$/MW, associado à energia firme do projeto  $j$  (investimento  $I_j$  e operação e manutenção O&M);

$cp_j = 10^{-3} (CCP_j * FRC_j + COMP_j)$ , em \$/MW, associado ao custo (investimento e operação e manutenção) da adicional do projeto  $j$  (aplicável, apenas, aos projetos hidroelétricos);

$cc_j = 8760 * 10^{-6} * CCOMB_j$  em \$/MW, associado ao custo do combustível (aplicável, apenas, aos projetos termoeletricos);

$ct_{xy} = 10^{-3} (CT_{xy} * FRC_t + COMT_t)$ , em \$/MW, associado ao (investimento e operação e manutenção) das ampliações dos troncos de transmissão.

TRINKENREICH *et al.* (1980) registram que o número máximo de restrições é dado pela expressão:

$$2UP + 4R^2P + (H+T) + (P-1)U,$$

onde:

U = número total de projetos de geração,

P = número de períodos

R = número de regiões,

H = número de projetos hidroelétricos,

T = número de projetos termoeletricos.

Assim, para um estudo de um sistema composto de 5 regiões, 5 períodos (25 anos de horizonte de planejamento) e 80 projetos candidatos, o número máximo de equações de restrições, será 2020, que já torna o problema de relativo grande porte, o que evidencia a complexidade de tratamento de sistemas hidrelétricos e formados por várias regiões elétricas interligadas ou interligáveis.

**Anexo IV: HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS DO RIO SÃO FRANCISCO**  
**EM SOBRADINHO – m3/s – Período 1929/2003**

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1929	5315	5911	7381	6333	3668	2443	2081	1775	1517	1192	1629	4121	3614
1930	3696	3653	3658	2803	2070	1550	1322	1144	996	934	2884	4956	2472
1931	4674	4803	6628	7331	4465	2395	1867	1617	1446	1373	1933	2205	3395
1932	4034	4529	3211	1974	1422	1289	1173	993	902	980	2104	3592	2184
1933	5011	5513	3426	2690	1902	1354	1248	1070	912	1192	1796	3334	2454
1934	6107	4220	2295	1613	1782	1165	994	894	796	874	902	1603	1937
1935	4517	5439	5406	4714	3737	2008	1554	1234	1053	1077	1175	2583	2875
1936	2693	2661	4171	2761	2107	1297	1089	931	858	884	1595	2721	1981
1937	4640	5595	4239	2885	2234	1452	1228	1034	897	917	2392	4700	2684
1938	6305	4234	3847	2369	1611	1417	1155	1031	954	911	1536	2955	2360
1939	5093	5895	4888	2153	1625	1256	1104	1033	933	1282	1017	1705	2332
1940	3101	4736	5497	4295	1911	1413	1185	1052	858	923	2135	3790	2575
1941	5002	4420	4129	4789	2718	1656	1420	1257	1019	1134	1667	2312	2627
1942	4621	4417	5274	3357	2271	1544	1297	1114	1021	1321	2271	5167	2806
1943	6183	9463	7963	5094	2878	2110	1771	1519	1286	1391	2202	5147	3917
1944	6325	4860	4746	3726	2515	1735	1465	1275	1100	959	1649	3845	2850
1945	5629	6941	7969	7147	8760	3936	2588	2075	1700	1975	3264	5590	4798
1946	7281	10073	4592	5588	3578	2450	2006	1722	1494	1515	2168	3766	3853
1947	3746	5139	5702	7280	4315	2350	1939	1623	1610	1433	3109	4245	3541
1948	6340	4517	5418	4013	2207	1843	1578	1356	1203	1321	1501	5152	3037
1949	7846	9216	13040	7131	3496	2586	2151	1817	1544	1461	2925	2941	4680
1950	4447	4712	3457	3780	2617	1739	1512	1301	1072	1262	2135	4124	2680
1951	4175	4152	4435	4851	2518	1842	1483	1272	1099	1023	938	1638	2452
1952	3306	4714	5788	6934	3253	1967	1600	1307	1188	1132	1778	3389	3030
1953	3559	1789	2681	3736	1930	1303	1103	967	852	1156	1407	3185	1972
1954	4401	2775	2776	2425	1439	1195	974	847	710	640	876	3540	1883
1955	2306	4047	2161	2611	1432	1067	894	782	671	655	1973	3301	1825
1956	5366	2211	4581	2538	1768	1634	1320	1061	897	835	1464	3683	2280
1957	5944	7114	6899	7959	5810	2762	2027	1638	1366	1516	1411	4338	4065
1958	3619	5208	3381	3099	2415	1691	1406	1414	1121	1512	1833	1794	2374
1959	3597	3655	3490	2702	1357	1132	1008	898	813	841	1595	2707	1983
1960	3287	5725	6119	6052	2461	1757	1380	1143	970	894	1071	4167	2919
1961	5323	6270	5593	3445	2395	1745	1349	1159	972	880	1018	1583	2644
1962	3183	4800	3643	2829	2048	1640	1526	1080	841	1108	1787	3241	2311
1963	5965	6776	3580	1729	1418	1133	1021	903	786	689	924	1127	2171
1964	3528	7716	5404	2713	1648	1214	1009	932	746	805	2829	4148	2724
1965	5082	5655	6268	6178	2910	1871	1527	1269	1030	1460	2630	4122	3334
1966	4434	6989	6760	4481	2571	1917	1505	1322	1059	1272	1996	2782	3091
1967	5106	5105	4351	3775	2529	1598	1421	1351	1210	1136	1756	3800	2762
1968	5970	4441	6461	5223	2343	1654	1418	1277	1206	1264	1718	4322	3108
1969	3148	3920	3842	2361	1682	1212	1119	1005	831	940	2366	4775	2267
1970	5909	6559	4792	2675	1959	1421	1143	1002	1156	1565	2830	2672	2807
1971	1722	1467	1693	1432	1121	950	894	747	690	1080	2182	6257	1686
1972	5150	2981	3509	3049	1809	1254	1127	1010	825	1268	1879	4029	2324
1973	4800	3880	3418	4611	2191	1554	1311	1026	888	1196	3007	4377	2688
1974	4696	3341	3284	5232	2992	1830	1486	1250	1058	1161	1877	2349	2546
1975	4230	4180	2427	2468	1951	1233	1132	955	742	1008	2252	2766	2112
1976	2128	2001	2187	1826	1092	1085	851	847	1031	1420	2234	4825	1794
1977	4751	6278	2358	2147	1875	1355	1147	933	867	1188	1379	2708	2249
1978	5561	5227	6502	4274	2591	2193	1615	1350	1140	1326	1899	3601	3107
1979	5740	9301	15364	6666	3349	2679	2031	1700	1631	1587	2748	3101	4658
1980	5472	9415	10501	4409	3190	2200	1961	1634	1426	1455	1843	4164	3973
1981	5706	4862	2848	5484	2789	2203	1639	1412	1259	1698	3942	6366	3351
1982	6757	8455	6786	7129	3593	2693	2037	1732	1543	1459	1600	1868	3804
1983	3985	7394	9868	6869	4153	2600	2294	1744	1579	1992	3443	5970	4324
1984	6468	3020	2599	3382	1947	1437	1239	1083	1237	1347	1626	3823	2434
1985	5116	8340	6266	4775	2465	1795	1464	1278	1169	1459	1957	2887	3248
1986	6518	7222	4724	2186	1823	1413	1240	1212	1149	944	1147	1686	2605
1987	3263	2745	2385	2833	1635	1207	982	845	744	911	1382	3783	1893
1988	5485	3542	4297	2840	1840	1277	1026	904	809	899	1546	2350	2235
1989	3707	2488	3051	1738	1198	976	940	880	858	971	1702	4436	1912
1990	9475	3325	3281	2033	1470	1166	1121	969	967	863	1234	1537	2287
1991	3087	5456	4698	5730	2375	1553	1203	1013	879	1273	1919	2996	2682

