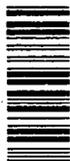


UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

O Planejamento da Geração de Energia Elétrica
através de uma Metodologia de Análise Hierárquica por
Similaridade com as Restrições do Sistema

Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina
para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Produção

EDVALDO ALVES DE SANTANA



0.221.347-2

UFSC-BU

Florianópolis, janeiro de 1994

O Planejamento da Geração de Energia Elétrica
através de uma Metodologia de Análise Hierárquica por
Similaridade com as Restrições do Sistema

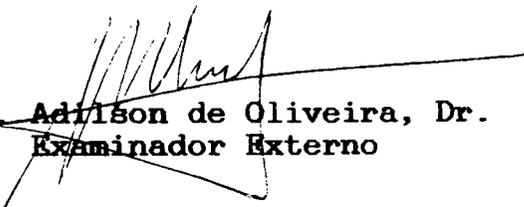
EDVALDO ALVES DE SANTANA

Esta Tese foi Julgada adequada para a obtenção do título de
DOUTOR EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
e aprovada em sua final Programa de Pós-Graduação

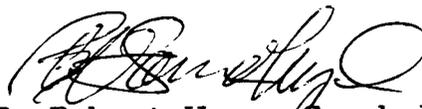
BANCA EXAMINADORA

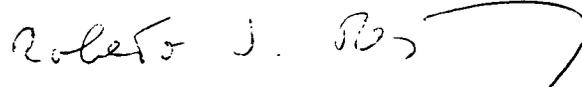

Prof. Osmar Possamai, Dr.
Coordenador do Curso


Prof. Cristiano José C. A. Cunha, Dr.
Orientador


Prof. Adilson de Oliveira, Dr.
Examinador Externo


Eng. João José Cascaes Dias, Dr.
Examinador Externo


Prof. Robert Wayne Samohyl, Ph.D.


Prof. Roberto Iazlovitch Besnosik, Ph.D.


Prof. Abelardo Alves de Queiroz, Dr.
Moderador

À Beatriz,
Vinícius, Thiago e Renata
com muito amor.

AGRADECIMENTOS

- ⇒ A **quem** não mediu esforços para que a partir da sua orientação este trabalho não se tornasse o óbvio.
- ⇒ **Aqueles** que tiveram paciência para escutar os meus desabafos e apontaram caminhos consistentes para o sucesso da Tese.
- ⇒ **Aqueles** que, por entenderem a aleatoriedade das máquinas e a importância do meu trabalho, nunca negaram o apoio logístico nos momentos mais necessários.
- ⇒ A **quem** aumentou a sua carga de trabalho para que eu pudesse dedicar-me exclusivamente à Tese.
- ⇒ **Aqueles** que dedicaram uma parte do seu tempo de trabalho para discutir os aspectos práticos desta Tese.
- ⇒ Ao **estímulo** de todos **aqueles** que, muitas vezes involuntariamente, acabaram contribuindo com este trabalho.
- ⇒ E, finalmente, **aqueles** que abriram mão da minha presença em momentos importantes e decisivos, sem o que este trabalho não teria alcançado êxito.

RESUMO

O uso do princípio de múltiplos critérios para definição de estratégias associadas à evolução do parque gerador de eletricidade é a proposta desta Tese. Na prática, o planejamento da expansão de sistemas tem sido uma das etapas mais vulneráveis do processo de decisões de investimentos do setor elétrico. Isto decorre, principalmente, das exigências de incorporação de novas e importantes variáveis, sobretudo em um sistema predominantemente hidráulico tal como o brasileiro. Além das já conhecidas limitações financeiras, várias são as restrições que o setor vem enfrentando para implementar os seus programas de obras, os quais têm na minimização do custo total o critério básico de escolha dos aproveitamentos mais atrativos. Dentre outras restrições, destacam-se: os impactos ambientais; os reflexos das usinas sobre a população potencialmente atingida; e a baixa flexibilidade dos aproveitamentos hidráulicos frente às mudanças de cenários.

Neste contexto, o desenvolvimento de uma metodologia - denominada de **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema (MAHRS)** - que permita a priorização de um elenco de restrições e assegure o uso das mesmas para estabelecer trajetórias de expansão para o parque gerador brasileiro, é o principal objetivo deste trabalho.

A adaptação dos fundamentos da teoria das restrições ao problema de planejamento em questão, o uso combinado dos modelos **AHP** e **TOPSIS** na determinação de seqüências de investimentos em geração e a criação de mecanismos que assegurem a definição de estratégias de investimentos robustas, foram os mais importantes resultados deste trabalho.

ABSTRACT

The objective of this Thesis is to show the utilization of **multiple criteria theory** for the definition of strategies concerning the expansion of evolution of electric utility plants. In reality, the planning of the expansion of electric power systems has been one of the most vulnerable steps in the process of decisions of investments of the sector. This is because of the needs of addition of new and important variables, namely in one system mainly hidropowered such as Brazilian.

Besides the well known financial restrictions, there are several obstacles to the implementation of the investment programs of the sector the latter is longely based on criterio of cost-minimization of system expansion. There are others constraints which need to be taken into account, including: environmental impacts, the utilities influence on the population affected and the low flexibility of the hydropower systems to changing of scenarios.

Therefore, the main objective of the Thesis is the development of a methodology - **Methodology of Hierarchy Analysis by Similarity with System Constraints (MAHRS)** - which ranks a set of restrictions and incorporate them to establish trajectories of the expansion of the Brazilian electric power system.

The most important results of the work were the adaptation of aspects of the theory of constraints to the problem in question, the combined use of the AHP and TOPSIS models for the definition of generation ranking investments and the creation of mechanisms to define robust investment strategies.

Lista de Tabelas

- Tabela 5.1 - Matriz de Decisão do Exemplo Hipotético**
- Tabela 5.2 - Matriz de Decisão Normalizada e Ponderada**
- Tabela 5.3 - Distâncias das Soluções Hipotéticas**
- Tabela 5.4 - Distâncias com Base nas Equações do SMART**
- Tabela 5.5 - Desempenho das Alternativas frente aos Critérios**
- Tabela 7.1 - Fator de Carga Médio das Regiões Interligadas**
- Tabela 7.2 - Área Alagada v. Capacidade Instalada de Geração**
- Tabela 8.1 - Matriz de Decisão - Usina versus Restrições**
- Tabela 9.1 - Contribuição em Relação à Restrição**
- Tabela 10.1 - Características Básicas das Usinas**
- Tabela 10.2 - Comparação das Restrições**
- Tabela 10.3 - Matriz de Decisão (Base)**
- Tabela 10.4 - Distâncias às Soluções Hipotéticas**
- Tabela 10.5 - Teste de Inversão do Ranking com a MAHRS**
- Tabela 10.6 - Matriz de Decisão Modificada**
- Tabela 10.7 - Distâncias Relativas - Modificadas**

Lista de Abreviaturas e Siglas

- ABAL - Associação Brasileira do Alumínio
- ABCE - Associação Brasileira dos Concessionários de Energia Elétrica
- ABICOLOR - Associação Brasileira de Indústrias de Álcalis e Cloro Derivado
- ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia
- ABRAFE - Associação Brasileira de Ferros e Ligas
- ABRANFE - Associação Brasileira de Metais não Ferrosos
- ACESA - Associação Nacional das Empresas Estaduais de Energia Elétrica
- AEDENNE - Associação das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica do Norte e Nordeste
- AHP - Analytic Hierarchy Process
- AMFORP - American Foreign Bond and Share Company
- ASP - Associação das Siderúrgicas Privadas
- BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento
- BIRD - Banco Interamericano de Reconstrução e Desenvolvimento
- BNDE - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
- CAEEB - Companhia Auxiliar das Empresas de Energia Elétrica Brasileiras
- CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica
- CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina
- CEPEL - Centro de Pesquisa da Eletrobrás
- CESP - Companhia Energética de São Paulo
- CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco
- CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
- CRAB - Comissão Regional dos Atingidos pelas Barragens
- DCF - Fluxo de Caixa Descontado
- DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
- EBASCO - Electric Bond and Share Company
- ELECTRE - Elimination and Choice Translating Reality
- ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
- ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
- FMS - Sistema de Fabricação Flexível

SUMÁRIO

	Pg.
Agradecimentos	iv
Resumo	v
Abstract	vi
Lista de Tabelas	vii
Lista de Abreviaturas e Siglas	viii
PARTE I - INTRODUTÓRIA	
CAPÍTULO 1	
INTRODUÇÃO	
1.1. A Relevância do Problema	1
1.2. Objetivos	4
1.3. Metodologia	6
1.4. Estrutura do Trabalho	8
CAPÍTULO 2	
2. PANORAMA HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO ELÉTRICO BRASILEIRO	10
2.1. Períodos Marcantes na Evolução do Setor	10
2.2. O Primeiro Período	11
2.3. O Segundo Período	16
2.3. O Terceiro Período	22
PARTE II - REFERENCIAL TEÓRICO	
CAPÍTULO 3	
3. MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS	26
3.1. Características dos Métodos Tradicionais	26
3.2. Principais Críticas aos Métodos Tradicionais	29
3.2.1. Quantificação das Variáveis	29
3.2.2. Determinação da Taxa de desconto	35
3.2.3. O Tratamento do Risco e da Incerteza	43
CAPÍTULO 4	
4. TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO APLICADAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS	49
4.1. Considerações Gerais	49
4.2. O Pioneirismo dos Modelos das Décadas de 50 e 60	49
4.3. A Ampliação do Contexto nos Anos Seguintes	50
4.4. Os Anos 90 e a Importância dos Aspectos Ecológicos	59
4.5. Racionalidade Limitada	63
4.6. Considerações Finais	67

CAPÍTULO 5	
5. MÉTODOS DE MÚLTIPLOS CRITÉRIOS	70
5.1. Considerações Gerais	70
5.2. Características mais Importantes	70
5.3. Metodologias Genéricas de MCDM	73
5.4. Métodos de Atribuição de Pesos	82
5.5. Algumas Aplicações de MCDM em Sistemas Elétricos	94
5.6. Considerações Finais	100
CAPÍTULO 6	
6. TEORIA DAS RESTRIÇÕES	103
6.1. Considerações Gerais	103
6.2. Fundamentos da Teoria das Restrições	104
6.3. Evolução Recente	109
6.4. Considerações Finais	111
PARTE III - A METODOLOGIA DE ANÁLISE HIERÁRQUICA	
CAPÍTULO 7	
7. AS MÚLTIPLAS RESTRIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO	113
7.1. Considerações Gerais	113
7.2. Restrições Técnico-Operacionais	113
7.3. Restrições Ambientais	117
7.4. Perfil Sócio-Econômico	125
7.5. Questões Políticas no Setor Elétrico	129
7.6. Restrições Financeiras do Setor Elétrico	138
7.7. Considerações Finais	140
CAPÍTULO 8	
8. PRIORIZANDO ATRAVÉS DAS RESTRIÇÕES E MÚLTIPLOS CRITÉRIOS	143
Introdução	143
8.1. Formulando o Problema em Termos da TOC	143
8.2. Universo de Decisão da MAHRS	148
8.3. Contribuição para a Performance do Concessionário	162
8.4. A Sensibilidade do Vetor de Priorização π^*	166
8.5. Considerações Finais	169
CAPÍTULO 9	
9. A MAHRS E AS SUAS RELAÇÕES COM O AHP, TOPSIS E A TOC	171
Introdução	171
9.1. O Modelo de Saaty e o TOPSIS	172

9.2. A Necessidade de Focalizar as Restrições	176
9.3. A Adequabilidade das Soluções	186
9.4. Considerações Finais	188
PARTE IV - APLICAÇÃO, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	
CAPÍTULO 10	
10. APLICAÇÃO DA MAHRS NA PRIORIZAÇÃO DE USINAS NA REGIÃO SUL	190
Introdução	190
10.1. Caracterização dos Cenários e Definição do Conjunto de Opções de Geração	192
10.2. Priorização das Restrições e das Usinas	197
10.3. Testando a Robustez da Estratégia de Expansão	202
CAPÍTULO 11	
11. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	208
CAPÍTULO 12	
12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	216
APÊNDICE	

PARTE I - Introdutória

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. A Relevância do Problema

A partir do primeiro choque do petróleo em 1973 e do agravamento das restrições de recursos financeiros no início da década de 80, o planejamento da expansão de sistemas elétricos, que já era um problema de difícil solução, tornou-se uma questão demasiadamente complexa.

Para resolver este problema, o uso intensivo das técnicas de pesquisa operacional pareceu ser a saída mais adequada, em razão das aparentes facilidades que tais técnicas de programação matemática colocaram à disposição dos planejadores. Apesar disso, nem sempre os resultados indicados eram aceitos pelos decisores e, quando acatados, os desvios entre o planejado e o alcançado chegavam a níveis que não correspondiam aos resultados do uso das mesmas técnicas em problemas menos complexos (Lee, 1989).

Ao mesmo tempo, os métodos tradicionais de análise de investimentos - Valor Presente, Taxa Interna de Retorno, Custo Anual, por exemplo - ainda se constituíam em importantes ferramentas para priorização de empreendimentos em sistemas elétricos nas mais diversas partes do mundo.

Estudos efetuados pelo Banco Mundial no final da década passada considerando um conjunto de 40 grandes projetos hidrelétricos em vários países, apontavam resultados assustadores no que se refere aos atrasos nos cronogramas das obras - que ultrapassava 60% para 40% dos projetos - e os conseqüentes aumentos dos custos dos empreendimentos - que estiveram entre 25 e 100% para 30% dos projetos analisados (Mason et al, 1988).

No caso brasileiro, os problemas são relativamente mais graves do que os dados acima mencionados. Atualmente existem quase duas dezenas de usinas paralisadas e algumas delas - Ilha Grande, Candiota III e Jacuí, apenas para citar as localizadas na região Sul - onde já foram investidos centenas de milhões de dólares, têm com poucas chances de terem seus cronogramas retomados a um ritmo normal até o final deste século.

Apenas a Eletrosul, empresa federal supridora de energia elétrica na região Sul, já comprometeu cerca de US\$ 1,75 bilhões em usinas para as quais não se tem uma data definitiva de operação comercial, com exceção da térmica de Jorge Lacerda que pode ser comissionada até meados de 1995.

O fim do regime autoritário e o crescimento acelerado dos movimentos internacionais em defesa do meio ambiente, dificultaram mais ainda o equacionamento do problema da definição dos programas de obras de geração de eletricidade. Assim, como se não bastassem as limitações financeiras que impediam o cumprimento dos planos de expansão, o setor elétrico passou a conviver com outro tipo de restrição - a de meio ambiente - que em diversos casos tornou-se muito mais importante que os aspectos orçamentários.

Os transtornos financeiros e sociais causados pelo tratamento inadequado das questões ambientais evidenciam as fragilidades da sistemática atual de planejamento da expansão. Alguns casos podem ser aqui destacados: as usinas de Tucuruí e Balbina cujos reservatórios são responsáveis pelo alagamento de mais de 4.700 km² na região Amazônica, com graves conseqüências para os grupos indígenas, para a qualidade da água e eventuais alterações climáticas; as improvisações na condução dos problemas de meio ambiente relativos às usinas de Sobradinho e Itaparica, no Nordeste; e os conflitos que têm marcado as tratativas para o equacionamento dos mesmos problemas nos aproveitamentos da bacia do Rio Uruguai, são exemplos¹ concretos de situações em que as questões ambientais causaram sérios danos sociais (para a população atingida) e financeiros para o setor elétrico.

Paralelamente ao crescimento da importância das questões ambientais na definição das estratégias de expansão do parque gerador brasileiro, um outro grupo de interesses passou a exercer significativas pressões nos ritmos dos cronogramas de diversas obras de hidrelétricas. Mais organizados nas regiões sul e sudeste, os grupos de defesa das populações atingidas pelas

¹No Capítulo 7 desta Tese as restrições relacionadas aos impactos ambientais serão mais detalhadas.

barragens, são hoje atores importantes no processo de decisão acerca da escolha da melhor trajetória de expansão para o setor.

Estudos elaborados para a Eletrobrás no final da década passada, sinalizam que para elevar a capacidade instalada de geração em cerca de 52.000 MW até o ano 2000, será necessário o alagamento de mais 26.000 km², a relocação de pelo menos 370.000 pessoas e serão afetadas de forma indireta mais de 9 milhões de pessoas (FUNDAP apud Santos, 1991).

Soma-se aos dois fatores - meio ambiente e impactos sócio-econômicos citados nos parágrafos precedentes - outros aspectos relevantes: (1) a queda de qualidade pela falta de novos investimentos; (2) a falência do arranjo institucional do setor elétrico; (3) a baixa margem de flexibilidade dos grandes aproveitamentos hidrelétricos à mudanças de cenários; (4) as dificuldades de interligação das usinas da Região Norte aos centros de carga; (5) a forte pressão dos cartéis de engenharia e construção; e (6) a crise financeira dos concessionários estatais. O resultado dessa consolidação de obstáculos é um problema de difícil equacionamento pelas técnicas de otimização, ou pelos métodos tradicionais de análise de investimentos.

A opinião de especialistas em planejamento de sistemas elétricos é uma informação relevante no contexto do problema:

"Como essa realidade afeta a metodologia tradicional que as empresas do setor utilizam? Estamos acostumados, talvez por sermos engenheiros, a enfrentar os aspectos da natureza, somos aptos para representar modelos de aflúências e para modelar, com muito cuidado, todo o aspecto da evolução dos reservatórios ao longo do tempo para várias distribuições. (...) Mas a verdade é que para outros aspectos que não são da natureza e que envolvem aspectos econômicos, políticos e sociais, temos ferramentas mais pobres. Temos até aversão a lidar com essas coisas, dado que fogem da maneira de pensar do engenheiro" (Pereira, 1991, p. 38).

Ele acrescenta,

"O objetivo tradicional, minimizar custo, de certa forma não faz mais sentido. Existem outros objetivos tão importantes e conflitantes com esse objetivo principal que têm que ser considerados. Por exemplo: impacto ambiental, aspectos financeiros e a inserção regional. O importante é que esses objetivos não

podem ser simplesmente somados e fazer uma função agregada única"(Pereira, 1991, p. 39).

Estes comentários do Prof. Mário Veiga F. Pereira, pesquisador do CEPEL e um dos mais destacados especialistas em planejamento da expansão de sistemas elétricos, deixam claras as preocupações quanto ao uso das técnicas convencionais no problema de planejamento da expansão do setor. Além disso, fica evidente a necessidade do desenvolvimento de procedimentos que permitam a abordagem de tal problema de maneira que abranja todos os pontos de vista possíveis, isto é, considerando-se os diversos critérios de avaliação.

1.2. Objetivos

Normalmente, a seleção das opções tecnológicas para geração de energia elétrica, é levada a efeito considerando-se os reflexos puramente econômicos das usinas de um dado conjunto. Em outras palavras, a decisão consiste basicamente em optar entre um volume de capital elevado no início da vida útil dos aproveitamentos (combinado com custos de operação menores), ou investimentos menores de imediato associados com custos de operação mais elevados durante a utilização da usina.

Entretanto, o volume de recursos financeiros envolvidos, os reflexos das decisões do setor elétrico sobre o resto da economia e o reduzido controle do planejador sobre o futuro, aumentam a complexidade do problema. Ademais, a impossibilidade de equacionamento, em um médio prazo, dos desequilíbrios econômico-financeiros dos concessionários, condiciona o sucesso das decisões a uma política de investimento que destaque a capacidade dos programas de obras em se adaptarem às turbulências que têm marcado as ações do setor elétrico nos últimos anos.

Os modelos aplicados, embora utilizem modernas técnicas de otimização, nem sempre são capazes de resolver o problema em toda sua amplitude. O zelo excessivo em adaptar o problema à técnica utilizada, acaba prejudicando os seus resultados.

Esta Tese de Doutorado é uma passo a mais na direção de uma metodologia apropriada às características do problema da determi-

nação de trajetórias de investimentos em sistemas elétricos. Com este fim promove-se uma avaliação dos métodos tradicionais, discute-se os seus resultados e é apresentada uma solução alternativa sustentada, principalmente, pelo princípio de abordagem de problemas complexos através de múltiplos critérios.

Em termos analíticos, este estudo consiste em demonstrar a importância do uso de métodos de múltiplos critérios no planejamento de sistemas elétricos, apresentando as suas vantagens quando aplicados em problemas cujos interesses são conflitantes, nem sempre quantificáveis e que normalmente abrangem aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais, que por sua vez podem ser traduzidos em obstáculos à escolha de estratégias de expansão.

Neste sentido, o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia que incorpore os princípios da Teoria das Restrições aos conceitos de avaliação através de múltiplos critérios e que se preste para a priorização de investimentos em geração de energia elétrica, nos ciclos de planejamento de médio e curto prazos, é o objetivo geral desta Tese de Doutorado.

Tal metodologia, denominada de **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema - MAHRS** - além de apropriada à resolução de problemas com as características apresentadas nos parágrafos acima, permite que, no transcorrer do processo de avaliação de estratégias de investimentos, seja possível testar a consistência do julgamento do planejador.

Sob o ponto de vista específico este estudo tem ainda os seguintes objetivos: (1) análise crítica dos modelos tradicionais de avaliação de investimentos e das técnicas de otimização aplicadas em sistemas elétricos; (2) discussão do estado da arte dos métodos de múltiplos critérios; (3) detalhamento dos princípios básicos da teoria das restrições e uma análise da sua aplicabilidade em um ambiente não fabril; (4) apresentação da importância dos métodos de múltiplos critérios na priorização das restrições; e (5) avaliação da importância da metodologia desenvolvida no apoio às decisões de investimentos em geração de eletricidade.

1.3. Metodologia

De uma maneira geral esta Tese utiliza fontes de informações de diferentes naturezas, dependendo das especificidades dos assuntos tratados. Assim, a elaboração do referencial teórico foi levada a efeito a partir de uma extensa análise bibliográfica - envolvendo artigos, livros, relatórios oficiais e outras fontes secundárias - o que permitiu retratar os aspectos conceituais e práticos dos métodos em discussão.

Para a realização do estudo de caso foram coletados dados e informações correntes no setor elétrico, publicadas em relatórios técnicos e gerenciais e, de forma especial, procurou-se fundamentar a composição de tal aplicação em uma série de encontros com especialistas em planejamento do setor elétrico, nos seus mais diversos segmentos.

O desenvolvimento e a aplicação de procedimentos - que sirvam para auxiliar nas decisões de investimentos - fundamentados nos métodos de múltiplos critérios, implica em mudanças na sistemática atual do planejamento da expansão e, portanto, na necessidade de se justificar o significado de tais mudanças.

Por isso, a primeira etapa da seqüência metodológica adotada para se alcançar os objetivos propostos, consistiu na análise da evolução histórica do setor elétrico, com ênfase especial aos seus fatos mais marcantes, sobretudo no que se relaciona aos fatores que interferem nas decisões de investimentos no parque gerador.

Por outro lado, procurou-se reproduzir através de uma revisão bibliográfica abrangente, os aspectos teóricos e práticos associados aos métodos de análise de investimentos e às técnicas de programação matemática, indicando as suas principais características, as transformações no decorrer do tempo e as suas principais vulnerabilidades na resolução do problema em questão. Neste último caso, utilizou-se de alguns fatos concretos, da experiência de diversos autores e do confronto com os princípios da racionalidade limitada.

Uma análise cuidadosa dos métodos de tomada de decisão com múltiplos critérios foi uma etapa obrigatória do trabalho. Com este objetivo foram comparadas algumas das suas subdivisões, a

evolução histórica, os métodos mais conhecidos, os vários questionamentos entre as principais escolas e as suas aplicações em problemas relacionados a decisões de investimentos em sistemas elétricos.

Devido às suas facilidades para adaptar-se ao problema do planejamento da geração de eletricidade e à existência de um eficiente teste da consistência dos julgamentos das comparações entre alternativas, foi dada uma atenção especial ao "**Analytic Hierarchy Process**" desenvolvido por Thomas Saaty (1977), que se constituiu em um dos principais suportes teóricos para a **MAHRS**.

Os freqüentes insucessos na implementação dos programas de obras definidos de conformidade com o critério de mínimo custo, em geral são atribuídos às dificuldades dos concessionários em superar os seus obstáculos mais notáveis, onde se destacam os aspectos financeiros, as questões ambientais e sociais e os problemas tecnológicos, dentre outros.

Várias são as obras que estão ou foram adiadas em razão das limitações financeiras do setor (Itá, Jorge Lacerda IV e Angra II e III, por exemplo); ou que sofreram paralizações por pressões de grupos de defesa do meio ambiente e de proteção das populações atingidas pelas barragens (Itá, Machadinho, Jacuí, Itaparica e Sobradinho); e até que já foram abandonadas por qualquer dos motivos acima (Ilha Grande e Cararaô).

Na verdade, somando-se aos fatores acima um outro elenco de aspectos que podem ser tomados como obstáculos à otimização da expansão da capacidade instalada em termos de geração, tem-se um conjunto considerável de **restrições** que devem ser atendidas para que se tenha sucesso na implementação da seqüência de investimentos estabelecida. Por causa disso, optou-se pelo uso dos princípios da **Teoria das Restrições** para formular o problema de planejamento, o que exigiu, neste caso, um detalhamento de tal técnica através de uma revisão bibliográfica e da análise da sua aplicabilidade ao problema que se pretende resolver.

Na Teoria da Racionalidade Limitada foram encontrados os argumentos necessários para interligar a teoria das restrições com os métodos de múltiplos critérios. Isto porque, em problemas cujos interesses são irreconciliáveis e onde é impraticável a

otimização, é possível obter boas soluções transformando objetivos em restrições, o que significa torná-lo um problema de múltiplas restrições e sem função objetivo.

A identificação das múltiplas restrições do setor elétrico foi efetuada através de um diagnóstico, que se constituiu em um conjunto de fontes de informações importantes para o desenvolvimento da MAHRS. Tal metodologia, na prática, combina a Teoria das Restrições com o conceito do autovalor do modelo de Saaty (1977) para ordenar opções tecnológicas de geração de energia elétrica.

Ao adotar o princípio da relação de similaridade entre o conjunto de opções e as soluções hipotéticas ditas ideal e indesejável, a Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema permite ao planejador selecionar alternativas que se afastem de uma solução indesejável (pessimista) e se aproximem de uma solução ideal (otimista). Além disso, o uso desse princípio atribuído ao modelo TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution), assegura a não inversão do "ranking" das opções priorizadas, o qual tem sido objeto de críticas ao modelo de Saaty.

Finalmente, uma aplicação da MAHRS na priorização de um conjunto de usinas da Eletrosul, serviu para avaliar a sensibilidade da metodologia desenvolvida a diversos cenários alternativos e demonstrar a sua efetividade diante do problema que se pretendeu resolver.

1.4. Estrutura do Trabalho

Para facilitar a compreensão do conteúdo desta Tese, procurou-se estruturá-la de tal forma que os assuntos fossem dispostos por tipo e em ordem cronológica, sempre do geral para o particular. Isso resultou na organização do trabalho em quatro partes interligadas. A Parte I, introdutória, abrange este Capítulo e mais o Capítulo 2, onde é elaborada uma análise da evolução histórica do setor elétrico brasileiro, ressaltando aqueles aspectos que se identificam com os fatores que explicam as principais mudanças ocorridas até os dias atuais.

A segunda parte, que envolve quatro capítulos, contém a revisão bibliográfica dos métodos de análise de investimentos,

das técnicas de programação matemática, dos métodos de múltiplos critérios e dos fundamentos da Teoria das Restrições - nesta ordem. Com efeito, na Parte II deste estudo, principalmente nos Capítulos 5 e 6, é encontrado todo o referencial teórico necessário para o cumprimento do objetivo geral proposto.

Na Parte III, com três capítulos, encontra-se o desenvolvimento da **MAHRS** propriamente dita - Capítulos 8 e 9 - o que é precedido da análise das múltiplas restrições do setor elétrico brasileiro, no Capítulo 7.

Por último, na Parte IV, é elaborado um estudo de caso (no seu Capítulo 10), que consiste na priorização de um conjunto de usinas pertencentes à Eletrosul - como forma de avaliar a eficiência e aplicabilidade da **MAHRS** em um problema real - além das conclusões (separadas em aspectos teóricos e práticos) e as recomendações pertinentes para futuros trabalhos, contidas no Capítulo 11.

CAPÍTULO 2

2. PANORAMA HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste capítulo é apresentado um panorama da evolução do setor elétrico brasileiro¹, levando-se em conta os seus principais eventos. Isto abrange, por conseguinte, a formação das suas empresas - incluindo a respectiva composição acionária - e as mais importantes mudanças ocorridas até os dias atuais, notadamente no que se refere aos aspectos associados ao planejamento dos sistemas elétricos.

Dessa forma, o capítulo trata do relacionamento de fatos marcantes na história do setor, destacando-se os principais movimentos políticos e sociais relacionados ao aumento da capacidade instalada e à importância do mesmo como instrumento da política econômica de vários governos.

2.1. Períodos Marcantes na Evolução do Setor Elétrico

Cronologicamente, o setor elétrico brasileiro pode ser caracterizado em três períodos consecutivos. O primeiro deles, que durou até final da década de 50, se particularizou pela participação da iniciativa privada como principal agente no fornecimento de energia elétrica em várias regiões do Brasil. A segunda fase teve como seus fatos mais evidentes os seguintes: (i) a aceleração do processo de estatização do setor; (ii) o surgimento da Eletrobrás; (iii) os grandes projetos relacionados à expansão dos sistemas elétricos; e (iv) a melhora acentuada no atendimento à população, que foi praticamente interrompido a partir da segunda metade dos anos 70.

Desde então, o setor elétrico tem como sua mais importante característica a formação e agravamento da crise financeira, que o tem levado à convivência com incertezas de toda ordem, constante incapacidade de cumprir os seus programas de investimentos, forte deterioração do seu desempenho empresarial e, conseqüente-

¹Grande parte da análise histórica aqui efetuada foi fundamentada nos trabalhos de Rosa e Mielnik (1988), Araújo e Besnosik (1992) e Medeiros (1993).

mente, a rigorosos questionamentos da sua estrutura institucional.

2.2 - O primeiro período

No final do século passado, ou mais precisamente entre os anos de 1880 e 1890, iniciou-se um período de envolvimento de empresas privadas nas atividades relacionadas ao fornecimento de energia elétrica no Brasil. O evento pioneiro foi a construção da primeira usina hidrelétrica brasileira - a Usina do Ribeirão do Inferno, em Diamantina no Estado de Minas Gerais - cujo acionista majoritário era a Mineração Santa Rita². Portanto, o primeiro "grande" empreendimento hidrelétrico no Brasil era de propriedade privada e a totalidade da energia gerada era utilizada pela mineradora propriamente dita (Rosa e Mielnik, 1988).

Ainda em Minas Gerais, na cidade de Juiz de Fora, foi colocada em operação, em 1889, a primeira hidrelétrica do setor público, a Usina de Marmelos-Zero, que pertencia à Companhia Mineira de Eletricidade, cuja fundação se deu em 1888. Um dos grandes benefícios da distribuição da energia elétrica produzida por tal companhia foi a instalação de indústrias têxteis na região (Rosa e Mielnik, 1988).

Não se deve esquecer, contudo, que, naquele mesmo intervalo de tempo, isto é, em 1889, se instalava no Brasil - especificamente em São Paulo - a Brazilian Traction, Light & Power, organização multinacional privada, de origem canadense, que já em 1901 colocava em atividade a sua primeira usina hidrelétrica - a Edgard de Souza, no Rio Tietê, a 33 Km de São Paulo, com potência inicial de 2.000 kW, chegando a 16.000 kW em 1916.

Após consolidar-se em São Paulo em 1905, a Light - como tal empresa passou a ser conhecida no Brasil - começou a atuar também no Rio de Janeiro. Três anos mais tarde, aquela subsidiária canadense já contava com uma capacidade instalada de 24.000 kW, alcançando 45.000 kW em 1913. Com isso, do total de 138.000 kW existentes no Brasil até 1910, algo em torno de 1/4 pertencia à Light.

Logo no começo dos anos 20, a Light deu outro grande impulso na sua participação no mercado de energia elétrica, ao cons-

²Tal usina começou a operar em 1883.

truir as usinas hidrelétricas de Ilha dos Pombos com 167.640 kW e Henry Borden I com potência instalada inicial de 44.374 kW. A primeira delas se localizava entre os Estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais e a segunda em Cubatão, São Paulo.

Também no transcorrer da primeira metade dos anos 20, passou a operar no Brasil - no interior do Estado de São Paulo - a American Foreign Bond and Share Company (AMFORP), pertencente à Electric Bond and Share Company (EBASCO), corporação de capital predominantemente americano.

A política de expansão da AMFORP diferenciava-se significativamente daquela adotada pela Light.

"A AMFORP se estabeleceu no interior do Estado de São Paulo, através da aquisição de várias pequenas empresas que estavam em débito por causa dos seus programas de expansão de capacidade de geração, (...)
(Rosa e Mielnik, 1988, p. 21).

À corporação estruturada a partir do princípio acima deu-se o nome de Companhia Paulista de Força e Luz, uma das mais importantes empresas de energia elétrica brasileira.

A partir de 1927, surgiram no Brasil mais nove empresas de eletricidade, espalhadas por vários Estados da Federação. Essas novas empresas, além de serem originadas de estratégias idênticas àquelas utilizadas pela AMFORP no interior de São Paulo, eram por ela controladas.

Convém acrescentar que, no final da década de 20, predominava o modelo econômico fundamentado na filosofia primário-exportadora, tendo como principal produto o café. Nestas circunstâncias, caberia às empresas de eletricidade o suprimento de energia, através de sistemas elétricos ainda isolados, a algumas regiões sob o domínio da elite empresarial mais atuante (Araújo e Besnosik, 1992).

No mesmo período, a Light e a AMFORP que controlavam a oferta de energia elétrica nos dois principais estados do País - Rio de Janeiro e São Paulo - determinavam as suas trajetórias de expansão levando em conta a ótica exclusivamente privada:

"Os novos investimentos eram justificados ou não de acordo com os retornos esperados no mercado. Embora o mercado potencial estivesse crescendo ano a ano, as duas companhias consideravam as tarifas de energia elétrica praticadas insuficientes para o autofinan-

ciamento dos novos investimentos" (Rosa e Mielnik, *ibid*, p. 22).

Diga-se de passagem, tomando-se por base as condições de financiamento da expansão que vigoravam na época, a Light, em 1933, destinava 47% do total dos seus lucros para os novos investimentos, elevando este valor para 62% em 1947 (Revista Conjuntura Econômica de Março/1949, apud Medeiros, 1993). Na verdade, este resultado demonstra que, de fato, o nível tarifário era extremamente elevado, até mesmo para os padrões de custos do período. Destaque-se, todavia, que no horizonte em questão, a Light aumentou a sua capacidade instalada de 100.000 kW para 350.000 kW, apenas com recursos próprios, isto é, oriundos da tarifa.

Vale dizer que, já na década de 30, os benefícios da energia elétrica apresentavam reflexos consideráveis na sociedade atendida. Ademais, os níveis das tarifas, as condições de outorga das concessões dos serviços de eletricidade e o controle dos lucros dos concessionários estrangeiros tornaram-se objetos de freqüentes críticas da imprensa especializada (Medeiros, 1993).

Guinle apud Medeiros (op. cit.), era um dos mais importantes críticos de tal estado de coisa:

"No Brasil, entretanto, a Light obteve elevados lucros com as tarifas de energia elétrica, a custa do entravamento que vem fazendo ao trabalho e ao conforto do povo do Rio de Janeiro (...), pois as indústrias fecham as portas ou instalam motores térmicos por não poderem pagar a eletricidade (...). Os lares modestos iluminam-se anti-higienicamente, com querosene e outros meios de obter luz, porque a energia elétrica custa um preço fabuloso e enormes exigências para a sua obtenção" (Guinle apud Medeiros 1993, p. 8).

Esse tipo de manifestação era bastante comum entre os nacionalistas que, com muito vigor, defendiam uma maior participação do Estado na prestação do serviço público de energia elétrica.

Convém frisar que, na mesma época, os Estados Unidos e alguns países da Europa solucionavam tais problemas com a intervenção do Estado na regulamentação do serviço, através de um rigoroso controle dos resultados das empresas de energia elétrica e da implementação do princípio da reversão, quando o serviço estivesse sendo explorado pela iniciativa privada.

A rigor, as questões relacionadas ao controle do serviço já estariam resolvidas no Brasil, se o Código de Águas, publicado³ em 1934, não fosse entendido como apenas mais uma fonte de conflito entre as empresas privadas estrangeiras e o Poder Concedente.

"(...) as tarifas foram baseadas nos custos e os ativos dos concessionários foram avaliados em termos dos custos históricos, isto é, custo da instalação inicial menos a depreciação (...). O setor privado não aceitou o princípio do custo histórico e propôs em seu lugar o uso do custo de reposição" (Rosa e Mielnik, 1988., p. 23).

O certo é que, em 1939, o Governo Federal criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica⁴ - CNAEE - o qual tinha como principal objetivo o controle das atividades de produção e distribuição da energia elétrica. Essa ação, combinada com a implementação do Código de Águas, foram as mais destacadas demonstrações da gradativa intervenção do Estado no setor elétrico.

"O principal marco acerca da estrutura institucional e da regulação do desenvolvimento do setor elétrico neste período foi o Código de Águas, promulgado em 1934. (...) Ele refletia a controvérsia que envolvia a organização do setor e introduziu mudanças fundamentais no uso dos recursos hídricos para a geração de eletricidade" (Araújo e Besnosik, 1992, p. 3).

Como se não bastassem as limitações de custos e de tarifas impostas pelo novo instrumento de controle do serviço, cabe acrescentar que o Código de Águas legislava, também, sobre os destinos das futuras concessões. Ali, era estabelecido que as novas concessões seriam dadas apenas aos cidadãos brasileiros. Isto, contudo, não foi suficiente para frear o domínio das empresas estrangeiras de energia elétrica, no que se refere à especificação dos critérios para a expansão dos sistemas.

Por isso, nos primeiros 15 anos de validade do Código de Águas, os concessionários multinacionais detinham, ainda, algo em torno de 60% da capacidade instalada de geração, ao passo que as

³Na realidade, o Código de Águas levou 27 anos para ser definitivamente implementado em 1934, devido às fortes resistências das forças representantes dos interesses das empresas estrangeiras.

⁴Transformado em 1968 no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

empresas estatais brasileiras contribuíam com aproximadamente 20% do total (Castro apud Araújo e Besnosik, op. cit., nota 1).

Além dos problemas tarifários e da falta de controle dos lucros, o setor elétrico, a partir da década de 40, começou a enfrentar outros tipos de perturbação.

"Em 1945, todo o equipamento elétrico utilizado pelo setor era importado, seguindo um padrão tecnológico diversificado, que tem sua origem na própria formação do setor elétrico nacional: cada empresa ao se instalar no País, trazia sua tecnologia de produção e consumo de eletricidade" (Medeiros, 1993, p. 6).

Durante o período da II Guerra Mundial, tais empresas ficaram impossibilitadas de importar equipamentos, o que prejudicou a expansão da oferta de energia elétrica de forma compatível com o acréscimo de demanda. Na prática, a expansão do consumo de eletricidade, estava relacionado ao processo de urbanização das metrópoles, à industrialização associada à política de substituição das importações e à difusão do uso de eletrodomésticos.

Outras ações intervencionistas foram levadas adiante pelos governos estaduais através da criação de concessionários públicos de energia elétrica. Estes foram os casos da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) - embrião da empresa distribuidora do Rio Grande do Sul - em 1943. Em Minas Gerais, o Governo Estadual, três anos mais tarde, construiu a Usina Hidrelétrica de Gafanhoto, que passou a atender à região de Contagem, antes abastecida pela AMFORP.

As iniciativas empreendedoras do poder público federal no setor elétrico, tiveram origem a partir da fundação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, que tinha como meta mais importante a exploração energética do Rio São Francisco, construindo ali a Usina de Paulo Afonso.

Anos mais tarde, em 1957, o Governo Federal, utilizando uma estratégia de parcerias com os Governos dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro e, além disso, contando com a participação dos dois concessionários privados - Light e EBASCO - criou Furnas Centrais Elétricas, que tinha um objetivo específico: explorar o potencial hidroenergético do Rio Grande, estimado em 1,2 GW.

Portanto, o período anterior aos anos 60 foi marcado por diversos aspectos importantes para a evolução do setor elétrico

brasileiro, podendo-se destacar: (i) o conflito generalizado entre os **capitais nacionais (públicos) e estrangeiros (privados)**; (ii) a grande maioria da energia elétrica era gerada a partir de **fontes hidráulicas**; e (iii) o sistema elétrico era compreendido por: uma **pequena quantidade de concessionários estrangeiros** - Light e AMFORP, basicamente - que dominavam o mercado dos principais Estados brasileiros; um **grande número de empresas estatais (federais, estaduais e municipais)**, que atendiam à demanda em regiões menos importantes; e, ademais, numerosos autoprodutores e empresas privadas nacionais de menor porte.

Além das características acima, o setor era marcado pela sua **falta de capacidade para gerar recursos financeiros suficientes** para a expansão do seu parque produtor, não obstante os questionamentos dos níveis tarifários então praticados. Com efeito, o órgão de controle das atividades das empresas de energia elétrica - na época o CNAEE - tinha muita dificuldade para cumprir a sua missão, o que resultou em severas críticas ao seu desempenho. Dos "nacionalistas", que enfatizavam o excesso de lucros das empresas estrangeiras, com tarifas elevadas e serviço de baixa qualidade; e dos "privatistas" que argumentavam contra uma remuneração julgada inadequada às necessidades de expansão do sistema e que, portanto, deveriam ser, aumentadas através de acréscimos reais e sistemáticos nas tarifas.

2.3 - O Segundo Período

Pelo que se configurava para o setor elétrico no final dos anos 50, o problema mais importante passou a ser a escolha do seu melhor destino. Na realidade, tal problema se transformou em uma "questão de honra" para os dois grupos - privatistas e nacionalistas - que possuíam diretrizes opostas.

Enquanto de um lado os nacionalistas entendiam que as empresas estrangeiras estavam sendo favorecidas pela não aplicação dos princípios básicos do Código de Águas, de outro, os privatistas contra-argumentavam que o "Código" estava impondo certas barreiras - baixa remuneração dos investimentos, tarifas insuficientes e controles excessivos - que prejudicavam a execução de novos investimentos.

Foi nesse clima de debate entre as duas forças - nacionalistas e privatistas - e tendo como cenário as necessidades de

aumentos significativos na oferta de energia elétrica, que o Governo Federal se viu estimulado a intervir de forma mais decisiva no planejamento da expansão dos sistemas elétricos. Neste contexto, o Estado, que até então atuava predominantemente como regulador do setor elétrico e possuía duas empresas (CHESF e Furnas) com objetivos bem definidos, passou a exercer com maior ênfase a função de Estado empreendedor - em termos de sistemas elétricos - propondo ao Congresso Nacional, em 1954, a criação da Eletrobrás.

Porém, a Eletrobrás - que só foi efetivamente criada em 1962 - não surgiu de ações circunstanciais de forças nacionalistas contrárias ao capital externo. Muito pelo contrário. Ela foi parte de um conjunto de projetos pertencentes ao Plano Nacional de Eletrificação, proposto no segundo governo de Getúlio Vargas.

À Eletrobrás, nesse Plano, caberia: (a) a gestão do programa de investimentos de suas controladas (CHESF e Furnas); (b) organizar a indústria brasileira de material elétrico; e (c) executar o Plano Nacional de Eletrificação, utilizando para isso os recursos do Fundo Nacional de Eletrificação - constituído, principalmente, pelas receitas oriundas do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), até então administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) (Medeiros, op. cit. nota 1).

O BNDE, que já havia sido fundado em 1952, foi um importante ator para a evolução do setor elétrico. Antes dele, as fontes de financiamento dos programas de obras para o aumento da oferta de energia tinham o seguinte perfil: as empresas estaduais se utilizavam de impostos específicos e recursos orçamentários definidos na esfera dos respectivos Estados; e os concessionários federais - existiam somente CHESF e Furnas - financiavam seus investimentos através do uso de fundos federais e dos limitados recursos originados no próprio setor.

Com o advento do BNDE, passou a ser sua a atribuição de fixar as normas básicas para a expansão dos sistemas elétricos, ainda que ele não tivesse participação direta na regulação do setor. Nestas circunstâncias, a gestão do Fundo Nacional de Eletrificação, assim como a definição de critérios para distribuição de tais recursos nos projetos das empresas de eletrici-

dade, tornou-o um importante fomentador da expansão do setor elétrico.

"Assim, o BNDE assumiu neste estágio uma importante posição na expansão do setor elétrico. Isso ocorreu em pelo menos três situações: primeiro ele foi uma considerável fonte exógena de recursos; segundo ele assumiu as atividades de planejamento e coordenação o que deu início a um tratamento unificado e nacional para o setor; finalmente, ele influenciou no controle acionário em favor de grandes empresas públicas e concessionários estaduais (Araújo e Besnosik, op. cit., p. 5).

Quando da efetiva criação da Eletrobrás, em 1962, as empresas públicas de energia elétrica - federais, estaduais e municipais - detinham 45% da capacidade instalada de geração, ao mesmo tempo em que os concessionários privados estrangeiros dominavam 35%. Os autoprodutores e as pequenas empresas privadas nacionais ficavam com os 20% restantes (Dutra e Salles apud Araújo e Besnosik, op. cit).

Destaque-se, ainda, que do total instalado em 1963 - 6.4 GW - a Eletrobrás detinha o controle de aproximadamente 20%, além de participar como acionista minoritário dos concessionários estaduais que dominavam outros 20% da oferta de eletricidade.

Entretanto, foram nos três segmentos do planejamento setorial - expansão, operação e finanças - que a criação da Eletrobrás causou os maiores impactos. Assumindo a coordenação dos planejamentos da expansão e da operação - que antes cabia ao CNAEE - e agindo diretamente no planejamento financeiro - que até então era uma função do BNDE - a Eletrobrás passou a fixar o conjunto de normas que estimulou acentuadamente o desenvolvimento do setor elétrico.

Os primeiros anos da existência da Eletrobrás coincidiu, também, com o que o Prof. Adilson Oliveira costuma chamar de "ciclo virtuoso do setor elétrico". Esse ciclo se caracterizava por: (i) incorporações aceleradas de inovações tecnológicas; (ii) suprimento de energia elétrica com custos decrescentes; (iii) fluxo de capitais bastante favorável aos setores ditos de infraestrutura; e (iv) o mercado de energia elétrica crescia a taxas acima de 7% ao ano - chegando a até 13% em pelo menos um ano - o que resultaria em um rápido aumento da oferta de eletricidade,

viabilizando o aparecimento de novas tecnologias e facilitando posteriores reduções de custos⁵.

"Então, redução de custos, preços baixos e demanda crescente, constituíam-se em um ciclo que se realimentava: quanto mais crescia a demanda, mais inovações, menores custos e assim sucessivamente" (Oliveira, 1992).

Ademais, as ações coordenadas pela Eletrobrás e o apoio técnico-financeiro de agências de financiamento tais como o BID e o BIRD⁶, foram fatores determinantes para o acelerado processo de estatização do setor elétrico.

Neste contexto, a participação do regime militar implantado a partir de março de 1964 merece uma análise mais detalhada. Com efeito, o setor elétrico foi extremamente beneficiado nos primeiros 10 anos daquele regime. Por exemplo, uma das principais reivindicações dos concessionários privados - a reavaliação dos ativos - foi autorizada por um decreto de 4 de novembro de 1964. Além disso, no horizonte compreendido entre 1967 e 1976, as autoridades econômicas adotaram uma política de tarifas reais, chegando as mesmas a terem reajustes que superavam em 60% a inflação, alcançando, dessa forma, US\$ 70/MWh naquele período (Araújo e Besnosik, 1992.).

As empresas do setor elétrico tornaram-se altamente lucrativas e as suas taxas anuais de remuneração geralmente ultrapassavam o nível de 10%. Adicione-se a isso o fato de que:

"Em meados dos anos 70 o setor elétrico era capaz de gerar internamente cerca de 60% dos recursos nele utilizados. Ao mesmo tempo, mais de 70% dos gastos eram atribuídos aos investimentos. Complementarmente, os recursos externos eram relativamente baratos (...); as taxas de juros dos empréstimos situavam-se abaixo de 5% ao ano" (Araújo e Besnosik, op cit., p. 16).