1992	4059	9713	13254	3689	2863	1892	1585	1351	1186	1679	4168	4549	4166
1993	5878	4531	4437	2774	1992	1610	1330	1097	980	1199	1134	1820	2399
1994	5681	4839	4786	4992	2135	1662	1365	1099	939	842	988	3057	2699
1995	2950	2777	2923	2742	1776	1242	1010	865	706	797	1762	2780	1861
1996	4811	2106	2141	1642	1219	988	782	726	681	758	1488	3360	1725
1997	6520	4858	4440	4211	2512	1839	1367	1076	890	962	1157	3333	2764
1998	3416	3369	3536	1821	1294	1161	893	796	674	966	1969	3233	1927
1999	3177	1697	4376	2426	1276	963	858	731	633	693	1466	3283	1798
2000	4300	5382	4513	3627	1754	1265	1051	904	988	830	1650	3637	2492
2001	3374	1767	1793	1388	959	904	769	704	713	884	1215	2248	1393
2002	4561	4932	3987	2369	1249	1032	861	739	657	782	1134	2032	2028
2003	4645	4817	2678	2999	1474	1143	924	810	794	657	937	1832	1976
<b>MAX</b>	<b>9475</b>	<b>10073</b>	<b>15364</b>	<b>7959</b>	<b>8760</b>	<b>3936</b>	<b>2588</b>	<b>2075</b>	<b>1700</b>	<b>1992</b>	<b>4168</b>	<b>6366</b>	<b>4798</b>
<b>MIN</b>	<b>1722</b>	<b>1467</b>	<b>1693</b>	<b>1388</b>	<b>959</b>	<b>904</b>	<b>769</b>	<b>704</b>	<b>633</b>	<b>640</b>	<b>876</b>	<b>1127</b>	<b>1393</b>
<b>MED</b>	<b>4760</b>	<b>5017</b>	<b>4865</b>	<b>3839</b>	<b>2370</b>	<b>1641</b>	<b>1353</b>	<b>1159</b>	<b>1027</b>	<b>1136</b>	<b>1867</b>	<b>3412</b>	<b>2704</b>

### Síntese Gráfica da Série Hidrológica