Logo, o setor elétrico que se utilizava da alocação de recursos orçamentários para se expandir, passou a ter uma estratégia de investimentos cujas fontes de financiamentos ou eram as tarifas - geração interna de recursos - ou através de empréstimos

⁵Conforme palestra do Prof. Adilson Oliveira, na UFSC, em 1992.

⁶Contando-se o período entre 1968 e 1970, o Brasil teve três grandes projetos de energia elétrica financiados pelo Banco Mundial (Mason et. al., 1988).

externos, que tinham custos inferiores à taxa de remuneração dos ativos em serviço.

Assim, a combinação dessa vantajosa situação econômico-financeira com os fatores característicos do já citado "ciclo virtuoso" do setor elétrico, permitiu que os sistemas - geração, transmissão e distribuição - se expandissem em taxas crescentes, com impactos positivos consideráveis em quase todos os segmentos da economia.

Foi também nesse período, de franca ascensão do setor elétrico, que surgiram duas outras subsidiárias da Eletrobrás - a Eletrosul e a Eletronorte - a quem caberiam as atividades de geração e transmissão de grandes blocos de energia nas regiões Sul e Norte, respectivamente.

Um importante desafio, contudo, ainda não havia sido vencido. A integração dos sistemas elétricos⁷, de grande importância para um país de dimensões continentais e com regiões de potenciais energéticos bastante distintos, carecia de uma solução de certa forma urgente. A propósito,

"Os estudos realizados pela CANAMBRA⁸, durante a década de 60, representaram um complexo trabalho de planejamento integrado, que envolveu uma ampla investigação dos recursos energéticos disponíveis e uma análise comparada do valor relativo do aproveitamento desses recursos. Revelou para o País um rico potencial hidroenergético, explorável economicamente em condições extremamente favoráveis" (Medeiros, 1993, p. 24).

E o que é ainda mais importante,

"Muito da metodologia de planejamento que predominou por muitos anos no setor elétrico, teve sua origem nos estudos da CANAMBRA (...), cujo principal produto foi a concepção de um programa de construção de usinas e de linhas de transmissão (...) com critérios de priorização bem definidos com relação aos custos das obras" (Medeiros, *ibid.* p. 24).

A interconexão dos três principais estados da região Sudeste - Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo - a partir da

⁷Até então cada unidade geradora era um ente isolado, em termos de atendimento dos seus respectivos mercados.

⁸Comissão formada pelo Canadá, Estados Unidos da América e Brasil, com o objetivo de estudar e propor alternativas para o aproveitamento energético das várias regiões do Brasil.

Usina de Furnas, na primeira metade dos anos 60, foi o primeiro grande passo para a intensificação do uso de sistemas interligados. Desde aquela época, o processo de escolha da próxima usina a ser construída, leva em conta, dentre outras coisas, os benefícios energéticos daquela usina em todo o sistema interligado.

Nestas circunstâncias, a capacidade de pagamento de cada concessionário integrante do sistema - e que tinha concessão de um empreendimento de geração, por exemplo - passou para um segundo plano, haja visto que, em princípio, os critérios de planejamento pressupunham o rateio dos ônus e dos benefícios para todo o sistema.

O certo é que, já no início da década de 70, as empresas estatais participavam com quase 70% do total da potência instalada no Brasil, enquanto o setor privado, que em 1950 detinha cerca de 80% do total da capacidade de geração, passou a ter apenas pouco mais de 20% (Medeiros, op. cit.).

O primeiro choque do petróleo no início dos anos 70 não foi motivo suficiente para que o setor elétrico, através dos seus órgãos de planejamento - coordenados pela Eletrobrás - redirecionasse a sistemática de ordenamento dos programas de obras.

Todavia, até certo ponto, as restrições na oferta do petróleo importado se transformaram em importantes fatores de estímulo á priorização de grandes investimentos, até porque, no Brasil, foi abundantemente estimulado o uso da energia elétrica em substituição aos energéticos derivados do petróleo⁹. Neste sentido, a tentativa de manter o país crescendo a taxas acima do seu potencial histórico, tornou-se um caminho perigoso para os setores de infra-estrutura, dentre os quais o setor elétrico.

Esperava-se que as diretrizes apontadas no Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), apresentassem soluções eficientes para a manutenção das taxas de crescimento dos períodos anteriores a 1973, não obstante o acentuado aumento dos preços do petróleo - energético de cuja importação o Brasil era sensivelmente dependente.

"O II PND teve o efeito de amortecer a queda das taxas de crescimento da economia brasileira. Numa época de retração no ritmo dos investimentos privados, o crescimento da economia foi sustentado princi-

⁹A criação da EGTD - Energia Garantida por Tempo Determinado - é um dos exemplos apropriados.

palmente com o esforço do Estado e das empresas públicas. (...). Projetos como Itaipu, Tucuruí, o Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço, foram concebidos no escopo do Plano" (Medeiros, *ibid*, p. 31).

Embora se reconheça que não seja apenas esse o motivo, verifica-se que após a implementação do II PND agravaram-se as limitações financeiras do setor elétrico. No mesmo contexto, os programas de investimentos começaram a sofrer constantes adiamentos (elevando os seus custos finais), a tarifa de energia elétrica deixou de acompanhar a evolução dos custos e o País já não crescia a taxas acima da sua média histórica. Ou seja, o setor elétrico já se encaminhava para o seu "ciclo vicioso", isto é, para uma tendência de expansão cujo cenário era o contrário daquele caracterizado pelo "ciclo virtuoso", conforme apontado por Oliveira (1992).

Portanto, resumindo, esse segundo período foi marcado pelos seguintes fatos principais: **complementação do processo de estatização do setor elétrico; utilização da sistemática de planejamento centralizada - a partir da criação da Eletrobrás; passagem da coordenação do planejamento da expansão do BNDE para a Eletrobrás; convivência do setor elétrico com o "ciclo virtuoso" de expansão que muito favorecia o aproveitamento econômico das fontes energéticas; adoção de uma filosofia de planejamento que se preocupava, também, com a interligação dos sistemas elétricos regionais; política tarifária que permitia a aplicação de preços reais para a energia elétrica; convivência com as restrições resultantes da primeira crise do petróleo; e o agravamento das limitações financeiras do setor elétrico, as quais, sob certos aspectos, ainda persistem até os dias atuais, com sérios agravantes.**

2.4 - O Terceiro Período

O segundo choque do petróleo, combinado com um extenso ciclo recessivo das economias desenvolvidas - notadamente a americana - e a elevação do patamar das taxas de juros no mercado internacional, acelerou o ritmo de descontrole da economia brasileira, com importantes reflexos na dívida externa, na elevação da inflação a taxas crescentes e na composição do déficit público.

Dentro do conjunto de medidas adotadas pelo governo na primeira metade dos anos 80, principalmente, algumas delas - tal com a manutenção ritmo dos grandes investimentos quando as taxas de juros estavam extremamente elevadas - foram preponderantes para o atual saldo da dívida externa das empresas federais do setor elétrico.

Portanto, se de um lado a crise econômica causou mudanças significativas no perfil da dívida dos concessionários de energia elétrica, de outro, essas mesmas empresas enfrentaram - e continuam enfrentando - sérias restrições nas suas capacidades de financiar os novos investimentos através da receita tarifária. Convém destacar que, conforme vários relatórios do Governo Federal, somente a dívida da Eletrobrás e suas controladas já passava de US\$ 28,0 bilhões em dezembro/92. Ademais, tomando-se 1975 como ano base, observava-se que, em 1989, a tarifa média de eletricidade equivalia a 47% daquela praticada em 1975, conforme o Boletim Tarifário do DNAEE de fev/1993.

Além disso, não obstante a pequena recuperação dos preços das tarifas de energia elétrica nos primeiros semestres de 1991 e 1992, ainda assim, a expectativa era que, em dezembro/92, o nível da tarifa praticada não chegaria à metade do patamar de 1975. Logo, mesmo nos últimos três anos em que o setor elétrico tem passado por alguns lampejos de política econômica dita neoliberal, tem prevalecido a estratégia de utilizar as tarifas públicas como um dos instrumentos de combate à inflação.

Vale dizer que apenas com a contenção tarifária dos últimos três meses de 1992, a tarifa de energia elétrica acumulou uma defasagem de cerca de 18% em relação ao Índice Geral de Preços, considerando-se todo o ano (Jornal Folha de São Paulo de 26/12/1992). No entanto, um acordo informal entre a área econômica do governo e o Ministério de Minas e Energia, permitiu que entre maio e outubro de 1993, as tarifas de eletricidade tivessem aumentos reais equivalentes a algo em torno de 8% acima da inflação.

Analisando-se o problema sob o ponto de vista da relação entre a remuneração dos investimento dos concessionários e as taxas de juros praticadas no mercado internacional (para o período compreendido entre 1975 e 1992), verifica-se situação que muito bem demonstra as dificuldades do setor no transcorrer do

horizonte em questão. Assim, por exemplo, em 1975, a remuneração anual¹⁰ do setor alcançava 12,3%, enquanto a taxa de juros medida pela Libor não ultrapassava a 7,6% ao ano.

A partir de 1979 este cenário sofreu consideráveis mudanças, tendo em vista que o custo dos empréstimos passaram a superar a rentabilidade dos investimentos do setor elétrico. A saber, em 1981, a remuneração do setor não chegava a 8% ao ano, ao mesmo tempo em que a taxa de juros anuais praticadas pelas agências de financiamentos internacionais já superava a 17% (Medeiros, 1993).

Neste contexto, em 1991, embora as taxas de juros praticadas já estivessem bem abaixo do seu patamar de dez anos antes, verificou-se que a remuneração média¹¹ dos investimentos do setor elétrico era, naquele ano, negativa - algo em torno de -2,5% - conforme relatório interno do DNAEE. Mais ainda, a previsão para 1992 era de uma taxa de remuneração dos investimentos que não deveria passar de -3,5%.

Portanto, nos últimos 17 anos, somente nos três primeiros (1975 a 1977), o setor conseguiu remunerar os seus ativos em níveis superiores às taxas médias de juros dos seus empréstimos. Além disso, em meados dos anos 80 o setor elétrico já convivía, de fato, com um cenário econômico denominado pelo Prof. Adilson Oliveira de "ciclo vicioso" do setor elétrico, o qual caracteriza-se basicamente por: **custos crescentes; demanda crescendo a taxas decrescentes; e reduções gradativas nos ganhos de eficiência relacionados à incorporação de novas tecnologias** (Oliveira, 1992).

Afora o agravamento da crise econômico-financeira do setor elétrico, a década de 80 e os primeiros anos da década atual têm como principais evidências a continuidade da sua performance global em padrões bem inferiores ao que se esperava de um segmento tão importante para o desempenho da economia como um todo.

Os concessionários já não conseguem gerar um volume mínimo de recursos para seus novos investimentos - acarretando sucessivas postergações dos programas de obras planejados; principalmen-

¹⁰Conforme documento interno do Departamento Nacional de Energia Elétrica.

¹¹Destaque-se que a Lei 8631 de 4 de março de 1993 acaba com o serviço por remuneração garantida, transformando-o em serviço com preço garantido.

te por esse motivo a qualidade do serviço vem se deteriorando dia a dia; as fontes tradicionais de recursos (BIRD e BID) para financiamento da expansão do setor sinalizam com fortes restrições no volume das suas disponibilidades; somente a dívida entre concessionários referentes ao intercâmbio de energia entre eles já passava, em dezembro de 1992, de US\$ 4,0 bilhões (DNAEE, 1992); e o desperdício de dinheiro em investimentos que iniciaram e não foram concluídos (abandonados ou com prazo de conclusão indeterminado), já supera mais que US\$ 1,5 bilhões (apenas a Eletrosul na obra de Ilha Grande, já dispendeu mais de US\$ 250 milhões).

Entretanto, não se deve esquecer que alguns pontos positivos também foram alcançados: (i) complementação da interligação elétrica dos sistemas regionais (Sul-Sudeste-Centro Oeste; Norte-Nordeste); (ii) conclusão da Hidrelétrica de Itaipu (12.600 MW) - binacional cujo controle acionário está dividido entre o Brasil e o Paraguai; (iii) incorporação, ainda que de forma lenta, de variáveis associadas aos impactos no meio ambiente; (iv) mudança do princípio da remuneração garantida para preço garantido a partir da Lei 8631 de 4 de março de 1993; e (v) aceitação por parte dos seus principais atores de que são necessárias importantes mudanças institucionais no setor elétrico, para que este se torne novamente viável.

O grande desafio dos próximos anos consiste, portanto, na superação dos vários pontos críticos do sistema elétrico nacional - agravados pelos adiamentos de obras importantes. Porém, deve-se considerar que persistirão as restrições financeiras (ou alguma outra que venha a surgir no decorrer dos horizontes de estudos), o que exigirá dos planejadores um elevado grau de criatividade para buscar soluções eficientes em um intervalo de tempo já bastante curto.

Com a avaliação das múltiplas restrições do setor elétrico do período recente apresentada no Capítulo 7 desta Tese de Doutorado, é possível mostrar os seus pontos mais vulneráveis, bem como sugerir alternativas para equacionamento do problema do planejamento da expansão dentro limites impostos pelas restrições identificadas e priorizadas.

PARTE II - Referencial Teórico

CAPÍTULO 3

3. MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO

Embora já utilizadas rotineiramente nas economias mais desenvolvidas desde o princípio dos anos 50, somente no início da década de 60 as técnicas tradicionais de análise de investimentos - fundamentadas no princípio do fluxo de caixa descontado (DCF) - passaram a ser aplicadas com certa freqüência na avaliação de empreendimentos de expansão no setor elétrico brasileiro. A partir dos anos 80, essas técnicas vêm sofrendo severas críticas de especialistas de diversos segmentos da atividade econômica, pelas razões que serão destacadas a seguir.

Este capítulo tem como principal objetivo apresentar um elenco de vantagens e desvantagens do uso dos métodos tradicionais de análise de estratégia de investimentos, ressaltando-se as fragilidades dessas técnicas diante de um problema complexo, (que envolve variáveis quantitativas e qualitativas), tal como o da expansão de sistemas elétricos.

3.1. Características dos Métodos Tradicionais

De uma maneira geral, quatro¹ são os métodos mais conhecidos (e utilizados) na avaliação econômica de alternativas de investimentos (Hundy e Hamblin, 1988): o período de retorno dos empreendimentos, ("payback period"); o da remuneração dos investimentos ("return on investment" - ROI); o do valor presente líquido ("net present value" - NPV); e o da taxa interna de retorno ("internal rate return" - IRR).

No primeiro caso (do "payback period"), ainda que de relativa facilidade de compreensão até para pessoas com poucas habilidades na análise financeira, constata-se como uma das suas principais deficiências, a penalização de projetos de investimentos cujos ganhos financeiros têm taxas de crescimento relativa-

¹Deixou de ser relacionado o método do custo anual líquido, por se tratar apenas de uma das variantes do NPV.

mente pequena (Hundy e Hamblin, 1988). Neste sentido, em uma grande usina hidrelétrica, onde os geradores entram em operação de forma gradativa², o prazo de retorno será sempre elevado, mesmo que, em certos casos, a taxa interna de retorno ao final de sua vida útil apresente-se atrativa.

O método da remuneração dos investimentos (que não se fundamenta no princípio do DCF), é de uso mais fácil que o anterior e consiste, basicamente, na avaliação periódica da relação entre os lucros de um determinado projeto e o valor correspondente ao volume dos recursos financeiros investidos. Essa técnica, tem como limitação mais importante, a considerável possibilidade de flutuações das taxas de remuneração no transcorrer da vida econômica do investimento, além das várias e conflitantes formas de cálculo. É muito freqüente se encontrar a ROI como um dos procedimentos de avaliação dos resultados de um projeto após sua implementação.

Das técnicas que adotam os conceitos do DCF como regra básica, a do valor presente líquido (NPV) e a da taxa interna de retorno (IRR), são as mais conhecidas. A determinação do NPV implica em comparar os valores dos benefícios e custos de um projeto em uma data pré-definida - normalmente denominada "data-zero". Neste contexto, o fluxo de caixa do investimento (benefícios e custos), é descontado para tal data, utilizando-se uma taxa de desconto³.

Por outro lado, o método da taxa interna de retorno - apontado por muitos (Hundy e Hamblin, 1988, por exemplo) como um refinamento do NPV - consiste no cálculo da taxa de desconto que iguala os valores correspondentes aos benefícios e custos de um investimento. A taxa assim especificada, quando comparada com uma taxa mínima de atratividade fixada antecipadamente, permite qualificar se um dado projeto é ou não vantajoso para o empreendedor.

²A usina de Itaipu, por exemplo, teve concluída a etapa de comissionamento, apenas quatro anos após o primeiro gerador está operando.

³Os comentários acerca das diversas formas de determinação da taxa de desconto, serão apresentados em parte apropriada deste Capítulo.

Além das críticas gerais dirigidas a todas as técnicas que usam o princípio do DCF, particularmente, uma das principais restrições tanto do NPV quanto da IRR, está associada à supervalorização dos ganhos imediatos em detrimento dos de longo prazo, quando a taxa de desconto utilizada é bastante elevada⁴.

Na prática, essa possibilidade de alteração do "ranking" de projetos de curto e longo prazos de maturação, tem sido um importante instrumento no sentido de privilegiar tecnologias de acordo com os interesses dos atores envolvidos. Logo, tal deficiência atribuída aos métodos de DCF, deve-se mais ao seu uso do que à técnica propriamente dita.

Quanto ao uso de um dos métodos de DCF na avaliação de investimentos, importantes contribuições podem ser ressaltadas. Mills (1988), por exemplo, elaborou uma extensa revisão bibliográfica, onde foi concluído, dentre outros aspectos que, no conjunto das empresas do Reino Unido, o método da taxa interna de retorno era o mais utilizado na análise de opções de investimentos. A facilidade de interpretação dos valores apresentados (em forma percentual) e a ordenação imediata de projetos com diferentes características - vida útil, escala de produção, por exemplo - foram apontadas como as principais vantagens da técnica.

Esse resultado reafirma a conclusão de uma pesquisa efetuada por Petty et al (1976), que utilizaram como amostra 22% das empresas que em 1975 faziam parte da lista denominada "Fortune 500". A taxa interna de retorno, a rentabilidade contábil dos investimentos e o "payback" - nesta ordem - eram as técnicas mais aplicadas nas decisões de investimento, também naquele período (Petty et al, 1976).

Uma das principais características das técnicas tradicionais de análise de investimentos, diz respeito à exigência de que o fluxo de caixa do projeto seja quantificado monetariamente, ainda que em diversas situações isto necessite de um conjunto de pré-condições - que podem desfigurar o projeto - dada a crescente dificuldade de transformar em valores financeiros determinadas variáveis que afetam os custos e/ou os benefícios.

⁴Um exemplo típico pode ser encontrado em Hundy e Hamblin (1988, p.1800).

A dinâmica de evolução do mundo econômico, contudo, tem requerido dos planejadores (sobretudo quando da avaliação de trajetórias alternativas de expansão), a inclusão de fatores onde a subjetividade torna-se a propriedade mais marcante. Assim, o atendimento de tal propriedade é cada vez mais importante para uma avaliação mais acurada de projetos.

Com efeito, converter em base monetária a influência de grupos políticos na escolha de um local para a instalação de uma usina termonuclear é uma tarefa demasiadamente complexa, não obstante se reconheça que a ação desses grupos normalmente tem repercussões financeiras na expansão de sistemas elétricos. Ademais, as considerações do poder de barganha dos grupos de pressões no processo de decisão de investimentos, é um procedimento quase que indispensável, notadamente em uma atividade cuja estrutura de planejamento é sabidamente afetada por questões políticas, como é o caso do setor elétrico brasileiro.

Além das características gerais mencionadas nos parágrafos precedentes, outras considerações mais específicas são encontradas em um vasto elenco de trabalhos, onde se destacam: Prest e Turvey (1972), Mishan (1972), Dimson e Marsh (1982), Hundy e Hamblin (1988), Mills (1988), Pike (1989), Proctor e Canada (1992), Liberatore et al (1992) e Beaves (1993).

3.2. Principais Críticas aos Métodos Tradicionais

A dificuldade de mensuração física de fatores quantitativos e incorporação de aspectos qualitativos, a ambiguidade dos critérios de determinação da taxa de desconto e o tratamento da incerteza no processo de escolha dos investimentos, são as mais importantes limitações dos métodos tradicionais de análise de empreendimentos. Essas deficiências são descritas nos próximos parágrafos.

3.2.1. Quantificação das Variáveis

A exigência de quantificação, em termos monetários, das variáveis envolvidas no processo de decisão de investimentos, se constitui em um dos mais importantes pretextos para questionamen-

tos dos métodos que adotam o princípio do fluxo de caixa descontado.

Apesar das limitações práticas desses métodos, diversos trabalhos publicados - notadamente nos anos 60 e 70 - se destacam na definição de critérios para especificação dos custos e benefícios de projetos. Dentre esses, ressaltam-se, Prest e Turvey (1972), Mckean (1972), Musgrave (1972), Sen (1972), Squire e Tak (1988) e, mais recentemente, Brent (1990).

Todavia, de uma maneira geral, os critérios propostos são caracterizados por fortes restrições no que se refere às suas habilidades no tratamento de fatores intangíveis, o que limita a inclusão de variáveis que mereçam uma avaliação em termos qualitativos.

A inadequabilidade dos sistemas de contabilidade de custos, é apontada por Kaplan (1984), que descreve diversas distorções e ressalta a importância de fatores intangíveis nas decisões de investimentos.

"Os administradores em geral devem ficar de sobreaviso para a inadequação dos seus sistemas atuais de medidas. É duvidoso se alguma companhia pode ser bem sucedida operando com base nos seus números. Sabe-se, porém, que os números gerados hoje nos sistemas oferecem pouca base para decisões ou controle gerencial" (Kaplan, 1984., p. 101).

As críticas de Kaplan não se resumem aos procedimentos utilizados para quantificar custos e benefícios em processos de decisão e controle. Em trabalho posterior, ele questionou duramente as técnicas que utilizam o princípio do DCF, sobretudo na análise de investimentos em novas tecnologias.

"A abordagem do fluxo de caixa descontado é muitas vezes usada erradamente, quando as empresas, arbitrariamente, impõem elevadas taxas de desconto para avaliar novos projetos de investimentos. Talvez elas acreditem que projetos de alto retorno podem ser criados pela atribuição de altas taxas de juros, antes que através da implementação de inovações tecnológicas no produto e no processo, ou por ações hábeis destinadas ao desenvolvimento e exploração de vantagens competitivas no mercado" (Kaplan, 1986, p. 87).

Isto é, além das limitações já conhecidas - e aqui discutidas - dos métodos de DCF, existe ainda o agravante do mau uso de

tais técnicas quando dos estudos voltados à escolha de investimentos em alternativas tecnológicas.

A propósito, o trabalho de Proctor e Canada (1992), é possivelmente a mais exaustiva análise bibliográfica relacionada aos métodos tradicionais de avaliação de investimentos, notadamente em segmentos industriais. Além de outros aspectos, os autores identificam que:

"Desde o final dos anos 60, pesquisadores e profissionais têm discutido as dificuldades em quantificar todos os fatores das propostas de investimentos em indústrias, quando se utiliza o princípio do fluxo de caixa descontado da tradicional escola Americana de avaliação de capital. Entre o fim dos anos 70 e parte da década de 80, foi aumentada a atenção para essas dificuldades" (Proctor e Canada, 1992., p. 45).

Os principais fundamentos das críticas de Proctor e Canada, seguem a mesma linha de questionamentos apresentadas por Kaplan (1984 e 1986).

"Uma inundação de produtos estrangeiros qualitativamente superiores e economicamente mais baratos, esmagaram a indústria Americana, ganhando a participação de mercado e avançando nos seus lucros. Quando colocadas em prova, as metodologias tradicionais de escolha econômica, podem ter avaliado inadequadamente as propostas de investimento e, conseqüentemente, reduzido o crescimento de possíveis soluções tais como o sistema de fabricação flexível - FMS" (Proctor e Canada, 1992, p. 45).

Embora a avaliação de Proctor e Canada esteja correta quanto a seu resultado, eles não diferenciam o quanto da perda de competitividade se deve aos limites das metodologias tradicionais e quanto está associada à natureza dos cálculos econômicos efetuados pelos analistas dos EUA. Por privilegiar o indivíduo (consumo), tem sido típico da racionalidade econômica dos países ocidentais a utilização de taxas de descontos mais elevadas, ao contrário do japonês que por estimular a produção (a longo prazo), acaba viabilizando os investimentos mais intensivos em capital, como é o caso do FMS.

Uma maior ênfase para os fatores qualitativos e/ou de natureza estratégica, é apontada por Proctor e Canada (op. cit.) como um importante desafio para as pesquisas futuras.

Uma revisão crítica geral dos métodos em DCF, foi também elaborada por Liberatore et al (1992), que sugeriram a utilização⁵ do modelo Analytic Hierarchy Process - desenvolvido por Saaty (1977) - como uma alternativa para tratamento de variáveis quantitativas e qualitativas em avaliações de investimentos. Ao destacar a opinião de outros pesquisadores eles ressaltam,

"Desse modo, esses autores acreditam que uma nova abordagem de decisão pode ser necessária: (1) para identificar atributos relevantes (qualitativos e quantitativos), que representam importantes benefícios dos investimentos; (2) para relacionar a importância desses atributos para alcançar a estratégia de longo prazo da empresa; e (3) para formalizar os processos de decisões com a abordagem sistemática que interligue a estratégia da empresa à decisão de investimento definitiva" (Liberatore et al, 1992., p. 32).

Um problema assim caracterizado, é tipicamente um problema a ser equacionado através de métodos de múltiplos critérios, conforme será mostrado em capítulos posteriores.

O setor elétrico, por exemplo, tem sido uma "vítima" freqüente das vulnerabilidades dos métodos tradicionais de análise de investimentos. A propósito, quando das estimativas dos benefícios energéticos de um empreendimento hidrelétrico, pressupõe-se que, ao dimensioná-lo para atendimento das condições mais desfavoráveis (período crítico) verificadas no passado, se estaria assegurando o suprimento de energia elétrica sob qualquer situação hidrológica (Sureck, 1989).

Portanto, para efeito da caracterização das vazões dos rios, admite-se que o futuro será uma projeção do passado e procura-se planejar o sistema elétrico para a ocorrência da condição hidrológica mais crítica. Talvez por causa disso, desde meados dos anos 80 o sistema Sul-Sudeste se encontra supermotorizado - excesso de potência disponível em relação à energia gerada - e já se questiona até com certa persistência, a instalação de seis geradores na Usina de Itá, da Eletrosul, tendo em vista o baixo volume relativo da energia, comparativamente à potência instalada.

⁵O uso do AHP também foi sugerido por Proctor e Canada (1992).

A discussão pública (através de vários artigos do Jornal Folha de São Paulo no decorrer de 1993) entre o atual presidente da Companhia Energética de São Paulo (CESP) e o físico Rogério César Cerqueira Leite sobre a viabilidade de usinas térmicas a óleo pesado, cuja instalação está prevista para a região de Campinas (São Paulo), é outro bom exemplo dos problemas metodológicos associados à quantificação dos custos e benefícios de tais investimentos.

As mudanças nos cenários que configuram as relações entre as variáveis do sistema econômico, é outro aspecto qualitativo que interfere profundamente na definição da trajetória de expansão de sistemas elétricos. Por exemplo, não obstante a previzível escassez de recursos financeiros - que já marcava a economia brasileira no transcorrer dos anos 70 - as decisões decorrentes do planejamento da expansão do sistema elétrico indicavam a priorização de usinas térmicas a carvão e a revitalização do programa de grandes obras hidrelétricas (Itaipu e Tucuruí surgiram neste contexto), como forma mais atrativa de superar os problemas de abastecimento de petróleo deflagrados no mesmo período (Medeiros, 1993).

Sucedeu que, além de a crise não ter durado o tempo previsto pelos planejadores do setor elétrico, as incertezas associadas às previsões utilizadas e as fortes pressões das economias desenvolvidas - em especial as dependentes de petróleo - acabaram não permitindo que os preços desse importante energético atingisse os níveis estimados inicialmente. Nestas circunstâncias, aquelas vantagens comparativas de outras fontes energéticas na substituição do petróleo, não foram tão significativas⁶ quanto esperado.

Surgido da necessidade de substituir o petróleo e como instrumento para subsidiar o domínio da tecnologia nuclear para fins pacíficos, o programa nuclear brasileiro é outro exemplo das limitações dos métodos tradicionais no trato com fatores intangíveis. Os problemas orçamentários, os defeitos técnico-operacio-

⁶Em várias situações o uso do petróleo para a geração de eletricidade continua sendo competitivo, como é o caso do atendimento de sistemas isolados.

nais dos equipamentos adquiridos, as exigências dos grupos de defesa do meio ambiente e a formação de cartéis por parte de grandes empreiteiros foram, dentre tantos outros, alguns dos aspectos que prejudicaram consideravelmente a implementação do referido programa.

Observe-se porém que, neste caso, é bastante provável que as vulnerabilidades dos métodos de análise de investimentos tenham sido utilizadas como instrumentos para satisfação de interesses políticos de atores importantes em termos da viabilidade da tecnologia nuclear no Brasil.

O resultado foi que, planejado em 1975 para ter, já nos anos 90, oito reatores em operação com potência instalada equivalente a 10.400 MW, o programa termonuclear brasileiro, cujo custo total foi estimado em US\$ 10,0 bilhões, tem hoje operando apenas a Usina de Angra I, já tendo absorvido mais de US\$ 6,0 bilhões do total previsto. Para colocar em atividade o primeiro reator⁷ da Usina de Angra II, o setor elétrico precisará desembolsar, ainda, cerca de US\$ 1,0 bilhão ao ano por um período de cinco anos (Rosa e Mielnik, 1988). Desse modo, caso venha a ser concluído todo o programa - o que já não é um consenso dentro do próprio governo - estima-se que os seus custos globais superem a US\$ 30,0 bilhões, mantidas as atuais condições de fornecimento, construção e montagem.

Logo, a impraticabilidade de transformação em base monetária (de forma confiável) de diversas variáveis que afetam o planejamento do sistema elétrico no Brasil, tem resultado em enormes prejuízos para os concessionários do setor, os quais apresentam reflexos negativos também para o consumidor.

Tais problemas não se limitam ao caso brasileiro ou às economias menos desenvolvidas. Em trabalho publicado no final da década passada, Lee (1989) apontou várias situações em que as dificuldades de quantificação de algumas variáveis, acabaram modificando os resultados dos planos de expansão do setor elétrico americano. O relato mais importante se reporta à utilização do

⁷Observe-se que a Usina de Angra II teve a sua implantação iniciada em 1976 e, apesar dos 17 anos de construção, não se tem uma previsão concreta da sua data de operação, ou até mesmo se será concluída.

modelo OGP - Optimized Generation Planning - desenvolvido na General Electric Co. para indicar a trajetória ótima de expansão do parque gerador dos Estados Unidos.

Levando em conta, também, as limitações no suprimento de petróleo - a primeira aplicação do OGP aconteceu no início dos anos 70 - os resultados do modelo recomendavam a instalação prioritária de usinas termonucleares e turbinas a gás natural.

"Nos anos seguintes, os analistas da GE descobriram que as companhias implementaram menos usinas nucleares e a gás do que o sugerido pelo OGP, apesar das fortes evidências da atratividade econômica"(Lee, 1989, p. 291).

Tal acontecimento, conforme constatado posteriormente, deveu-se, principalmente, à influência de determinadas variáveis intangíveis, destacando-se: (i) carência de operadores com experiência em turbinas a gás; (ii) incerteza acerca do grau de aceitação e economicidade das usinas nucleares; e (iii) a tradição no uso de outras tecnologias tais como as usinas hidráulicas e as térmicas a carvão e a óleo combustível (Lee, *ibid.*).

Lee concluiu, finalmente, que:

"Em geral, modelos elegantes e bem sucedidos, tratam com um pequeno número de variáveis quantificáveis e pressupostos rigorosos. Quando o número de variáveis qualitativas é grande e os pressupostos são frágeis, o modelo é menos exato e pouco confiável. Problemas sócio-econômicos, infelizmente, pertencem a esta última categoria. Tem um elevado número de variáveis, sendo a maioria delas não quantificáveis" (Lee, *ibid.*, p. 290).

3.2.2. Determinação da Taxa de Desconto

Tradicionalmente, são duas as principais correntes teóricas para fixação das taxas de descontos aplicadas em análise de investimentos. A primeira delas, largamente utilizada desde o início dos anos 50, argumenta que a taxa de desconto deve ter como base a taxa social de desconto ou o custo oportunidade do capital, que traduziriam, respectivamente, as relações de preferência temporais da sociedade no transcorrer do período de avaliação e a taxa marginal de retorno dos projetos na economia. Marglin (1972), Feldstein (1972), Sen (1972), Layard (1972) e

Brent (1990), são alguns dos defensores desse princípio, ainda que ressaltem as suas limitações.

A segunda corrente pressupõe que o custo de capital da empresa é a forma mais coerente de se estimar a taxa de desconto nas avaliações de investimentos. Os clássicos trabalhos de Thatcher (1954), Modigliani e Miller (1958 e 1966), Schwartz (1958), Haley e Schall (1978), Berenek (1978), Dimson e Marsh (1982) e estudos mais recentes tais como os de Callen (1988) e Maloney et al (1993), dentre tantos outros, demonstram a importância do uso do custo de capital como representativo da taxa de desconto.

O cálculo do custo de capital, contudo, é uma questão sobre a qual ainda não se tem consenso. A combinação dos conceitos defendidos pelas duas correntes descritas acima - o que implica em determinar a taxa de desconto a partir da média ponderada entre a taxa social e o custo oportunidade do capital da empresa - se constitui em uma abordagem prática para resolução (se é que isso é possível) dos conflitos teóricos, quanto à utilização prioritária de um dos conceitos anteriores. Proposições que adotam este tipo de procedimento são encontradas em Harberger (1972), Usher (1972) e Baumol apud Feldstein (1972). Com efeito, o princípio da taxa de desconto ponderada é seriamente criticada por Feldstein (1972), um dos mais notáveis defensores da taxa social de desconto, que já admitia, quatro anos antes do trabalho de Harberger (1972), que:

"A busca de uma fórmula perfeita para cálculo da taxa social de desconto é uma futilidade. A taxa social de desconto é uma função que deve refletir a política e éticas sociais, bem como o julgamento das condições econômicas futuras. (...) Ela não pode ser derivada a partir das taxas existentes no mercado, porém deve ser administrativamente determinada como uma questão de política pública" (Feldstein, 1972, p.247).

Considerando-se a turbulência que caracteriza o meio ambiente do setor elétrico desde meados dos anos 70, seria bastante discutível a taxa de desconto supostamente fixada por uma instituição pública ou privada no Brasil. Ademais, dada a fragilidade do processo de decisões de investimentos no setor elétrico brasileiro, a possibilidade de arbitragem da taxa de

desconto passaria a ser mais um foco de pressões por parte de grupos interessados (empreiteiros, políticos e concessionários, principalmente).

Como se não bastassem as vulnerabilidades apresentadas acima, acrescentam-se ainda as dificuldades relacionadas à compatibilização das taxas de descontos social e privada, notadamente nos empreendimentos que muito embora sejam uma concessão do poder público, são explorados pela iniciativa privada - como é o caso da energia elétrica. Marglin (1972) e Sen (1972) elaboraram exaustivas pesquisas sobre esse tema, ainda que não tenham alcançado consenso acerca dos seus resultados.

O clássico trabalho de Modigliani e Miller (1958), é provavelmente o mais detalhado estudo acerca do conceito do custo de capital, assim como das suas relações com a estrutura econômico-financeira de uma empresa e sua utilização em decisões de investimentos. Ali, é demonstrado que o custo de capital não varia com a sua estrutura (relação entre o capital próprio e o de terceiros), a qual, por conseguinte, não deveria afetar a taxa de desconto para avaliação de empreendimentos. Além disso, era pressuposto que:

"(...) agindo racionalmente, a empresa tenderá a investir no ponto em que o produto marginal dos ativos fixos seja igual à taxa de juros do mercado" (Modigliani e Miller, 1958, p. 262).

Após diversos questionamentos da equivalência entre os critérios de maximização dos lucros e o de maximização do valor de mercado da empresa, Modigliani e Miller (ibid.) acabaram mostrando várias vantagens do segundo e, a partir dele, estabeleceram as proposições que caracterizam a independência entre o custo de capital - base para a taxa de desconto - e a estrutura de capital de uma firma⁸. Isto é, em um mercado perfeito de capital, não existiria uma estrutura ótima que maximizaria o valor de mercado de uma organização.

Essa tese de Modigliani e Miller não era, contudo, uma unanimidade. Uma importante corrente de economistas (chamada de

⁸Uma aplicação ao setor elétrico americano, pode ser encontrada em Modigliani e Miller (1966).

"tradicionalistas"), dentre os quais destacam-se Schwartz (1958) e Solomon (1973), defendia a existência de uma estrutura ótima de capital, na qual o custo de capital seria mínimo e o valor de mercado de empresa alcançaria, no ponto de ótimo, o seu valor máximo. Além disso, Schwartz (1958) demonstrou que a seleção da melhor estratégia de investimentos ocorreria no ponto em que a taxa marginal de retorno do ativo investido fosse igual ao custo marginal dos recursos financeiros captados para fazer frente ao empreendimento. Esse mesmo resultado é apresentado em Fleischer (1977), através de um exemplo numérico.

Uma avaliação abrangente do conceito de custo de capital foi efetuada por Haley e Schall (1978). Esse estudo, que tem como base uma análise crítica de trabalhos então em evidência, apontou uma série de controvérsias conceituais e apresentou uma descrição bastante ilustrativa das dificuldades relacionadas aos aspectos teóricos e práticos associados ao custo de capital.

Como consequência da análise das principais aplicações do custo de capital - ou seja, guia nas decisões de financiamento, base para a taxa de desconto em avaliação de investimentos e como critério de interligação entre as decisões de investimento e de financiamentos - e de graves questionamentos dos conceitos de custo de capital atribuídas a diversos autores - Modigliani e Miller (1958), por exemplo - Haley e Schall (1978) concluíram que, não obstante os seus vários usos no decorrer do tempo, o conceito do custo de capital se tornou irrelevante e enganoso, sugerindo então que o mesmo fosse abolido dos livros textos de finanças.

Em trabalho publicado no início dos anos 80, Dimson e Marsh (1982) destacaram sete métodos distintos utilizados por companhias britânicas para cálculo dos custos de capital e enfatizaram as suas mais significativas deficiências. Entre outras, ressaltam-se: menosprezo à expectativa dos acionistas; indiferença em relação às possibilidades de aumentos dos lucros; excesso de confiança no valor contábil; e não consideração apropriada dos riscos relativos ao capital próprio.

Independentemente de qual seja o critério adotado para fixar a taxa de desconto - ou seja, critério da taxa social de

desconto, do custo do capital ou mesmo da taxa de juros dos financiamentos - o certo é que tal parâmetro é de considerável importância nas decisões de investimentos em sistemas elétricos.

A preocupação quanto à adequabilidade da taxa de desconto utilizada na avaliação de investimentos em energia elétrica, é um fato preocupante também no setor elétrico de economias desenvolvidas. Stocks (1984), por exemplo, desenvolveu um importante estudo mostrando os impactos do uso de taxas elevadas no planejamento da expansão do setor energético da Austrália.

"Os resultados indicam que as tecnologias capital-intensivas tais como o carvão liquefeito e a energia solar, são desvantajosas quando se utiliza taxas de descontos elevadas. Isto resultaria em adotar uma estratégia na qual a importação de petróleo seria muito maior do que seria desejável se a análise fosse fundamentada em uma menor taxa de desconto" (Stocks, op. cit., p. 177).

Quanto ao uso da taxa de desconto social ou do custo oportunidade de capital nas decisões de investimentos, é argumentado que:

"A taxa social de desconto parece mais apropriada quando está em consideração o nível ótimo de investimento e o "mix" entre os projetos de curto e longo prazos. O custo oportunidade de capital seria o mais adequado quando pressupõe-se que os projetos estariam sendo empreendidos em termos marginais entre investimentos públicos e privados" (Stocks, op. cit., p.178).

O trabalho de Stocks mostrou ainda que, na prática, a aplicação do custo oportunidade de capital - que variava entre 7 e 10% na época do estudo - como base para a taxa de desconto, acarretaria um volume de investimentos menor que o necessário. Por outro lado, o uso da taxa social de desconto (que era inferior a 2% a.a.), resultaria em um maior estímulo aos investimentos do setor público, quando a intenção do governo britânico seria priorizar os investimentos do setor privado.

Os resultados mais contundentes do estudo realizado por Stocks (1984) podem ser assim resumidos:

"As evidências disponíveis para se decidir sobre a taxa de desconto apropriada são bastante confusas. Existem três razões principais para isto. Primeiro,

a base teórica para determinação da taxa de desconto está sendo ainda energeticamente debatida. Segundo, as estatísticas publicadas necessárias para se calcular um valor numérico para tal taxa, são baseadas em definições inconsistentes. Finalmente, a elevada inflação experimentada no início dos anos 70, tende a influenciar a confiabilidade dos cálculos" (Stocks, op. cit, p. 184).

De forma geral, estes também seriam os fatores que tornariam quase impraticável a determinação de uma taxa de desconto para as decisões de investimentos no setor elétrico brasileiro, conforme será visto mais adiante.

Os efeitos do uso inadequado da taxa de desconto na seleção de projetos de geração de energia elétrica no Reino Unido, foram também apresentados por Dimson (1988) e podem ser tomados como reais demonstrações da importância de tal parâmetro para a avaliação desse tipo de empreendimento. No período em questão - entre 1979 e 1988 - os concessionários de eletricidade britânicos, utilizaram a taxa de desconto de 5% ao ano para analisar as alternativas de investimentos propostas.

Contudo, quando dos estudos da viabilidade de implementação da termonuclear de Hinkley Point⁹, com uma taxa de desconto real equivalente a 11% a.a., constatou-se que tal projeto era anti-econômico e representaria um gasto adicional superior US\$ 5,0 bilhões. Na verdade, com 11% de taxa de desconto, deveria ser priorizada a construção de térmicas a carvão, que seriam mais atrativas por serem menos capital-intensivas, em termos relativos (Dimson, 1988).

Conclusão também interessante foi a que chegou Spiro (1990), ao comparar as taxas de descontos utilizadas para avaliar os projetos de investimentos das empresas de eletricidade inglesas, antes e depois do programa de privatização.

"(...) os custos de capital privado excedem o custo de capital social quando os riscos são distribuídos entre acionistas e consumidores de energia elétrica. Por conseguinte, os custos financeiros do capital (taxa de desconto) não seriam usados para cálculo do valor presente e seleção do tipo de tecnologia de

⁹Esta usina já havia sido priorizada e seria construída e operada pela iniciativa privada.

geração mais atrativo. Ele levaria à escolha de tecnologias menos capital-intensivas, as quais não seriam as alternativas de menor custo sob o ponto de vista da sociedade" (Spiro, 1990, p. 8).

Portanto, ainda que partindo de uma metodologia diferente de análise, Spiro chegou a resultados semelhantes àqueles apresentados por Stocks (1984).

No caso brasileiro, a preocupação com a taxa de desconto aplicada nas decisões de investimento em geração de energia elétrica, não tem sido menor que no Reino Unido. Tal taxa afeta o plano de expansão em pelo menos três etapas sucessivas: no dimensionamento da capacidade instalada da usina; na escolha do "mix" de tecnologias (hidráulicas ou térmicas); e na determinação da seqüência de entrada em operação das unidades de produção planejadas (Becker e Maurer, 1991).

Na prática, desde o início dos anos 70 as empresas do setor elétrico brasileiro - coordenadas pela Eletrobrás - utilizam a taxa de juros de 10% a.a., como representativa da taxa de desconto, nas análises de benefícios/custos das alternativas propostas¹⁰. No entanto, a partir do final da década passada, vem sendo questionada publicamente a persistência na aplicação desse valor e suas conseqüências na priorização das obras de geração, principalmente.

"Parece existir uma concordância de que essa taxa deve estar fortemente relacionada com os custos de capital enfrentados pelo setor para financiar seus investimentos. Sabe-se, todavia, que esses custos têm crescido bastante, o que por si só exigiria uma revisão da taxa de desconto. Entretanto, o setor a vem utilizando de forma quase que mecânica (...) sem prestar muita atenção à sua propriedade e conveniência" (Becker e Maurer, 1991, p. 19).

Os executivos da Eletrobrás defendem o uso dos 10%, argumentando que se trata dos custos financeiros associados à média ponderada das suas principais fontes de financiamentos (recursos próprios, Reserva Global de Reversão, Empréstimo Compulsório¹¹

¹⁰Um breve histórico sobre a taxa de 10% no Brasil pode ser encontrado em Calou et. al. (1990).

¹¹Que foi extinto pela Constituição Federal promulgada em 1988.

e recursos de terceiros), o que daria uma taxa de desconto entre 8,5% e 12% (Becker e Maurer, op. cit.).

Adaptando essas mesmas premissas argumentadas pela Eletrobrás para uma situação mais real, Becker e Maurer (op. cit.) demonstraram que é possível se chegar a taxas de descontos que variam entre 13% e 21%, bem mais próximas dos custos dos diversos tipos de financiamento enfrentados pelo setor elétrico nos últimos 15 anos.

O uso equivocado das taxas de descontos nas decisões de investimentos, pode trazer conseqüências devastadoras para a trajetória de expansão do sistema elétrico. Vale dizer, que a aplicação de tal taxa em patamares abaixo do nível representativo, tende a priorizar os grandes empreendimentos hidrelétricos (com elevado custo inicial e longo prazo de maturação), ao mesmo tempo em que é desfavorável às pequenas obras (notadamente térmicas), que apresentam menores custos iniciais e cujos investimentos podem ser recuperados de forma mais rápida. Tal estratégia, além de contribuir fortemente com a elevação dos custos médios da produção de eletricidade, acaba prejudicando a diversificação da oferta, haja visto que limita a participação da iniciativa privada e desestimula os programas de conservação de energia.

De certa forma, Rodrigues e Dias (1990), chegaram a conclusões que são semelhantes aos resultados dos estudos de Stocks (1984) e Spiro (1990).

"A importância de se adotar uma taxa de desconto apropriada advém da percepção de que uma escolha incorreta pode conduzir a profundas distorções na definição de alternativas econômicas mais vantajosas. Subestimar a taxa de desconto conduz essencialmente a: favorecer grandes obras (...); favorecer o potencial hidráulico (...); inviabilizar projetos de reforma de equipamentos e instalação (...); e inviabilizar o ingresso de capitais privados" (Rodrigues e Dias, 1990, p. 27).

A análise acima permite deduzir que, de um lado, as taxas de desconto normalmente utilizadas no dimensionamento e priorização de projetos no setor elétrico, podem (infelizmente) estar fortemente influenciadas por interesses de grupos defensores de grandes obras e, de outra parte, fica caracterizado a quase

impossibilidade de se calcular uma taxa de desconto que efetivamente traduza as expectativas de todos os segmentos envolvidos.

Neste sentido, torna-se indispensável um urgente redirecionamento da sistemática de planejamento da expansão do setor elétrico, como forma de evitar o agravamento dos seus desequilíbrios econômico-financeiros e, ao mesmo tempo, previní-lo do uso de instrumentos inadequados para seleção da trajetória de investimentos que melhor satisfaça às suas restrições.

3.2.3. O Tratamento do Risco e da Incerteza

Os procedimentos para incorporar o risco e a incerteza aos métodos tradicionais de avaliação de investimento - isto é, que utilizam o princípio do fluxo de caixa descontado - têm merecido um razoável destaque nos últimos trinta anos, pelo menos.

De uma maneira geral, na escolha do melhor programa de investimentos, a incerteza decorre, principalmente, das dificuldades de se antecipar, com exatidão, as conseqüências dos diversos cursos de ação das alternativas (Dorfman, 1972).

Convém destacar que, sempre que for possível se estimar a probabilidade de acontecimento de uma determinada situação - conseqüência de um projeto - diz-se que se está diante de uma avaliação de empreendimentos sob condições de risco. Do contrário, diz-se que o investimento está sendo analisado em regime de incerteza (Brent, 1990).

Quando a análise sob condições de risco ou incerteza envolve discussões acerca de investimentos públicos ou privados, a questão merece uma análise mais detalhada:

"(...) no mercado de capitais privados os empreendedores não selecionam os investimentos que maximizam o valor presente dos retornos em condições de certeza, porém, os que maximizam os retornos, apropriadamente ajustadas aos riscos. A questão resume-se a verificar se é adequado descontar investimentos públicos da mesma forma que os privados" (Arrow e Lind, 1972, p. 335).

No mesmo trabalho, onde tratam do problema dos riscos nos investimentos públicos ou privados, Arrow e Lind (op. cit.) ressaltam que, independentemente de quem seja o acionista, o

risco deve ter a mesma consideração. Tal argumento é justificado devido ao fato de que:

"Tratar o risco diferentemente no setor público resultará em sobreinvestimento neste setor, em detrimento de retornos maiores produzidos no setor privado" (Arrow e Lind, 1972, p. 335).

Sob o ponto de vista de modelagem para incorporação do risco na avaliação de investimentos, diversas técnicas são utilizadas com mais frequência. Genericamente, a análise de sensibilidade, análise de riscos (método de Monte Carlo, por exemplo) e o princípio do valor esperado, são algumas das abordagens aplicadas em estudos sobre a atratividade de projetos (Govett et al, 1992).

Várias dessas técnicas têm sido adotadas nas decisões de investimento no setor elétrico. Destaque-se, por exemplo, Govett et al (1992), que utilizam o processo de simulação de Monte-Carlo na escolha de uma entre duas pequenas centrais termelétricas para cogeração de eletricidade. Os resultados apresentados mostraram-se bastantes sensíveis às variações na periodicidade do fluxo de caixa dos projetos. Isto é, se os custos e receitas eram dados de forma anual, o perfil dos riscos produzidos no processo de avaliação mostravam uma certa ambiguidade, não permitindo, nestes casos, uma escolha definitiva (Govett et al, *ibid.*).

Além dos métodos descritos acima de incorporação dos riscos nas decisões de investimentos, outros de características mais simples são também aplicados (Hundy e Hamblin, 1988). Dentre esses, o mais usado consiste em elevar (ou reduzir) a taxa de desconto, em função da expectativa de risco de um determinado investimento. Os trabalhos de Van Horne (1972 e 1976), Dimson e Marsh (1982), Petruzzi (1986), Thompsom e Thuesen (1987), Hundy e Hamblin (1988), Dimson (1988), Brent (1990) e Rossell (1992), são bons exemplos acerca de modificação das taxas de descontos para levar em conta os riscos dos empreendimentos.

Em uma ampla pesquisa elaborada por Ross (1986), levando em conta doze grandes empresas inglesas, foi possível concluir que as mesmas normalmente utilizavam duas abordagens destinadas à inclusão dos riscos nas suas taxas de descontos. No primeiro caso, mais adotado pelas corporações ditas de orçamentos flexí-

veis, procurava-se aplicar taxas uniformes, compatíveis com os seus custos de capital. No segundo caso - de maior utilização em termos globais - eram usadas taxas de descontos em três níveis: muito elevadas; moderadamente elevadas; e próximas ao custo de capital, para projetos que se caracterizassem como pequenos, médios e grandes, respectivamente.

Tal procedimento, todavia, tem sido objeto de severas críticas, principalmente diante das evidências da perda acentuada de competitividade das empresas americanas em relação às japonesas. Com efeito, Kaplan (op. cit.) questiona a elevação da taxa de desconto (acima de 15%) para investimentos efetuados por indústrias americanas em novas tecnologias - que são consideradas empreendimentos de razoável risco - quando a taxa japonesa não chega a 10% ao ano.

Além disso, Kaplan argumenta que a taxa de desconto deveria ser utilizada simplesmente para tornar equivalentes os resultados de projetos apresentados com fluxos de caixa diferenciados. O seu valor limite guardaria relação com o custo oportunidade de capital dos investimentos com riscos semelhantes no mercado de capitais - que na época do seu estudo não passava de 8% a.a nos Estados Unidos da América.

Trabalho na mesma linha foi desenvolvido por Hundy e Hamblin (1988) que acrescentam:

"A insistência em uma taxa mínima de atratividade elevada para todos os projetos, reduz o risco de que alguns deles que apresentem retornos abaixo do custo do dinheiro. Esta abordagem draconiana, contudo, significa que muitos projetos relativamente saudáveis que mostram retornos inferiores ao mínimo exigido, sejam eliminados, ainda que contribuam significativamente para a lucratividade da companhia" (Hundy e Hamblin, 1988, p.1801).

Convém acrescentar que, no caso do setor elétrico brasileiro, não se justificaria, em princípio, a elevação da taxa de desconto de um investimento em geração (por exemplo), tendo em vista que, pela legislação em vigor, o mercado é razoavelmente garantido. Todavia, os riscos de mudanças importantes na configuração de uma usina, ou até mesmo da sua não conclusão em virtude

do tratamento inadequado de diversas variáveis - inclusive a taxa de desconto - é um fator cada vez mais preocupante.

Em geral, contudo, em processos de decisão de investimentos - notadamente naqueles casos que envolvem um elevado número de variáveis macroeconômicas e/ou que impliquem no estabelecimento de regras para fatores não controlados pelo planejador, com é o caso do setor elétrico - é a existência de incertezas com relação às conseqüências das várias alternativas possíveis que predomina. Diversas são as técnicas indicadas para tratar a incerteza, quando se utiliza de métodos de avaliação fundamentados no princípio do fluxo de caixa descontado. Dentre elas, destacam-se¹² o maximin e o princípio de Savage (ou de minimax arrependimento).

Dorfman (1972), ressaltou as principais limitações desses métodos. No primeiro caso (maximin), o excesso de pessimismo - a norma consiste em escolher o melhor entre os piores resultados - é a mais evidente deficiência quando tal método é aplicado em situações reais.

O princípio de Savage, embora menos limitado que o caso anterior, também apresenta várias vulnerabilidades. A principal delas consiste em mudanças no "ranking" de opções de investimentos, ao se incluir uma nova alternativa (hipotética) no conjunto proposto (Dorfman, 1972).

A partir do final da década de 60, uma forma alternativa de incorporar a incerteza na análise de investimentos, passou a ser investigada por Gupta e Rosenhead (1968). Nessa abordagem, é explorado o conceito de robustez de uma decisão, o qual é suportado por um princípio segundo o qual:

"Um caminho alternativo para se resguardar do perigo de uma má decisão, consiste em assegurar que o passo inicial na seqüência de investimentos, mantenha a possibilidade de algumas boas opções de expansão" (Gupta e Rosenhead, 1968, p. B18).

Neste sentido, os autores definem robustez de uma decisão como a relação entre o número de boas opções de cursos de ação em

¹²Fleischer (1977) aponta ainda o método do maximax, o princípio de Hurwicz e o princípio de Laplace.

condições de serem explorados e o total das alternativas levadas em conta no contexto da decisão (Gupta e Rosenhead, op. cit.).

Uma avaliação mais abrangente da importância do conceito de robustez em uma decisão de investimentos, bem como as suas principais relações com a incerteza e o princípio da optimalidade, foram os mais importantes objetivos de uma pesquisa posterior elaborada por Gupta et al (1972).

"A robustez, uma medida usual da flexibilidade de uma decisão, tem características que a tornam um critério adaptável para tomar decisões seqüenciais sob condições de incerteza. Incorpora a incerteza do ambiente, não por imposição de uma estrutura probabilística, porém pela persistência acerca da importância da flexibilidade" (Gupta et al, 1972, p. 419).

Uma análise formal (teórico-matemática) do conceito de robustez foi desenvolvida por Pye (1978). Por outro lado, uma aplicação do mesmo conceito para a definição de estratégias flexíveis de investimento para o setor elétrico da Turquia foi o que apresentou Kavrakoglu (1982). Ele conclui que:

"(...) a abordagem é consistente com o ponto de vista analítico do sistema em termos da modelagem do ambiente de decisão. (...) Embora o método tenha sido utilizado no planejamento da expansão de sistemas elétricos, ele pode ser facilmente adaptado a qualquer outro problema de decisão de investimentos que envolva um nível considerável de incerteza" (Kavrakoglu, 1982, p.478).

No início dos anos 70, passou a ser incorporada aos processos de avaliação de investimentos que utilizam um dos métodos de DCF, a técnica de análise através de cenários alternativos, construídos no âmbito do planejamento estratégico. A propósito, o trabalho de Hundy e Hamblin (1988), apresenta importantes comparações entre as técnicas tradicionais (valor presente líquido e taxa interna de retorno), contra uma sistemática de escolha de alternativas de novas tecnologias utilizando cenários.

Uma análise da atratividade econômica de quatro projetos de energia elétrica, utilizando-se cenários alternativos fornecidos pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, foi apresentada por Khan e Fiorino (1992), os quais, adicionalmente, compararam os métodos da taxa interna de retorno e do "payback" com o CAPM - "Capital Asset Pricing Model". Os seus resultados mostraram

algumas vantagens de adaptação do CAPM em relação às duas outras técnicas.

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem considerado uma série de cenários alternativos para a definição dos seus programas de expansão. Contudo, as freqüentes perturbações no ambiente (político, econômico, social e tecnológico), contribuíram para o insucesso dos planos estabelecidos a partir dos cenários propostos.

CAPÍTULO 4

4. TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO APLICADAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

4.1 Considerações Gerais

A busca de um ótimo, no que diz respeito ao planejamento da expansão de sistemas elétricos, tem merecido significativa atenção de diversos pesquisadores.

Embora tenham mostrado consideráveis avanços para o aperfeiçoamento da sistemática de planejamento no setor elétrico, desde o final da década de 70 começaram a aparecer as dificuldades de adaptação das técnicas de otimização às turbulências que têm caracterizado o ambiente econômico nos últimos 20 anos. Não obstante tais dificuldades, é bastante amplo o elenco de trabalhos que tratam da utilização da programação matemática nas decisões de investimento de sistemas elétricos.

Este Capítulo tem como objetivo básico uma revisão da bibliografia, contemplando boa parte de importantes contribuições das técnicas de programação matemática para o equacionamento do problema de decisões de investimentos. Além disso, são destacadas as suas principais restrições no tratamento de problema cada vez mais complexo. Na última seção, é elaborada uma análise das vulnerabilidades dos métodos de otimização, sob o ponto de vista dos limites da racionalidade dos processos de escolha.

4.2. O Pioneirismo dos Modelos das Décadas 50 e 60

O marco inicial do uso dos modelos de programação matemática em sistemas elétricos, provavelmente tenha sido os trabalhos de Massé apud Bessière (1970), e Massé e Gibrat apud Anderson (1972), que formularam o problema de investimento no setor elétrico, ainda na década de 50, como se a meta fosse a minimização dos custos de um programa de obras. Com esse fim, fizeram uso da técnica de programação linear.

Em princípios dos anos 60, Massé (1962) aproveitou a sua experiência como pesquisador da Electricité de France - de onde foi posteriormente Diretor - para dar um tratamento prático aos Modelos concebidos em anos anteriores. Naquele trabalho, o

programa de investimento ótimo era aquele que minimizava o custo total considerando-se o somatório dos gastos com os investimentos, operação e a manutenção correspondente.

O estudo de Massé (1962) pressupõe que a energia demandada em um instante "t" é perfeitamente conhecida e os seus preços são variáveis exógenas ao problema. Ademais, não são considerados aspectos qualitativos - tais como pressões de políticos, pressões de grupos ecológicos, dentre outros - tanto do lado da oferta quanto da demanda de energia elétrica.

No clássico trabalho "Investment 85", Bessière (1970) desenvolveu um modelo para definir a estratégia de investimento da Electricité de France até 1985. Concluído em 1965, este modelo representava o estágio final do conjunto de estudos iniciados¹ por Massé apud Bessière (1970).

As características de tal modelo, a sua importância para o problema de decisões de investimento que procurava resolver, assim como um histórico da sua evolução desde meados da década de 50, são encontradas em Bessière (1970).

Modelos importantes que seguem a mesma linha de raciocínio, foram também desenvolvidos no decorrer dos anos 60 por Boiteux (1964), Berrie (1967), Bessière (1969) e Turvey e Anderson (1972).

4.3. A Ampliação do Contexto nos Anos Seguintes

Em princípios dos anos 70, Andersson (1972), patrocinado pelo Banco Mundial, elaborou uma extensiva revisão bibliográfica, onde são discutidos os principais modelos da época aplicados para a escolha de trajetórias ótimas de expansão de sistemas elétricos. Segundo Andersson:

"As variáveis da decisão de investimentos da indústria de energia elétrica interagem fortemente no decorrer do tempo. Isso ocorre por algumas razões, que são mais facilmente explicadas através de exemplos. Primeiro, diferentes fontes de energia têm funções complementares nos modernos sistemas elétricos interligados. Segundo, o balanço ótimo dependerá

¹Os estudos foram iniciados por Pierre Massé em 1954 e seus principais resultados podem ser obtidos em Massé (1962).

das configurações atual e esperada do sistema" (Andersson, *ibid.*, p.268).

Scherer e Joe (1977) apresentaram avanços consideráveis no sentido do aperfeiçoamento do uso das técnicas de otimização em sistemas elétricos, dando ênfase à minimização dos custos e incorporando a confiabilidade como uma das restrições do sistema.

Em estudo elaborado no início da década de 80, Munasinghe (1981a) acrescentou outras variáveis ao problema do planejamento de sistemas elétricos, ao que ele denominou de estado da arte das pesquisas acerca do planejamento da oferta de energia elétrica. A metodologia desenvolvida foi aplicada para determinar o nível ótimo de confiabilidade na cidade de Cascavel, no Estado do Paraná, mostrando resultados compatíveis com as expectativas do setor elétrico brasileiro.

Anos mais tarde Munasinghe acrescentou pequenas modificações na metodologia desenvolvida, incluindo-lhe pressupostos que lhe permitissem um uso genérico.

"Do ponto de vista da engenharia econômica, o objetivo básico dos modelos é determinar um conjunto de políticas que maximize o benefício líquido do consumo de eletricidade para a sociedade como um todo. Isto também corresponde ao mais eficiente uso dos recursos econômicos escassos e maximização da produção ou PIB. (...) Conforme discutido anteriormente, existem vários outros importantes objetivos tais como atender às necessidades básicas de energia dos consumidores pobres, independência dos recursos estrangeiros, captação de recursos financeiros para futuros investimentos, etc., os quais também influenciarão as políticas de preços e investimentos" (Munasinghe, 1984, p.426).

Entretanto, embora tenha mostrado a importância da interação do setor elétrico com o resto da economia, Munasinghe não se utiliza de tais princípios para a busca do programa de investimento de custo mínimo. Na verdade, ele modificou o procedimento tradicional de definição do programa de custo mínimo ao pressupor que a qualidade da oferta de energia elétrica seria a variável a ser otimizada. Neste caso, o custo total seria uma decorrência do nível de confiabilidade - ou da qualidade - do sistema (Munasinghe, 1981a e 1984). Ou seja, quanto mais elevado for o grau de confiabilidade do sistema maiores serão os seus custos.

Ao contrário do trabalho de Massé (1962), o preço da energia elétrica é uma variável endógena ao plano de expansão, sendo a sua influência uma das preocupações do modelo apresentado por Munasinghe (1984). Além disso, para um dado nível de confiabilidade e admitindo-se que a oferta de energia elétrica possa ser representada pela curva de custo marginal², as quantidades e preços ótimos seriam calculados por (Munasinghe, 1984):

$$BL=BT-SC=\int p(q) dq-\int MC(q) dq$$

onde:

BL: é o benefício líquido do consumo de eletricidade,

BT: é o benefício total do consumo de eletricidade,

SC: é o custo do sistema,

$p(q)$: é a curva de demanda para um determinado nível de confiabilidade, e

$MC(q)$: é a curva de oferta ou o custo marginal de suprir uma unidade adicional de energia elétrica.

Portanto, quando o benefício líquido para a sociedade é máximo, tem-se que:

$$\frac{dBL}{dq}=p(q)-MC(q)=0$$

ou, conseqüentemente,

$$p(q)=MC(q)$$

isto é, o preço de venda que maximiza o benefício líquido global para a sociedade, seria igual ao custo marginal de atender um MWh adicional.

²Cuja utilização no setor elétrico tem sido muito questionada nos últimos 10 anos, pelo menos. Ver, por exemplo, Andersson e Bohman (1985).

Não obstante essa preocupação com os preços e a alocação dos recursos para a sociedade, Munasinghe (1984), não esclarece de que forma os custos marginais dos sistemas elétricos se relacionaria com os custos de outros energéticos competitivos. Desse modo, pode ocorrer que o plano de expansão de custo mínimo não seja aquele que satisfaça um dos objetivos básicos, previstos por ele em um outro trabalho de 1981, qual seja:

"Os recursos escassos nacionais devem ser alocados eficientemente, não somente entre diferentes setores da economia, como dentro do próprio setor elétrico" (Munasinghe, 1981b, p.332).

Embora represente razoavelmente a situação do setor elétrico em um determinado instante, o modelo de Munasinghe (1984) está limitado à avaliação estática das interações do setor com o resto da economia, inclusive por não levar em conta as incertezas inerentes ao processo de planejamento de uma atividade tão complexa.

Uma combinação das técnicas de otimização com os princípios dos custos marginais para definição do plano de expansão de sistemas elétricos, foi também o resultado de uma pesquisa de Sherali et al (1982). Neste caso, foi destacada a importância das variáveis duais como representativas dos preços da energia elétrica nos períodos de ponta e fora da ponta, considerando-se os conceitos atribuídos a Wenders apud Sherali et al (op. cit.).

O problema foi retomado por Sherali et al (1984), que acrescentaram-lhe diversos aspectos associados às decisões de investimentos no setor elétrico em regime de incerteza. Tal incerteza foi considerada no trabalho através de cenários alternativos. A programação linear em dois estágios é então utilizada para mostrar as principais relações entre o custo marginal do plano de expansão e um programa ótimo, levando-se em conta a alocação intertemporal dos recursos.

Uma análise relativamente abrangente das regras de investimento no setor elétrico, foi elaborada por Berrie (1983). Três foram as regras básicas de investimento por ele estabelecidas:

(i) regra de investimento: onde é avaliado quanto e quando deve ser gasto em expansão;

- (ii) regra do preço: aqui, procura-se determinar qual o nível e a estrutura dos preços da energia elétrica, de modo a atender aos objetivos dos consumidores e dos concessionários; e
- (iii) regra da qualidade: neste caso, são fixados o nível de confiabilidade do sistema, após a expansão, levando-se em conta as duas regras anteriores.

Em seguida, Berrie (1983) descreve como se fazer uso de vários métodos de programação matemática (programação linear, dinâmica e não linear), para seleção de programas de investimentos que apresentem o custo mínimo como função objetivo.

A subdivisão do problema de planejamento de expansão de sistemas elétricos em subproblemas afins foi proposta por Bloom (1983). A decomposição do problema era feita de tal forma que cada subproblema caracterizasse a configuração do sistema no ano inicial do processo de planejamento. Além disso, era resolvido um "master problem", que definia a trajetória ótima de investimento para todo horizonte de planejamento.

Neste contexto, ao separar o problema em duas partes, ele determinou a seqüência ótima de investimentos em geração, os custos de operação, bem como a confiabilidade resultante no sistema elétrico em questão (Bloom, 1983).

A implementação e os resultados da utilização do modelo de Bloom, foram apresentados por Bloom et al (1983), em estudo com relativas contribuições para o uso da programação matemática no planejamento de sistemas elétricos. Ali eram descritas algumas vantagens computacionais em relação à programação dinâmica, assim como foram relacionados os princípios de convexidade do modelo após introduzidas algumas modificações.

Trabalho semelhante foi desenvolvido por Bernard e Chatel (1984), sendo seu principal objetivo examinar a influência das características de um sistema predominantemente hidráulico - como o brasileiro - sobre a escolha de uma combinação ótima de geração (hidráulica e térmica). Especificamente são avaliadas as condições marginais para que seja alcançado o custo mínimo, quando considerados os seguintes aspectos: (i) efeitos da elevação dos custos dos aproveitamentos hidráulicos; (ii) o custo de se

adicionar apenas os geradores; e (iii) os custos de implementar diferentes aproveitamentos hidráulicos.

Os critérios de investimentos na expansão da capacidade de produção de energia elétrica na Suécia, foram investigados por Andersson e Taylor (1985). No caso, eles discutiram as vantagens do uso dos critérios de energia e de capacidade para a busca de um programa ótimo. Eles concluem que:

"O assim chamado critério econômico combinado, usado pelo setor elétrico da Suécia, até onde nós temos sido capazes de alcançar, é economicamente defensável. Uma vantagem desse critério é que ele permite considerações simultâneas das confiabilidades da carga e da oferta de energia. Outra vantagem é que o seu uso não está limitado à mera determinação da reserva de potência" (Andersson e Taylor, 1985, p.13).

A programação dinâmica tem sido uma das técnicas de otimização de ampla utilização no planejamento da expansão de sistemas elétricos. O modelo de Petersen (1973), é um dos pioneiros na definição de investimentos ótimos em geração. Ali, o objetivo consistia em minimizar uma função de custo, dado um conjunto de opções tecnológicas de produção de eletricidade (hidráulica, nuclear e outros tipos de térmicas). Além disso, procurava-se dimensionar a próxima usina e a sua data de entrada em operação comercial.

O uso da programação dinâmica nas decisões de investimentos em geração, foi também objeto de pesquisa de Evans e Morin (1986), que sugeriram a utilização da programação dinâmica híbrida. Eles apontam como principal vantagem em relação à programação dinâmica clássica³, a redução do tempo de CPU para resolução do problema.

"A programação dinâmica, diferentemente da maior parte dos modelos de programação matemática, permite, com certa facilidade, a incorporação de muitas medidas de confiabilidade do sistema (...) e dos custos de operação do sistema. Por causa dessas características e de sua capacidade de ser adaptada à estrutura temporal das decisões envolvidas, a programação dinâmica tem sido amplamente aplicada no problema de

³Por exemplo, Petersen (op. cit.).

planejamento da geração de energia elétrica" (Evans e Morin, 1986, p.139).

Entretanto, o volume de investimentos e o impacto sobre outros setores da economia nacional, aliados às incertezas futuras, tornam o problema cada vez mais complexo. Dada a persistência dos desequilíbrios econômicos, típicos de uma conjuntura instável, a racionalidade das decisões fica condicionada ao sucesso de uma estratégia que, entre outras coisas, privilegia a flexibilidade dos programas e a habilidade de adaptá-los às discontinuidades dos cenários.

Uma forma de solucionar tal problema foi proposta cerca de um ano antes do trabalho de Evans e Morin por Cascaes Dias (1985), em sua Tese de Doutorado. Naquele trabalho, o problema era formulado em termos da teoria do controle ótimo⁴, sendo o seu principal objetivo tirar o melhor resultado da diversidade dos custos e, sobretudo, dos prazos de maturação que caracterizam as alternativas de expansão. Ademais, pressupondo-se as suas relações com o futuro, o modelo de Cascaes Dias (1985) apresenta importantes contribuições quanto à administração do futuro incerto, levando-se em conta a busca de um custo mínimo para o programa de obras⁵.

Desde o clássico "investment 85" de Bessière (1970), que utilizou a programação não linear, vários estudos teóricos e aplicações, foram desenvolvidos nos últimos 20 anos, usando a mesma técnica. A propósito, o tratamento do problema sob a forma da programação não linear foi proposto por Rosenthal (1981), que apresentou um algoritmo baseado no princípio do "reduced-gradient" para maximização dos benefícios em sistemas elétricos predominantemente hidráulicos.

Levin et al (1983), sugeriram o uso da programação não linear, para demonstrar as condições segundo as quais a abordagem "passo a passo" do problema conduziria a soluções idênticas àquelas obtidas através da programação dinâmica. Um grande avanço

⁴A teoria do controle ótimo foi também utilizada por Mar e Bakken (1981), para resolução do mesmo tipo de problema.

⁵Uma aplicação desse trabalho pode ser encontrada em Cascaes Dias e Santana (1987).

do modelo de Levin et al (op. cit.) consistiu na definição de um conjunto de teoremas no sentido de caracterizar as condições tecnológicas do sistema elétrico - existente e futuro.

A preocupação com o comportamento dos preços dos energéticos tradicionalmente usados na geração de eletricidade e a sua influência para a definição de um programa ótimo de investimento, motivaram o trabalho de Levin et al (1985), que também aplicaram, para atingir os objetivos pretendidos, um algoritmo em programação não linear desenvolvido por Levin e Zahavi (1984).

O modelo PSE desenvolvido por Tourinho (1985), é outra tentativa de determinação da estratégia de expansão de custo mínimo, dado um mercado previamente estabelecido. Adaptado ao caso brasileiro, tal modelo permite, a partir do uso da programação não linear, levar em consideração a predominância das fontes hidráulicas na evolução do parque gerador.

Assim, adotando-se um critério⁶ de ordenamento dos investimentos que leve em conta os custos correspondentes, possivelmente os empreendimentos mais baratos seriam executados em primeiro lugar, ficando os mais caros para períodos futuros.

Dessa forma, seguindo-se o mérito econômico dos empreendimentos de geração - ou seja, contruindo-se primeiramente as usinas mais baratas - pode-se deduzir que os custos marginais são crescentes, sendo a convexidade da sua curva determinada pela exaustão progressiva dos aproveitamentos mais vantajosos. Assim, a menos que ocorram avanços tecnológicos consideráveis, ou que os custos anteriores tenham sido distorcidos, os custos médios dos investimentos futuros crescem com o aumento do potencial aproveitado (Tourinho, 1985).

Como a maioria dos modelos vistos até aqui, o uso excessivo de variáveis quantitativas obriga à introdução de premissas bastante rigorosas, o que prejudica sua aplicabilidade em um ambiente extremamente turbulento. Além disso, para que o sistema esteja sendo expandido e operado da forma como proposto por

⁶Como grande parte dos modelos de otimização, o de Tourinho (1985) também converte todas as variáveis em uma base monetária.

Tourinho (1985), o custo marginal de longo prazo (expansão) deve ser igual ao de curto prazo⁷. A rigor,

"O nível ótimo de confiabilidade (capacidade), é definido como o ponto em que o custo marginal de aumentar a confiabilidade é exatamente igual à correspondente redução no custo marginal do déficit de energia para os consumidores" (Munasinghe, 1981b, p. 141).

Ou melhor, para que seja alcançado o ótimo no planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos, o custo marginal de longo prazo - calculado no modelo de Tourinho (op. cit.) - além de ser igual ao de curto prazo, deve também coincidir com o custo do déficit de energia⁸. Na prática, apenas os sistemas elétricos cujos órgãos de controle e fiscalização dispõem de estatísticas confiáveis e atualizadas, têm condições de quantificar o custo de 1 kWh não suprido (ou custo do déficit) para a economia como um todo.

A propósito, a igualdade acima tem sido bastante contestada a partir da segunda metade dos anos 80, sendo Andersson e Bohman (1985), os seus maiores críticos.

"A equivalência, contudo, é válida somente sob o pressuposto muito restritivo de que a capacidade pode ser variada continuamente. Isto significa que as indivisibilidades, irreversibilidades e durabilidade dos investimentos são ignoradas" (Andersson e Bohman, 1985, p. 279).

Logo, a ordenação de investimentos em função dos custos de longo prazo (que são teoricamente crescentes), é uma aproximação bastante rigorosa⁹. Isso porque, na ocorrência de indivisibilidade - para citar apenas um caso - o custo marginal não é operacionalmente determinado.

⁷O custo marginal de curto prazo é o custo de atender 1kWh adicional sem que seja possível expandir a capacidade instalada.

⁸Maiores detalhes sobre custo de déficit podem ser encontradas em Munasinghe (1981b), Sanghvi (1984) e Pasha (1989).

⁹No trabalho pioneiro de Boiteux apud Andersson e Bohman (1985) e na análise crítica de Andersson e Bohman (ibid.), estão detalhados os princípios de igualdade de custos marginais que orientam a expansão de sistemas elétricos.

4.4. Os Anos 90 e a Importância dos Aspectos Ecológicos

Um algoritmo para subsidiar as decisões e controle da operação de um reservatório com usos múltiplos (irrigação e geração de energia elétrica em Israel), foi o principal objetivo de um estudo elaborado por Rabinowitz et al (1992). Tal algoritmo, desenvolvido a partir de um trabalho publicado anteriormente - Rabinowitz et al (1988) - realiza a alocação dos recursos hidráulicos, de modo a maximizar o retorno esperado da energia produzida, levando-se em conta as exigências do consumo na agricultura e as restrições de armazenagem e de fluxo do reservatório.

Apesar de ter equacionado matematicamente o problema e da eficiência computacional na busca de soluções ótimas, o modelo em questão se reveste das limitações típicas dos modelos de programação matemática, no que se refere ao uso exclusivo de variáveis quantificáveis. Sabe-se, entretanto, que as políticas de irrigação e de suprimento de energia, são formuladas, na maioria das vezes, considerando-se fatores qualitativos e, portanto, de impossível transformação em valores monetários. A não inclusão ou o tratamento inadequado desses aspectos prejudica sensivelmente a avaliação dos resultados alcançados.

Um modelo que contempla o equacionamento dos conflitos entre os critérios de custo e de confiabilidade dos sistemas elétricos, foi a pretensão de Pereira e Balu (1992).

"Um dos objetivos do planejamento de sistemas elétricos é determinar a seqüência de expansão (geração, transmissão, etc.), exigida para atender uma demanda prevista de forma econômica e confiável. Esses objetivos são conflitantes. (...) A reponsabilidade do planejador é, então, alcançar a melhor combinação possível entre custo e confiabilidade, reconhecendo as incertezas com relação às flutuações da carga e disponibilidade dos equipamentos" (Pereira e Balu, *ibid.*, p. 470).

Para atender a essa expectativa, eles desenvolveram um modelo que utiliza, ao mesmo tempo, um método de enumeração e a técnica de Monte Carlo, aproveitando-se das suas vantagens no tratamento dos riscos. Apesar dos bons resultados no que diz respeito à redução do tempo de computação, verifica-se algumas limitações, destacando-se: representação dos dados de entrada;

especificação do custo do déficit e do custo de produção com limites de transmissão; e a modelagem do sistema de potência.

Tanabe et al (1993) retomaram o problema em um trabalho que contempla uma aplicação ao sistema elétrico brasileiro e amplia o número de objetivos (múltiplos objetivos), porém, todos eles quantificáveis.

O uso da programação linear para determinação do despacho econômico de usinas em situações extremas de restrições operativas, foi sugerido por Jizhong e Guoyu (1992). Ali, a operação de um sistema de potência com o menor custo, levando-se em conta a manutenção da oferta de energia mesmo nas condições mais desfavoráveis, era o principal objetivo do modelo de fluxo de rede proposto.

A busca de um padrão ótimo de confiabilidade e, simultaneamente, de um mínimo custo do sistema através da programação estocástica, era o que visavam Qiu e Girgis (1993), que se utilizaram da abordagem clássica do planejamento de sistemas elétricos. Isto é, admitia-se que deveria ser especificada uma trajetória de expansão de mínimo custo, pressupondo-se: as incertezas que afetam a configuração do sistema e as características de operação do mesmo, dadas as limitações físicas, as quais, em geral, ocorrem de maneira estocástica (Qiu e Girgis, op. cit.).

Nos primeiros anos da década atual, as técnicas de programação matemática têm tido o seu escopo bastante ampliado, tendo em vista, principalmente, a inclusão de variáveis relacionadas ao meio ambiente e a otimização do uso de fontes não tradicionais de energia.

Trabalho recente acerca da importância do meio ambiente para o planejamento da expansão do parque gerador brasileiro, foi elaborado por Rovere (1992). Ele ressaltou, especialmente, a necessidade de mudanças urgentes na sistemática de decisões cujo objeto seja a definição de programas de obras ótimos, permitindo a inclusão de outros atributos e não apenas o de menor custo.

"As ações de diversos agentes sociais externos ao setor elétrico (...), os órgãos ambientais, as associações ecológicas internacionais e os órgãos de financiamento (Banco Mundial e BID), vem acarretando uma série de importantes conseqüências para o plane-

jamento da expansão da geração de eletricidade no país. Pode-se dizer até mesmo que este planejamento corre sério risco de ser inviabilizado caso ignore esta nova realidade" (Rovere, 1992, p. 189).

Além disso, foram destacados os obstáculos metodológicos e institucionais da atual sistemática de decisões de investimento em geração, sobretudo do parque hidráulico.

Bakirtzis e Gavanidou (1992), fizeram uso da programação dinâmica estocástica para estabelecer o esquema ótimo de operação de sistemas isolados que combinem fontes convencionais e não convencionais de geração. O mínimo consumo de combustível era o objetivo do algoritmo desenvolvido.

Trabalho sobre o mesmo tema foi também proposto por Wijk et al (1992), porém, com a pretensão de determinar o montante de energia convencional a ser economizada a partir da implementação de um plano de expansão que contasse com um potencial de 1000 MW a ser gerado pela energia eólica.

Por outro lado, no mesmo período, Wijk e Turkenburg (1992) avaliaram, utilizando a programação estocástica, a importância da energia eólica para evitar os elevados custos associados ao consumo de combustíveis tradicionais na geração de eletricidade e reduzir o índice de poluição por diversos tipos de gases.

A minimização dos impactos com a poluição das usinas térmicas foi a preocupação (também) de Granelli et al (1992). No caso, foi aplicada a programação linear para estabelecer uma estratégia de operação, que permitisse um "mix" de combustíveis de forma a assegurar um "trade off" entre os níveis de emissões e o custo de operação.

A mesma técnica, foi ainda utilizada por Mangoli et al (1993a e 1993b) no problema de planejamento de sistemas elétricos, com o objetivo de minimizar os custos dos combustíveis das térmicas operadas para gerar energia reativa.

Os impactos da geração de energia elétrica no meio ambiente, foi a principal preocupação de Krajewski et al (1993) que avaliaram algumas questões metodológicas do uso do controle ótimo na operação de uma usina térmica a carvão, assim como os reflexos do uso de tais usinas no regime térmico natural de um rio norte

americano. Eles concluíram que o esquema ótimo de operação dependeria, prioritariamente, da qualidade das informações acerca das condições hidro-meteorológicas da região em estudo.

Genericamente, a falta de controle do planejador sobre a maioria das variáveis econômicas envolvidas no processo de decisão, torna bastante vulnerável o uso de modelos cujo critério básico de escolha consista na verificação dos impactos puramente econômicos do conjunto de alternativas propostas.

A exigência de pressupostos demasiadamente restritivos, leva, quase sempre, à introdução de um erro clássico que é o da simplificação excessiva para facilitar a resolução do problema. No caso típico do setor elétrico, algumas variáveis importantes são excluídas na formulação do problema, ainda que se reconheça que os resultados possam ser eventualmente alterados pelos reflexos daquelas variáveis.

Existem várias situações¹⁰ em que a má utilização dos princípios da programação matemática originou a implementação de programas de geração de energia elétrica, que seriam impraticáveis para os concessionários.

No Brasil, o uso indevido dessas técnicas também apresenta seus rescaldos. Por exemplo, o superdimensionamento de usinas, que resultou na convivência durante um bom tempo de potência instalada maior que a capacidade de gerar energia; a não consideração de forma adequada das limitações tecnológicas, que levou ao encarecimento dos custos da maior hidrelétrica do mundo - Itaipu; o "esquecimento" das pressões dos grupos de defesa do meio ambiente, que tem causado a interrupção momentânea e até definitiva de algumas obras de geração; e, finalmente, para não tornar a lista bastante extensa, o otimismo exagerado na consideração das restrições financeiras¹¹.

Novos caminhos vêm sendo pesquisados. Recentemente Petrovic e Kralj (1993), elaboraram uma extensa revisão bibliográfica sobre a aplicação das técnicas de programação matemática no

¹⁰Ver, por exemplo, Lee (op. cit. p. 35 desta Tese).

¹¹Esses problemas estão apresentados de maneira mais detalhada no Capítulo 7 desta Tese.

planejamento e operação de sistemas elétricos, considerando-se, simultaneamente, variáveis econômicas e de meio ambiente. Ao analisar a evolução histórica do despacho de potência levando em conta os dois critérios - econômico e ambiental - eles apontaram um futuro promissor para a utilização dos métodos de múltiplos critérios na definição da seqüência de operação de usinas que usam diferentes fontes de energia.

A propósito, em estudo desenvolvido no final da década passada, Duckstein et al (1989) discutem e defendem a utilização das técnicas de múltiplos critérios na operação de sistemas elétricos predominantemente hidráulicos. Daquele estudo é possível deduzir, dentre outros aspectos, que: (a) tais métodos são apropriados para o planejamento e operação de sistemas elétricos quando se considera os aspectos ecológicos; e (b) que os métodos em questão permitem ressaltar o relacionamento entre a geração de eletricidade e os problemas de meio ambiente.

4.5. Racionalidade Limitada de Herbert Simon

Como se não bastassem os problemas particulares associados aos métodos tradicionais de análise de investimentos e aos modelos de otimização, outras questões específicas que ligam esses procedimentos aos princípios da teoria da decisão podem ser aqui acrescentadas.

Em geral, as decisões de investimentos - notadamente daqueles empreendimentos de maiores prazos de maturação - estão cercadas de incertezas e pressupostos, que apontam para os limites da capacidade do ser humano na elaboração de diagnósticos e prognósticos perfeitos, necessários para uma análise precisa do problema. Por causa disso, há algum tempo vem sendo sugerida a substituição do princípio da maximização pelo da satisfação (Simon, 1979).

"Uma teoria de maximização de lucros ou de utilidade pode ser colocada mais simplesmente do que a teoria de satisfação (...). A primeira, contudo, faz hipóteses mais fortes do que a última sobre o sistema cognitivo humano" (Simon, 1979, p. 495).

E mais:

"(...) os economistas que são zelosos em insistir que os atores econômicos maximizam retornos, que são os mesmos que adotam o princípio da 'maximização', viram-se e adotam o princípio da 'satisfação' quando é a avaliação de suas próprias teorias que está em jogo" (Simon, op. cit., p. 495).

A propósito, adotam o princípio da maximização os processos de escolha que admitem que a racionalidade é ilimitada. Isto é, onde é possível: (i) selecionar, sempre, uma opção dentre várias em um conjunto proposto; (ii) ter um perfeito conhecimento das conseqüências de cada alternativa; (iii) através de avaliações e comparações (complexas e ilimitadas), determinar as opções mais atrativas; e (iv) associar cada alternativa a complexas distribuições de probabilidades, sobre as quais deveria ter completo entendimento (Simon, op. cit.) e (Simon e March, 1979).

Por outro lado, Simon e March (1979) afirmam que aplica o princípio da satisfação o processo de escolha que obedece o pressuposto da racionalidade limitada. Ou seja:

"Enquanto o homem econômico maximiza seus esforços selecionando a melhor alternativa entre as que se lhes apresentam, seu primo, a quem chamaremos de homem administrativo, contemporiza, isto é, busca um curso de ação satisfatório ou razoavelmente bom" (Simon e March, 1979, p. XXIV).

Ao comparar o comportamento do homem econômico com o do homem administrativo, eles acrescentam ainda que:

"O homem econômico lida com um mundo real em toda sua complexidade. O homem administrativo reconhece, contudo, que o mundo por ele percebido é apenas um modelo drasticamente simplificado, agitado e confuso do mundo real" (Simon e March, 1979, p. XXIV).

Vários dos requisitos para tomada de decisão - dentro do contexto do homem econômico de Simon - já eram extremamente difíceis de serem alcançados nos anos imediatamente posteriores à II Guerra Mundial. A turbulência que condiciona o ambiente empresarial nos períodos recentes, torna até certo ponto impossível a prática de um processo de decisão que atenda aos quatro pressupostos do princípio da otimização descritos anteriormente.

Quando se refere aos modelos utilizados, na prática, para auxiliar nas decisões, Simon (1979) destaca:

"Para estes fins, modelos idealizados de empresários maximizadores munidos de certeza absoluta sobre o mundo - ou, pelo menos, de posse de todas as funções de distribuição de eventos aleatórios - são de pouco uso. Modelos têm que ser criados tendo em vista a viabilidade dos cálculos, não importando quão fortes devam ser as aproximações e simplificações que assim lhes são impostas" (Simon, *ibid.*, p.498).

É a partir da lógica segundo a qual o ambiente imaginado pelo homem maximizador quase sempre será diferente do ambiente real, que Simon (1979 e 1981) e Simon e March (1979), dentre tantos outros, concluíram que entre simplificar para obter o ótimo e construir modelos que produzam soluções satisfatória em um mundo próximo do real, o segundo caminho é o mais adequado para o processo de decisão que envolva a resolução de problemas cujos contornos não são bem definidos.

Com efeito, o surgimento de métodos que permitem a avaliação de alternativas a partir de diversos critérios - inclusive aqueles conflitantes - vêm ao encontro da segunda abordagem, isto é, daquela que busca soluções satisfatórias em um contexto de decisão que admite múltiplos critérios. A rigor, os processos decisórios - de um indivíduo ou de uma organização - preocupam-se, principalmente, com a escolha de alternativas que atendam a determinados padrões de satisfação. As escolhas ótimas ocorrem apenas em situações excepcionais (Simon e March, 1979).

Na verdade, as decisões de investimentos na expansão de um parque gerador de eletricidade quase sempre são marcadas por interesses (critérios) conflitantes e de difícil reconciliação. Em tais circunstâncias torna-se impraticável a obtenção de um programa de investimento ótimo. Um caminho alternativo seria a busca de soluções satisfatórias avaliadas a partir do confronto entre os múltiplos interesses.

Embora já venha sendo discutido desde o final dos anos 50, foi na década de 80 que o problema das limitações dos métodos tradicionais de otimização - e de decisões de investimentos - passaram a ser questionados com maior ênfase. Exemplo disso foi

a Conferência realizada em outubro de 1985 na Universidade de Chicago. Tal evento reuniu os principais expoentes dos estudos associados à racionalidade econômica. O consenso acerca do paradigma da escolha racional foi um dos seus resultados.

"Em uma ampla definição de racionalidade, os economistas estão se referindo a um paradigma e não a alguma teoria particular. Isto é, diz-se que os decisores têm comportamento racional quando esse comportamento pode ser interpretado conforme o paradigma da escolha racional" (Hogarth e Reder, 1986, p. S186).

Em trabalho publicado na mesma Conferência, Simon relaciona o comportamento do indivíduo no julgamento ao cenário em que ele se encontra. Isto é, a racionalidade da decisão é limitada pelo ambiente de decisão.

"O julgamento se certo comportamento é racional ou razoável pode ser alcançado somente levando-se em conta o comportamento no contexto de um conjunto de premissas ou 'pressupostos'. Esses pressupostos incluem a situação em que o comportamento acontece, os objetivos que ele está contribuindo para alcançar e as ferramentas computacionais disponíveis para determinar como os objetivos podem ser atingidos" (Simon, 1986, p. S210).

No que se refere à relação entre o limite da racionalidade e o princípio da otimização, Arrow (1986) admite concordar com o pensamento de Simon (1979), quanto à vulnerabilidade de tais princípios quando aplicados em processos de decisão.

Outras importantes contribuições que apontam para as restrições das técnicas de otimização e dos métodos tradicionais de avaliação de investimentos, foram apresentadas na Conferência da Universidade de Chicago. Dentre tantas, destacam-se, o trabalho de Einhorn e Hogarth (1986), que propõem um modelo que contempla um processo de decisões em situações de incertezas e ambiguidade, e o artigo de Tversky e Kahneman (1986), que após discutirem os pressupostos da teoria da escolha racional, apresentam várias formas de violação dos princípios que fundamentam tal teoria.

Diversas¹² implicações teórico/prática das limitações dos métodos tradicionais em relação a um ambiente de julgamento e decisão, foram também apontadas por Weber e Coskunoglu (1990), que também elaboraram uma extensa revisão dos trabalhos que tratam de modelos descritivos e prescritivos de tomada de decisões. Eles concluem, que:

"Análises prescritivas estão preocupadas primeiramente com os aspectos matemáticos e os algoritmos das ferramentas de decisão, e com pouca ou nenhuma atenção ao ambiente no qual entendia-se que a ferramenta seria utilizada" (Weber e Coskunoglu, 1990, p. 315).

Eles recomendam que sejam incorporadas nos modelos prescritivos de tomada de decisões (programação linear, programação dinâmica, etc.), a técnica de inteligência artificial como uma alternativa para melhorar a performance dos modelos atuais de otimização.

4.6. Considerações Finais

A capacidade dos modelos de otimização - em especial os que permitem o tratamento de aspectos estocásticos - para a resolução de problemas de contornos bem definidos (isto é, em que os objetivos e as restrições são adequadamente conhecidos), é um fato inegável. Todavia, em um ambiente turbulento (objetivos e restrições conflitantes e irreconciliáveis) e/ou em situações onde predominam as variáveis qualitativas, o sucesso do uso de tais modelos vem sendo cada vez mais questionado.

Os resultados¹³ da aplicação do Optimized Generation Planning (OGP) no setor elétrico norte americano apontados por Lee (1989) explicam algumas das vulnerabilidades das técnicas de otimização. Em um dos casos, a interferência de fatores qualitativos (carência de operadores, incerteza quanto à atratividade econômica das térmicas nucleares e a falta de tradição no uso de determinadas tecnologias), acabaram orientando as decisões de

¹²Ver também: Dery (1983), March e Shapira (1987), Lopes (1990), Payne et. al.(1990), Langley (1991), Singer (1991) e Glazer et. al. (1992).

¹³Alguns exemplos podem ser encontrados nas páginas 34 e 35 desta tese.

investimento das empresas de eletricidade dos Estados Unidos para caminhos distintos daquele sugerido pelo OGP.

No Brasil, os problemas não têm sido muito diferentes¹⁴. Quando da elaboração do Plano 2010, o programa de mínimo custo indicava as usinas hidrelétricas de Itá e Machadinho como prioritárias para o Sistema Interligado Sul-Sudeste. Contudo, o tratamento inadequado de questões associadas aos impactos ambientais, reflexos sócio-econômicos e restrições de natureza macroeconômicas resultaram em graves conflitos com grupos organizados em defesa da população atingida pelas barragens, em sucessivos adiamentos de tais obras e em sérios riscos para a qualidade da oferta de eletricidade em um futuro bem próximo (Santos, 1991 e Pereira, 1991).

A inclusão das usinas de Itaparica e Sobradinho - ambas no Nordeste - no programa de investimento de mínimo custo quando não se tinha sequer razoavelmente equacionados os problemas sócio-ambientais (principalmente) e políticos, também resultou em enormes prejuízos financeiros para o setor elétrico (os custos das obras foram extremamente maiores que os previstos) e em um impacto negativo de elevada dimensão na população atingida (Rosa e Mielnik, 1988 e Santos, 1991).

Os fatos acima mencionados - que estão analisados sob a forma de restrições no Capítulo 7 - permitem ressaltar que o problema do planejamento da expansão de sistemas elétricos, enquadra-se no conjunto daqueles em que os objetivos e as restrições são de difícil reconciliação e onde é cada vez mais crescente o número de fatores cuja mensuração torna-se, na prática, impossível. Em situações com essas características, vem sendo sugerido, desde meados dos anos 70, a utilização de métodos de avaliação com múltiplos critérios, tendo em vista as facilidades para incorporação de aspectos qualitativos e por permitirem a criação de mecanismos para a realização de "trade-offs" entre objetivos conflitantes. Além disso, essa técnica fornece condições para análise da consistência dos julgamentos efetuados.

¹⁴No Capítulo 7 esses problemas estão mais detalhados.

Finalmente, convém acrescentar que esses problemas não ocorrem somente no setor elétrico. Importantes instituições de fomento - como é o caso do Banco Mundial - vêm recomendando o uso da avaliação multicriterial (em substituição à análise benefício/custo) para a priorização de projetos que visam o desenvolvimento autosustentável (Munasinghe, 1993).

CAPÍTULO 5

5. MÉTODOS DE MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

5.1. Considerações Gerais

A análise elaborada nos dois últimos capítulos permite deduzir que são várias as limitações dos métodos tradicionais de avaliação de investimentos e das técnicas de otimização. Isto sugere o uso de metodologias que assegurem o tratamento de objetivos e critérios quase sempre conflitantes e garantam a incorporação de fatores quantitativos e qualitativos no processo de decisão.

Uma das maneiras de adequar os problemas do planejamento dos sistemas elétricos à nova realidade do setor - que exige a análise de trajetórias de expansão sob diversas óticas - requer o uso de métodos que levem em conta os múltiplos critérios de avaliação, prática esta já razoavelmente utilizada por vários países.

Neste capítulo, é elaborada uma revisão bibliográfica dos métodos de múltiplos critérios, com especial atenção ao "Analytic Hierarchy Process - AHP - desenvolvido por Saaty (1977) e à Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution - TOPSIS - cujo desenvolvimento se deve a Yoon e Hwang (1980).

5.2. Características mais Importantes

Os modelos de múltiplos critérios - nos seus mais diversos campos - se prestam para a solução de problemas de decisão onde predominam diversos pontos de vista (em geral conflitantes) e onde a incerteza do ambiente se configure como um fator significativo.

No seu clássico trabalho publicado em meados da década 70, Keeney e Raiffa (1976) afirmavam que:

"Em um mundo incerto, o responsável pela decisão deve ponderar os julgamentos sobre as incertezas, com as suas preferências acerca das possíveis conseqüências ou resultados" (Keeney e Raiffa, op. cit., p.1).

Por causa disso, eles propuseram uma metodologia de análise a qual foi base para todo o desenvolvimento posterior dos métodos de múltiplos critérios, sobretudo aqueles que também adotam os princípios das teorias da utilidade e da probabilidade subjetiva.

Segundo Hwang e Yoon (1981),

"Tomar Decisões com Múltiplos Critérios diz respeito a tomar decisões na presença de múltiplos e usualmente conflitantes critérios de avaliação" (Hwang e Yoon, op. cit. p. 1).

Esses mesmos autores separam os problemas de "Multiple Criteria Decision Making" (MCDM), em duas categorias: Tomada de Decisões com Múltiplos Atributos - "Multiple Attribute Decision Making" (MADM) - e Tomada de Decisões com Múltiplos Objetivos - "Multiple Objective Decision Making" (MODM).

A comparação das soluções de problemas complexos antes e depois do surgimento dos métodos de MCDM, foi realizada por Vincke e Roy (1981). Concluíram que, não obstante os modelos de otimização serem adequados à solução de problemas matematicamente bem definidos, eles deixam a desejar quando a questão envolve opiniões divergentes, o que dificulta a sua modelagem por técnicas de programação matemática.

Neste sentido, os métodos de análise por múltiplos critérios, nos seus mais diversos tipos (MADM, MODM, por exemplo), seriam as formas mais eficazes para solução de problemas complexos¹ (Vicke e Roy, 1981).

Em "Decision Analysis: An Overview", Keeney e Raiffa (1982) caracterizaram de forma bastante consistente o ambiente de decisões, ressaltando que vários fatores - legais, materiais, sociais, políticos e financeiros, dentre outros - contribuem sensivelmente para a complexidade dos problemas de escolha ou priorização.

Já no início da segunda metade dos anos 80, Vincke (1986) fez um apanhado geral sobre a literatura Européia que trata da resolução de problemas com MCDM. Naquele trabalho, foram destacados os sucessos e as dificuldades encontradas no uso de métodos

¹Ver também Vincke (1982) e Roy e Vincke (1984).

de múltiplos critérios, sugerindo, em seguida, alguns caminhos para futuras pesquisas.

Também em uma extensa revisão bibliográfica dos métodos de múltiplos critérios, Massam (1988) separou os estudos de MCDM em quatro grupos distintos: os já citados MADM e MODM, e ainda a Teoria da Utilidade com Múltiplos Atributos - "Multi-Attributes Utility Theory" (MAUT) - e a Teoria da Escolha Pública - "Public Choice Theory" (PCT).

A aplicação de uma das técnicas de "Multiple Criteria Decision Making", contudo, é uma função do problema de planejamento que se pretende resolver. Entretanto, existe um relativo consenso da maioria dos autores - Hwang e Yoon (1981) e Massam (1988), por exemplo - quanto a certos aspectos².

Se o número de alternativas (conhecidas) é limitado e estas podem ser caracterizadas por escores em relação aos critérios considerados, então, o planejador encontra-se diante de um problema de "Multiple Attribute Decision Making". Por outro lado, se as opções não são previamente conhecidas e devem ser definidas levando-se em conta um conjunto de objetivos, possivelmente este seja um problema de "Multiple Objective Decision Making". Na prática, os problemas assim formulados são comumente equacionados a partir de modelos de otimização.

Em determinadas situações, contudo, os escores, assim como os impactos das alternativas são estimados a partir da utilidade esperada das mesmas. Nestas circunstâncias, o problema é definido como um "Multi-Attributes Utility Theory".

Quando a maximização da satisfação da coletividade é o objetivo e a trajetória para isso deve ser buscada após a consideração das opiniões de indivíduos acerca das alternativas em questão, este problema é normalmente chamado de "Public Choice Theory".

Em estudos mais recentes - por exemplo, Korhonen et al (1992), Dyer et al (1992) e Wallenius e Salminen (1993) - observa-se que, de forma geral, os métodos de múltiplos critérios

²Resumidos de Hwang e Yoon (1981) e Massam (1988).

estão sendo divididos (nesses trabalhos) em apenas dois grandes campos (o MCDM e o MADM).

As três referências do parágrafo anterior apresentam outras importantes contribuições para os métodos de múltiplos critérios. Em Korhonen et al (1992), está contido um conjunto de argumentos que permite classificar os problemas de múltiplos critérios nos seus respectivos segmentos, assim como é mostrada uma série de procedimentos cujo objetivo seria orientar os decisores no equacionamento de problemas complexos.

Enquanto isso, uma extensa e atualizada revisão bibliográfica foi também elaborada por Dyer et al (1992), que tem com foco a análise histórica do MCDM e do MAUT. As perspectivas de tais métodos para os próximos dez anos, uma descrição das principais áreas para futuras pesquisas e as mais importantes contribuições da "escola francesa" (a quem se deve os modelos ELECTRE e PROMETHEE³, dentre outros), foram aspectos também ressaltados no referido estudo.

Uma avaliação das possibilidades de aplicação da teoria prospectiva - atribuída a Kahneman e Tversky (1979) - em um ambiente do tipo MCDM, foi elaborada por Wallenius e Salminen (1993), que mostraram, a partir de dois estudos de caso, que os resultados da escolha de alternativas no contexto do MCDM, seriam sustentados pela teoria prospectiva. Dessa forma, tais possibilidades também se constituem em fontes promissoras para futuras pesquisas.

5.3. Metodologias Genéricas de MCDM

Quatro são as mais importantes metodologias utilizadas nas técnicas de "Multiple Criteria Decision Making" (Massam, 1988): (i) ordenação lexográfica; (ii) modelos aditivos; (iii) abordagem gráfica; e (iv) métodos de concordância. A rigor, o princípio do autovetor, através do qual foi desenvolvido o modelo AHP de Saaty (1977), pode ser tomado como uma metodologia aplicada em MCDM.

Uma análise sucinta de tais metodologias (a partir de Hwang e Yoon, 1981 e Massam, 1988) e uma aplicação resumida das mesmas

³Que serão discutidos posteriormente nesta Tese.

em um exemplo hipotético associado à localização de uma usina termelétrica (etapa importante do processo de planejamento de sistemas elétricos), é o que se descreve a seguir.

. Ordenação Lexográfica

Os modelos que utilizam essa metodologia pressupõem que os critérios de avaliação podem ser ordenados do mais para o menos importante. Neste sentido, o processo de escolha das alternativas adquire o seguinte perfil:

"As alternativas que satisfazem o primeiro critério mais importante são julgadas em relação ao segundo critério mais importante. Se mais que dois planos satisfazem esses critérios, um terceiro critério é utilizado e assim sucessivamente, até que um plano seja escolhido" (Massam, 1988, p. 40).

Formalmente tem-se que se c_1 e c_2 são, respectivamente, o mais importante e o segundo mais importante critério, então, a seleção de uma alternativa A_i seria tal que:

$$B^1 = \{A_i | \max_i c_{i1}\} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.1)$$

onde $\max_i c_{i1}$ é a performance da alternativa "i" com relação ao critério 1 - mais importante.

Quando o conjunto B^k ($k = 1, 2, \dots, n$ é o número de critérios) de alternativas assim especificado possui apenas um elemento, este elemento denotaria a alternativa a ser escolhida. No entanto, se mais de um elemento são encontrados, então:

$$B^2 = \{B^1 | \max_i c_{i2}\} \quad i \in (B^1) \quad (5.2)$$

Até que o conjunto B^k tenha um só elemento ou que todos os critérios tenham sido levados em conta, tal processo deve ser continuado.

Suponha o problema de escolha da melhor localização de uma usina térmica a carvão, considerando-se uma das três opções (A_1 , A_2 e A_3) disponíveis. O planejador procura se utilizar de três

critérios: custo (c_1); impactos ambientais (c_2); e distância da mina (c_3). A matriz de decisão pode ser assim configurada:

Tabela 5.1 - Matriz de Decisão do Exemplo Hipotético

Alternativas	c_1 (US\$ 10 ⁶)	c_2	c_3 (Km)
A ₁	550,0	2	30
A ₂	800,0	7	100
A ₃	700,0	5	80

Observe-se que o critério c_2 é definido de tal modo que os valores 2, 7 e 5 representem alto, baixo e médio impactos ambientais, respectivamente (Hwang e Yoon, 1981). Por outro lado, os critérios c_1 , c_2 , e c_3 têm os seus pesos assim estruturados: $w_1 = .5$; $w_2 = .3$; e $w_3 = .2$.

Analisando-se o problema hipotético através do uso da equação (5.1), verifica-se que a localização A₁ seria a selecionada, uma vez que é a de melhor desempenho (menor custo) em termos do critério c_1 - o mais importante. Convém acrescentar que apenas sob o ponto de vista dos impactos ambientais - único critério de natureza qualitativa - a opção A₁ não é melhor que as demais.

- Modelos Aditivos

Sob essa categoria de modelo, a escolha da alternativa "i" mais atrativa é efetuada através da classificação das opções a partir de escores simples. Isto é, a alternativa selecionada será aquela que apresentar o maior escore - ou maior utilidade.

Supondo-se conhecidos os pesos de cada critério "j", os modelos aditivos podem ser, matematicamente, assim especificados:

$$V_i = \max \sum_{j=1}^n w_j X_{ij} / \sum_{j=1}^n w_j; \quad \forall i \quad (5.3)$$

onde, x_{ij} é o valor da i -ésima alternativa com relação ao j -ésimo critério e, normalmente,

$$\sum_{j=1}^n w_j = 1 \quad (5.4)$$

Algumas condições são necessárias para o uso dos modelos aditivos simples:

"Primeiro, as preferências, ou os relacionamentos de pares de critérios, por exemplo, c_x e c_s , devem ser preferencialmente independentes dos níveis fixados por qualquer outro critério c_t . Segundo, c_x deve ter utilidade independente de outro critério" (Massam, 1988, p. 50).

Em geral, os modelos formulados levando-se em conta a utilidade esperada (MAUT) pertencem ao conjunto de modelos aditivos (Massam, *ibid.*).

A resolução do problema de localização da usina termelétrica através de um modelo linear aditivo simples exigiria, inicialmente, a normalização dos valores da matriz de decisão mostrada na Tabela 5.1. Aqui, optou-se pela equação de normalização sugerida por Massam (1988). Isto é,

$$y_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}} \quad (5.5)$$

Da equação (5.3) obtém-se $V_1=.438$; $V_2=.270$; e $V_3=.292$. Logo, por este método, a localização A_1 seria novamente a escolhida.

. Métodos de Concordância

Nos métodos assim denominados, as alternativas são selecionadas a partir da avaliação sistemática do relacionamento de todos os pares de alternativas do conjunto proposto, utilizando-se informações acerca do grau de preferência das várias opções com relação aos critérios aplicados.

Os índices de concordância e de discordância constituem-se, neste caso, nos parâmetros básicos para a determinação da alternativa preferida. O índice de concordância do par de alternativas k e p é calculado levando-se em conta um conjunto construído considerando-se a seguinte relação:

$$C_{kp} = \{j | x_{kj} \geq x_{pj}\} \quad (5.6)$$

onde:

$k, p = 1, 2, \dots, m; k \neq p;$

$j = 1, 2, \dots, n;$ é cada um dos critérios em questão; e

x_{kj} é o valor da alternativa k em relação ao critério j .

Por outro lado, o conjunto de discordância é determinado por:

$$D_{kp} = \{j | x_{kj} < x_{pj}\} \quad (5.7)$$

O principal ponto fraco dos modelos que utilizam o princípio da concordância, está relacionado ao procedimento de certa forma arbitrário de definir os limites de concordância e de discordância, os quais são decisivos para a determinação do grau de dominância entre as alternativas consideradas par a par. Além disso, tais modelos garantem, em geral, apenas a eliminação das piores alternativas, isto é, daquelas que são sempre dominadas pelas demais.

É importante acrescentar que nos últimos anos surgiram várias propostas para cálculo dos indicadores acima. Brans et al (1984), Vincke (1986), Bouyssou (1992) e Bouyssou e Perny (1992) são exemplos de tais formulações.

As famílias de modelos ELECTRE (Elimination and Choice Translating Reality) e PROMETHEE (Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations), são os mais destacados representantes dos métodos de concordância.

No exemplo da localização - para o qual foi utilizado o modelo ELECTRE - os conjuntos de concordância (C_{kp}) e de discordância (D_{kp}) podem ser assim apresentados:

$$C_{12} = \{1;3\} \rightarrow D_{12} = \{2\}$$

$$C_{13} = \{1;3\} \rightarrow D_{13} = \{2\}$$

$$C_{23} = \{2\} \rightarrow D_{23} = \{1;3\}$$

Observe-se que o conjunto de concordância mostra os critérios segundo os quais a opção "k" é pelo menos igual à opção "p". Obviamente, o conjunto de discordância, que é um complemento de C_{kp} , denota o elenco de critérios sob os quais "k" é preterida à "p". Desse modo, do exemplo hipotético proposto, $C_{12} = \{1;3\}$ significa que a alternativa 1 é igual ou melhor que a 2 nos critérios 1 e 3 e assim sucessivamente.

Trabalhando-se com os limites⁴ de concordância e de discordância iguais às médias dos conjuntos correspondentes (.5 e .92, respectivamente), conclui-se apenas que a localização A_1 domina a A_3 . Contudo, se o limite de concordância é reduzido para .3 pode-se deduzir que A_1 e A_2 dominam A_3 . Por último, mantendo-se o limite de concordância em .3 e elevando-se o de discordância para .95, constata-se que A_1 domina A_3 e que A_2 domina A_1 e A_3 .

Neste sentido, a única conclusão definitiva seria que A_3 poderia ser eliminada do conjunto em questão, tendo em vista que em qualquer circunstância ela é sempre dominada por uma das outras opções. Por causa dessa característica (de eliminação das piores opções), os modelos de concordância são também denominados de métodos "outranking".

. Abordagem Gráfica

Uma forma analítica de se organizar o processo de escolha de opções em um dado conjunto, consiste em compará-las com soluções hipotéticas chamadas **ideal e indesejável**, por exemplo. As alternativas dispostas de conformidade com esta abordagem são

⁴Maiores detalhes sobre o cálculo dos limites de concordância e de discordância podem ser obtidos em Hwang e Yoon (1981), Roy e Bouyssou (1984) e Massam (1988).

avaliadas em função das suas distâncias em relação à tais soluções. Assim, a alternativa selecionada é aquela que apresenta o menor afastamento da solução ideal (A^*) e a maior distância da solução indesejável (A^-).

O TOPSIS (Técnica para Ordenar Preferências por Similaridade com a Solução Ideal), proposto por Hwang e Yoon apud Hwang e Yoon (1981) e suas versões mais recentes detalhadas em Yoon (1987) e Hwang et al (1993), é um dos modelos mais conhecidos entre os que utilizam a abordagem gráfica. Matematicamente esse método é formulado considerando-se uma matriz de decisão v_{ij} dada por:

$$v_{ij} = w_j \times x_{ij} \quad (5.8)$$

onde v_{ij} é o desempenho (normalizado) da alternativa i frente ao critério j , w_j é peso do critério j e x_{ij} é o valor de i em relação à j .

Sejam A^* e A^- os vetores cujos componentes representam, respectivamente, a menor distância (v_j^*) em relação à solução ideal e o menor afastamento (v_j^-) em termos da solução indesejável. Portanto, conforme Hwang e Yoon (1981) tem-se:

$$A^* = \{(\max v_{ij} \mid j \in J); (\min v_{ij} \mid j \in J')\}; \forall i \quad (5.9)$$

isto é,

$$A^* = \{v_1^*, v_2^*, \dots, v_n^*\} \quad (5.10)$$

ou ainda,

$$A^- = \{(\min v_{ij} \mid j \in J); (\max v_{ij} \mid j \in J')\}; \forall i \quad (5.11)$$

logo,

$$A^- = \{v_1^-, v_2^-, \dots, v_n^-\} \quad (5.12)$$

onde:

$J = (1, 2, \dots, n)$ são os critérios relativos aos benefícios -
 $J' = (1, 2, \dots, n)$ são os critérios relativos aos custos.

Por outro lado, as distâncias entre cada alternativa e as soluções (ideal e indesejável), são determinadas em Hwang e Yoon (1981), através das "distâncias euclidianas", ou seja:

$$S_i^* = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^*)^2}; \forall i \quad (5.13)$$

$$S_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^-)^2}; \forall i \quad (5.14)$$

onde S_i^* e S_i^- são, respectivamente, as distâncias da alternativa i em relação às soluções ideal e indesejável.

Nestas circunstâncias, a priorização das alternativas em análise, consideraria a ordem decrescente da relação de distâncias, C_i^* (quanto maior melhor), a qual pode ser calculada por:

$$C_i^* = \frac{S_i^-}{(S_i^* + S_i^-)} \quad (5.15)$$

Tendo em vista a facilidade de visualização e interpretação dos seus resultados, os fundamentos do método TOPSIS apresentam-se com importante potencial de uso no ambiente MCDM. Contudo, o princípio da "distância euclidiana" não assegura que, no processo de escolha, a alternativa mais próxima da solução ideal seja aquela que, ao mesmo tempo, guarde o maior afastamento da solução indesejável (Hwang e Yoon, op. cit.).

A resolução do problema de localização através do TOPSIS implica, inicialmente, na determinação dos v_{ij} , o que é realizado a partir da multiplicação de cada um dos elementos (após

normalizá-los) da matriz de decisão - Tabela 5.1 - pelos pesos dos respectivos critérios. Isto resulta em:

Tabela 5.2 - Matriz de Decisão Normalizada e Ponderada

Alternativas	C_1	C_2	C_3
A_1	.23	.07	.05
A_2	.33	.24	.15
A_3	.29	.17	.12

As soluções ideal e indesejável seriam, então:

$$A^* = \{.23; .24; .05\}$$

$$A^- = \{.33; .07; .15\}$$

Calculando-se as distâncias das alternativas em relação às soluções hipotéticas acima, obtém-se os seguintes resultados:

Tabela 5.3 - Distâncias das Soluções Hipotéticas

Alternativas	S^*	S^-	C^*
A_1	.17	.14	.45
A_2	.14	.17	.55
A_3	.12	.13	.52

Portanto, pelo modelo TOPSIS, a opção A_2 seria a localização mais atrativa, embora ela seja apenas a que mais se afasta da solução indesejável. Convém destacar que, analisando-se individualmente, a alternativa A_3 é aquela que mais se aproxima da solução ideal porém, simultaneamente, ela a mais similar à solução indesejável.

Interessaria, neste caso, a escolha de uma opção que, ao mesmo tempo, guardasse a menor distância da solução ideal e o maior afastamento da solução indesejável. O equacionamento desse

problema ocorre ao se substituir a equação da distância euclidiana pela equação da distância absoluta, conforme utilizado por Dasarathy (1976), ao propor o SMART - "Similarity Measure Anchored Ranking Technique" - e sugerido por Hwang e Yoon (1981). Isto é,

$$S_i^* = \sum_{j=1}^n |v_{ij} - v_j^*| \quad (5.16)$$

$$S_i^- = \sum_{j=1}^n |v_{ij} - v_j^-| \quad (5.17)$$

Resolvendo novamente o problema da localização por essas duas últimas equações fica caracterizado que A_1 é a opção mais atrativa, uma vez que, ao mesmo tempo, ela é a alternativa que mais se aproxima de A^* e que mais afasta de A^- , conforme mostrado na Tabela 5.4 abaixo.

Tabela 5.4 - Distâncias com Base nas Equações do SMART

Alternativas	S^*	S^-	C^*
A_1	.17	.20	.54
A_2	.20	.17	.46
A_3	.20	.17	.46

5.4. Métodos para Atribuição de Pesos

. Aspectos Gerais

Uma das questões mais discutidas nos modelos de MCDM nos últimos anos, está associada à designação da importância das variáveis no contexto de um processo de análise sob vários pontos de vista. De um lado, deve-se decidir sobre o peso de cada critério no problema de avaliação. De outro, é necessário que se tenha com precisão quais as contribuições dos critérios em relação aos objetivos pretendidos e, finalmente, não se pode esquecer que os

pesos dos critérios, no seu sentido genérico, podem variar para cada ator envolvido.

Várias têm sido as propostas apresentadas no decorrer das duas últimas décadas para equacionamento de tais questões. Hwang e Yoon (1981), em uma abrangente revisão bibliográfica já destacada anteriormente, apontam quatro formas distintas de se determinar os pesos dos critérios em problemas de MCDM. São elas: Método do Autovetor; Método dos Mínimos Quadrados; Método da Entropia; e Método LINMAP (LINEar programming techniques for Multidimensional Analysis of Preference).

Mais recentemente, outras propostas de metodologias para atribuição de pesos foram desenvolvidas. Dentre elas, destacam-se, os trabalhos de Solymosi e Dombi (1986), Vasnick (1986), Costa (1986), Costa (1988) e Mareschal (1988).

Aqui, será discutido com detalhes apenas o Método do Autovetor, em razão do significado do mesmo para o desenvolvimento da metodologia proposta na Parte III deste trabalho. Portanto, informações adicionais acerca de outros princípios para cálculo dos pesos dos critérios podem ser encontradas na bibliografia acima citada.

- Método do Autovetor - Modelo de Saaty (1977)

Sob o ponto de vista teórico o método de Saaty - denominado de **Analytic Hierarchy Process (AHP)** - cuja versão original foi publicada em 1977, pressupõe que um problema complexo pode ser eficientemente investigado, quando ele é decomposto em diversas partes, interligadas através de uma estrutura hierárquica.

Em termos específicos, a determinação da importância dos critérios (comparativamente) e a possibilidade concreta de se avaliar alternativas com relação aos critérios e aos objetivos da organização, são as principais vantagens do modelo AHP.

"Um problema fundamental da teoria da decisão é como determinar os pesos para um conjunto de atividades de acordo com suas importâncias. (...) O objetivo é usar os pesos, que nós chamamos de prioridades, para alocar um recurso entre as atividades ou simplesmente implementar a mais importante do conjunto se os pesos exatos não podem ser obtidos" (Saaty, 1977, p. 234).

Quando se refere à hierarquização das variáveis envolvidas, Saaty o faz do seguinte modo:

"Estamos interessados na obtenção de pesos numéricos para alternativas com relação a subcritérios e para subcritérios com relação a critérios de ordem mais elevada. Gostaríamos que esses pesos fossem significativos para a distribuição dos recursos" (Saaty, 1991, p. XVI).

A sistemática de avaliação através do AHP tem três componentes básicos: decomposição do problema em elementos agrupados nos diferentes níveis hierárquicos; caracterização da importância de cada elemento no processo; e priorização dos elementos das matrizes de comparação.

Matematicamente o método de Saaty utiliza o conceito do autovetor de uma matriz recíproca, quadrada e positiva para determinar a importância de cada um dos elementos da matriz, bem como avaliar a consistência do julgamento efetuado. Seja uma matriz A (2×2) - recíproca - cujos elementos podem ser assim representados (Harker e Vargas, 1987):

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a \\ 1/a & 1 \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

O maior autovalor (λ_{\max}) da matriz acima pode ser calculado através da equação característica cujo determinante é dado por:

$$\det(A - \lambda_{\max}I) = \begin{bmatrix} 1 - \lambda_{\max} & a \\ 1/a & 1 - \lambda_{\max} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

onde I é a matriz identidade.

Resolvendo esse determinante conclui-se que $\lambda_{\max} = 2$, isto é, igual a "n", a ordem da matriz. Este resultado é normalmente utilizado para mostrar que toda matriz quadrada, recíproca e positiva tem autovalor igual a "n". Além disso, para esse mesmo tipo de matriz, o autovetor principal (W) pode ser estimado por qualquer uma das suas colunas, ou seja (Harker e Vargas, 1987):

$$W = \left\{ \frac{a}{1+a}; \frac{1}{1+a} \right\} \quad (5.20)$$

Suponha que os elementos da matriz A representem a comparação de duas alternativas (A_1 e A_2), sendo "a" um valor associado a uma determinada escala de medidas⁵. Numericamente⁶, admita que, na matriz A, $a=4$. Ou seja:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 4 \\ 1/4 & 1 \end{bmatrix}$$

onde $\lambda_{\max} = 2$ e ainda:

$$W = \left\{ \frac{4}{5}; \frac{1}{5} \right\}$$

Por outro lado, conforme demonstrado em Saaty (1977) o desvio da consistência (o que ele denomina de Índice de Consistência) de uma matriz recíproca, quadrada e positiva é dado por:

$$IC = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (5.21)$$

Das equações (5.20) e (5.21) conclui-se, portanto, que todas as matrizes 2×2 são consistentes (λ_{\max} é sempre igual a n) e os pesos dos seus elementos podem ser determinados por qualquer das suas colunas. Ademais, uma matriz A é dita consistente se e somente se $\lambda_{\max} = n$.

⁵Que será discutida ainda nesta seção.

⁶Foi utilizado o mesmo exemplo encontrado em Harker e Vargas (1987).

Em uma matriz de ordem maior que dois o cálculo dos pesos (autovetor) das alternativas pode ser efetuado de duas maneiras⁷:
 i) Se A é consistente então os pesos (w) são calculados por qualquer uma das suas colunas tal como no caso de n=2. Seja a matriz A (consistente, pois $\lambda_{\max} = 3$) extraída de Harker e Vargas (1987):

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 6 \\ 1/2 & 1 & 3 \\ 1/6 & 1/3 & 1 \end{bmatrix}$$

Tomando-se a coluna 1 de A observa-se que a sua soma é igual a 1,667 e o vetor de pesos dos seus elementos é dado por:

$$W = \left\{ \frac{1}{1,667}; \frac{.5}{1,667}; \frac{.1667}{1,667} \right\} = \{.6; .3; .1\}$$

sendo esses resultados igualmente obtidos por qualquer uma das duas outras colunas de A.

Acrescente-se que a matriz de potência "k" (A^k), definida a partir de uma matriz A consistente, reproduz os mesmos resultados apresentados acima. Isso pode ser investigado usando-se a matriz A acima. Isto é,

$$A^3 = \begin{bmatrix} 9 & 18 & 54 \\ 4.5 & 9 & 27 \\ 1.5 & 3 & 9 \end{bmatrix}$$

onde, da coluna 2, obtém-se $W = \{.6; .3; .1\}$.

ii) Se A é inconsistente, então deve-se encontrar a matriz A^k cujos valores de w, possam ser calculados por qualquer uma das suas colunas. Dessa forma, se na matriz A de Harker e Vargas

⁷Maiores informações podem ser encontradas em Saaty (1977 e 1991) e, principalmente, em Harker e Vargas (1987).

(1987) o valor de a_{13} passa a ser igual a 4 - e não mais 6 - verifica-se que A se torna inconsistente ($\lambda_{\max} = 3.02$).

Calculando-se os pesos (já normalizados) dos elementos de A por qualquer uma das suas colunas obtém-se:

$$W = \begin{bmatrix} .571 & .600 & .500 \\ .286 & .300 & .375 \\ .143 & .100 & .175 \end{bmatrix}$$

cujos resultados (w_j) variam em função da coluna a partir da qual tenham sido determinados.

Todavia, os pesos decorrentes da matriz A elevada à quarta potência têm o seguinte perfil:

$$W^4 = \begin{bmatrix} .5584 & .5584 & .5584 \\ .3196 & .3196 & .3196 \\ .1220 & .1220 & .1220 \end{bmatrix}$$

Portanto, quando a potência $k \rightarrow \infty$ os pesos (normalizados) a partir de qualquer uma das colunas de A tendem a w^* (Harker e Vargas (1987)). Este procedimento (potência de matriz) é fundamental para o cálculo do autovetor de uma matriz inconsistente.

A definição de um indicador que permita avaliar as mudanças nos pesos em razão da inconsistência de A, é um fator necessário quando da utilização do modelo AHP. Observe-se, novamente, que A é dita consistente, se e somente se, $\lambda_{\max} = n$. Contudo, Saaty (1977) recomenda, com base em experiências anteriores, que o índice de consistência seja considerado aceitável, sempre que o seu valor não exceda a 0,1.

A consistência no julgamento é uma tarefa demasiadamente complexa, porém, necessária para a confiabilidade de um processo de decisão (Saaty, 1991). No contexto do modelo AHP, ser consistente não significa apenas o atendimento da tradicional propriedade transitiva em termos das preferências entre pares de alternativas. Na verdade, um índice de consistência busca

refletir as perturbações no grau (intensidade) de preferência no decorrer das comparações qualitativas ou quantitativas de um elenco de objetos (Saaty, op. cit., p. 8).

O conceito do autovalor de uma matriz recíproca fornece poderosos instrumentos para medir a consistência de um julgamento (e conseqüentemente de uma decisão). Seja a matriz $A_{2,2}$ apresentada na página 86. Ela é sempre consistente porque, na prática, é impossível se violar a proporcionalidade das preferências entre os seus elementos. Assim, supondo-se que tal matriz represente a comparação entre dois critérios (C_1 e C_2), observa-se que - por definição do que seja uma matriz recíproca - se C_1 é quatro vezes mais preferido que C_2 (a_{12}), então C_2 , necessariamente, tem 1/4 da preferência. Além disso, obrigatoriamente, $a_{ik} = a_{ij}a_{jk}$ (Harker e Vargas, 1987).

De outra parte, uma matriz recíproca de ordem $n > 2$ nem sempre será consistente devido às dificuldades de atendimento da proporcionalidade das preferências quando se aumenta o número de alternativas na comparação paritária. Observe-se que ao se fazer $a_{13} = 4$ na matriz $A_{3,3}$ apresentada na página 87, a mesma torna-se inconsistente, porém, o seu autovalor é apenas um pouco maior que n ($\lambda_{\max} = 3.02$). Isto significa que a perturbação no julgamento é muito pequena e, portanto, fica dentro do limite sugerido por Saaty (1977) de $IC \leq 0,1$.

Destaque-se ainda que, embora existam outras formas de se determinar os pesos dos elementos de uma matriz de decisão, somente através do cálculo do maior autovalor é possível se analisar a consistência dos julgamentos efetuados por um decisor (Saaty, 1991). Na realidade, variações no valor de a_{13} resultam em modificações também no autovalor de A tornando-o diferente de n . Os efeitos das possíveis perturbações nos valores de a_{13} são captados pela equação (5.21) do índice de consistência proposta por Saaty (1977).

Quanto à escala de intensidade da importância de cada elemento, Saaty (1977) propõe⁸ o uso de valores que variam de 1

⁸Um estudo detalhado acerca da construção dos valores da escala de avaliação, podem ser encontrados em Saaty (1990a, 1990b e 1991).

a 9, definidos de tal modo que se a_i e a_j representam o grau de preferência entre pares de alternativas, então, tem-se que:

$a_i/a_j = 1$ se $i=j$ ou quando a_i e a_j são igualmente importantes;

$a_i/a_j = 3$ se a_i é levemente mais importante que a_j ;

$a_i/a_j = 5$ se a_i é fortemente mais importante que a_j ;

$a_i/a_j = 7$ se a_i é muito fortemente mais importante que a_j ;

$a_i/a_j = 9$ se a_i é extremamente mais importante que a_j ; e

$a_i/a_j = 2, 4, 6, 8$ sempre que o decisor pressupõe a necessidade de um valor entre dois dos julgamentos acima.

A escala de valores de Saaty foi especificada a partir de estudos que levavam em conta, inclusive, a "lei do estímulo de magnitude mensurável" de Weber apud Saaty (1991). Segundo tal lei, "uma mudança na sensação é observada quando o estímulo - resultante de comparações paritárias de alternativas ou de atividades comparáveis - é aumentado em uma percentagem constante do próprio estímulo" (Saaty, 1991, p.68).

No que refere à fixação do limite superior da escala em 9, Saaty (1991, p. 71) apresenta duas justificativas mais importantes: (i) os julgamentos qualitativos têm a sua precisão diretamente relacionada à proximidade dos elementos em comparação; e (ii) a habilidade do ser humano nos julgamentos qualitativos é em geral caracterizada por cinco atributos: igual (1); fraco (3); forte (5); muito forte (7); e absoluto (9). Admitindo-se valores intermediários (2, 4, 6 e 8) para os atributos, obtém-se uma escala de comparação paritária de nove elementos.

Alternativamente, é comum o julgamento qualitativo de alternativas de uma mesma magnitude, através de atributos tais como rejeição, indiferença e aceitação os quais, para facilitar a classificação, são subdivididos em baixo, médio e alto. Como se verifica, também neste caso ocorre uma escala de valores de nove elementos (Saaty, 1991).

Empiricamente, Saaty justifica a validade da escala de avaliação paritária a partir de análises comparativas de fenômenos físicos, onde se destaca a relação entre tal escala e a "lei do inverso do quadrado da ótica". Uma de suas experiências consistiu na determinação da intensidade de iluminação de quatro cadeiras colocadas em linha reta a uma distância de 9, 15, 21 e 28 m de uma fonte de luz. Do julgamento efetuado pela sua esposa resultou o autovetor $W = (.62; .22; .10; .06)$. Por outro lado, pela lei do inverso do quadrado da ótica a solução seria $(.61; .22; .11; .06)$, que é muito parecida com aquela originada dos julgamentos qualitativos do experimento de Saaty (Saaty, 1991).

A resolução do problema de localização da térmica a carvão exigiria a decomposição dos seus elementos em uma estrutura hierárquica, onde no ponto mais alto estaria o objetivo do processo de escolha (ou da empresa). No segundo nível, ficariam os critérios de avaliação que podem ser entendidos como as contribuições das diversas alternativas (colocadas no nível inferior da hierarquia) para o objetivo definido.

No caso específico, admitiu-se que a "empresa" esteja visando a **elevação da sua rentabilidade realizando investimentos que levem em conta a minimização dos impactos ambientais e a qualidade do fornecimento de energia elétrica**. Neste contexto, o peso do critério c_j seria proporcional à sua contribuição para esse objetivo.

Utilizando-se a escala de valores de Saaty, obtém-se a seguinte matriz (C) de comparação dos critérios:

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 1/2 & 1 & 2 \\ 1/3 & 1/2 & 1 \end{bmatrix}$$

cujo índice de consistência é igual a .005 ($\lambda_{\max} = 3.0092$) e os pesos w_1 , w_2 e w_3 dos critérios c_1 , c_2 e c_3 são iguais a .54, .30 e .16 que são diferentes daqueles (.5, .3 e .2) definidos originalmente para solução do problema.

Em seguida, as alternativas são comparadas paritariamente considerando-se, individualmente, cada um dos critérios. Isto resulta em:

Tabela 5.5 - Desempenho das Alternativas frente aos Critérios

Alternativas	C ₁	C ₂	C ₃
A ₁	.68	.07	.65
A ₂	.12	.69	.12
A ₃	.20	.24	.23

Denotando-se por x_{ij} o desempenho da opção i diante do critério j , pode-se calcular a performance global das alternativas por:

$$V_i = \sum_{j=1}^n w_j x_{ij} \quad (5.22)$$

No caso, $V_1 = .495$; $V_2 = .287$; e $V_3 = .218$. Ou seja, A_1 seria a melhor alternativa do conjunto proposto e A_3 a menos atrativa.

Os resultados das cinco aplicações sucintas aqui apresentadas, permite verificar que a escolha de uma das opções de localização não é uma unanimidade, ainda que apenas no método de concordância a opção A_1 não seja a selecionada. Isto é típico das metodologias de múltiplos critérios e deve-se, basicamente, às suas características analítica/descritivas.

As discussões com críticas - notadamente por parte da "escola européia" - e elogios ao AHP que ocorreram a partir do início dos anos 80, resultaram na concretização de um modelo que tem na facilidade de uso, na clareza de interpretação dos resultados e na possibilidade de se avaliar a consistência dos julgamentos subjetivos (ou não), as suas maiores contribuições.

Ainda na primeira metade dos anos 80, Belton e Gear (1983 e 1985), embora elogiassem a facilidade de uso do AHP, criticaram a imprecisão na consideração dos fatores quando do cálculo dos

pesos. Através de um exemplo eles mostraram que, devido a tal imprecisão, os resultados alcançados quando do uso do modelo de Saaty, poderiam apresentar mudanças de "ranking" - o que também foi alegado por Watson e Freeling (1982 e 1983) - se uma nova alternativa é incluída com as mesmas características daquela priorizada anteriormente em primeiro lugar.

Além de críticas específicas, convém ressaltar que Belton (1986) apresentou uma ampla pesquisa cuja base era a comparação do AHP com o "Simple Multi-Attribute Value Function". Ali, foram detalhadas as principais implicações de natureza teórico-práticas do uso de tais metodologias. Todavia, deixando-se de lado os argumentos emocionais utilizados, parece que a semelhança entre os dois modelos reside apenas (e tão somente) nas estruturas equações (5.3) e (5.22). A existência de um mecanismo que permita a avaliação da consistência dos julgamentos qualitativos, torna o AHP um modelo bem mais completo que os modelos aditivos simples.

Os debates acerca do modelo de Saaty acabaram criando duas situações positivas para a evolução de tal modelo: (i) permitiram refutações consistentes - inicialmente por parte de Saaty et. al. (1983) e Saaty e Vargas (1984) - sobretudo no que se refere às comparações com a teoria da utilidade, falta de fundamentos através de axiomas e a possibilidade de reversão no "ranking" de alternativas; e (ii) contribuíram sensivelmente para o aperfeiçoamento e o aumento da sua aplicação na resolução de problemas complexos.

Os trabalhos de Saaty (1986) - contendo a fundamentação axiomática reclamada, Harker e Vargas (1987) - refutando cada um dos argumentos contrários aos princípios do AHP, bem como Saaty (1990d) e Harker e Vargas (1990) - que questionavam as sugestões baseadas na teoria da utilidade para superar as limitações do AHP - foram aqueles que mais exaustivamente trataram dos problemas debatidos.

Com efeito, os primeiros anos da década atual têm sido bastante proveitosos para o detalhamento do contexto teórico que envolve o AHP. Exemplos disso estão nas pesquisas de Harker (1990), Saaty (1990b, 1990c e 1990d), Vargas (1990) (no que ele

chamou de "An Overview of the Analytic Hierarchy Process and its Applications"), Boucher e MacStravic (1991), Zahir (1991) (que propõe uma metodologia alternativa para incorporar a incerteza) e Aupetit e Genest (1993) (que analisaram algumas importantes propriedades do princípio do autovalor no ambiente AHP).

Não obstante a consistência das réplicas apresentadas pelos defensores do modelo de Saaty, não custa lembrar que a análise crítica de alguns autores - notadamente Watson e Freeling (1982 e 1983) e Belton e Gear (1983 e 1985) - deram origem a duas versões do AHP, as quais foram denominadas de **AHP Referido**⁹ e **AHP Modificado B-G**¹⁰, propostas por Schoner e Wedley (1989).

Essas versões¹¹ do modelo de Saaty podem ser enquadradas como métodos que adotam os princípios da teoria da utilidade em ambiente com múltiplos critérios, como defendiam desde o início a maior parte dos críticos do AHP original. Algumas desvantagens ficaram evidentes, nos dois casos:

"Mais importante, as inferências de Schoner e Wedley (1989) são muito restritivas, sugerindo que o AHP sempre será aplicado da forma que prescrevem. O AHP é uma metodologia descritiva e deve ser aplicada de uma maneira adaptável ao problema particular que está sendo analisado" (Forman, 1990, p. 670).

Além disso, a equação utilizada para cálculo dos pesos dos critérios - chamada por Forman (ibid.) de equação (6) de Schoner e Wedley (1989) - requer a transformação de todos os critérios em um problema monocritério, com vários agravantes:

"O exemplo usado é realmente um problema de um único critério, o dólar. (...) Em assim procedendo e assumindo-se utilidades lineares (...), nenhum julgamento sobre a importância relativa dos critérios torna-se necessário. Os pesos dos critérios são automaticamente especificados pela equação (6) de Schoner e Wedley (1989). (...) Contudo, a equação (6) não é aplicável aos verdadeiros problemas de múltiplos critérios e a restrição de que os pesos devam ser sempre calculados

⁹Que se deve aos questionamentos de Watson e Freeling (1982 e 1983).

¹⁰Fundamentado nas modificações sugeridas por Belton e Gear (1983 e 1985).

¹¹Sem contar a proposta de Moustakis e Khorramshagol (1988), que sugeriram a integração do AHP com a técnica Delphi.

conforme tal equação, limita o uso do AHP, deixando de lado seus importantes benefícios" (Forman, *ibid.*, p. 670).

Em outras palavras, o modelo de Saaty é um modelo descritivo, que cria facilidades para se adequar ao problema que está sendo resolvido. Ademais, permite a sua decomposição em uma estrutura hierárquica, assegura a comparação dos elementos através de julgamentos paritários, avalia a consistência dos julgamentos e torna possível a determinação das prioridades entre as opções, considerando-se as contribuições dos elementos dispostos em uma estrutura hierárquica.

Limitar a sua abrangência parece não ser uma atitude prudente, principalmente se isso estiver sendo efetuado com o objetivo de eliminar a possibilidade de reversão do "ranking" de alternativas. Até porque, não existe uma unanimidade (muito pelo contrário) de que tal possibilidade torne vulnerável a abordagem do problema através de múltiplos critérios. Em Saaty (1984) e Forman (1990), estão indicadas algumas circunstâncias segundo as quais a reversão do esquema de priorização de alternativas em um ambiente de múltiplos critérios seria uma situação natural.

5.5. Algumas Aplicações de MCDM em Sistemas Elétricos

. Modelos MAUT

Em um dos seus trabalhos publicados no início dos anos 80 Keeney e Sichertman (1983), apresentaram um modelo para comparação de duas tecnologias de geração de energia elétrica (térmica a carvão e térmica nuclear).

O modelo está organizado em quatro partes: (i) estruturação do problema; (ii) avaliação dos possíveis impactos das tecnologias (principalmente os impactos sócio-econômicos e sobre o meio ambiente); (iii) cálculo dos resultados; e (iv) seleção das opções tecnológicas.

Para escolher uma entre as alternativas de geração sugeridas, seis atributos foram considerados: aspectos econômicos; impactos sobre o meio ambiente; impactos sócio-econômicos; segurança e saúde da população; pressões dos grupos de interesse; e

praticabilidade das alternativas. Os resultados encontrados mostraram-se compatíveis com as expectativas em termos das relações entre as tecnologias confrontadas e os atributos utilizados.

Os trabalhos de Golabi et. al. (1981) - aplicado para seleção de um programa de investimentos em energia solar - e mais recentemente Borcharding et al. (1991) - utilizado para subsidiar o processo de escolha de um local para disposição dos resíduos nucleares de usinas americanas - são outros importantes exemplos do uso de modelos do tipo MAUT em sistemas elétricos.

Aplicações mais gerais em termos de planejamento encontram-se também em Farquhar (1984), Baets (1988) e Jaffray (1989).

. Modelos MODM

Em trabalho recente, Skugge e Bubenko (1993) apresentaram um modelo, caracterizado como de múltiplos objetivos, para avaliar as perspectivas de introdução do gás natural em um sistema hidrotérmico. Da mesma forma que a maioria dos problemas de planejamento de sistemas elétricos, a resolução de tal modelo mostrou-se demasiadamente complexa, tendo em vista que, além da incerteza sobre a evolução de algumas variáveis (comportamento do mercado, preços dos combustíveis e tecnologia, entre outros), os objetivos são em geral conflitantes. Por isso, Skugge e Bubenko Sr. (op. cit.) utilizaram um modelo em MODM, o qual consiste, basicamente, na análise de sensibilidade das diversas alternativas em estudo com relação às várias opções de cenários.

O processo de decisão adotado exigiu o cumprimento de cinco etapas: especificação de objetivos e escolha dos atributos; identificação do conjunto de alternativas e configuração das incertezas; elaboração de planos e análise de futuros possíveis; construção de um modelo para estimar os pesos dos atributos; e seleção do plano mais atrativo.

Vale acrescentar que, na fase mais complexa (identificação de objetivos e de atributos), o problema foi decomposto em uma estrutura hierárquica, semelhante à do modelo de Saaty (1977). Assim, admitiu-se que o objetivo global seria escolher uma trajetória de expansão que permitisse uma oferta de energia limpa, de

menor custo e confiável. Para esse objetivo principal foram propostos três objetivos específicos (minimizar custos, minimizar os impactos ambientais e maximizar a confiabilidade do sistema), que traduziriam o objetivo global a ser atingido.

Observe-se que, neste caso, a avaliação da performance das diferentes alternativas, relativamente aos vários objetivos, é efetuada através de atributos, os quais, em última instância, indicam a efetividade de cada opção de geração ao levar em conta os objetivos definidos (Skugge e Bubenko Sr, 1993).

Outros trabalhos que também adotam a técnica dos múltiplos objetivos no planejamento da expansão de sistemas elétricos, foram desenvolvidos por Heslin e Hobbs (1989), Tanabe et al (1993) e Gorenstin et al (1993).

. Modelos MADM

Do elenco de modelos em MCDM utilizados no setor elétrico, os do tipo "Multiple Attribute Decision Making" (MADM), foram os mais aplicados nos últimos 15 anos. Por exemplo, Roy e Bouyssou (1986), aplicaram o método ELECTRE III (Elimination and Choice Translating Reality), desenvolvido originalmente em 1966 por Roy et al apud Hwang e Yoon (1981), para avaliar a melhor localização de usinas termoeletricas - a partir de seis critérios.

Na prática, eles confrontaram os resultados do uso do ELECTRE III, com aqueles que foram alcançados através da aplicação de um modelo em "multi-attribute utility theory" (MAUT), desenvolvido por Keeney e Nair apud Roy e Bouyssou (1986).

Algumas situações ficaram evidentes. Enquanto a partir do modelo em MAUT foi possível ordenar de forma direta as diversas opções de localização da central nuclear, (da mais para a menos atrativa), no ELECTRE III essa perspectiva deixa de ser tão óbvia. A família de modelos do tipo ELECTRE, como todos aqueles que utilizam o princípio da concordância, permite que sejam eliminadas as piores opções e indicam, também, quais são as melhores alternativas em termos da dominância na comparação par a par, isto é, entre todas as opções do conjunto.

Apesar disso, verificou-se uma certa convergência quanto à alternativa de localização priorizada em primeiro lugar. Todavia,

sérias divergências foram observadas com relação a uma das alternativas que era a terceira mais atrativa (entre 9) no modelo de Keeney e Nair, ao mesmo tempo que era uma das três eliminadas quando se usou o ELECTRE III.

"Essas discordâncias nos dois modelos refletem os contrastes nos princípios qualitativos a eles subjacentes, especialmente no que se refere à confiabilidade das diferenças entre as avaliações sobre os diferentes critérios e a relativa à natureza compensatória de suas agregações" (Roy e Bouyssou, 1986, p. 214).

Vale afirmar, de qualquer forma, que os procedimentos adotados para especificar os limites de concordância são os mais importantes obstáculos para uma melhor performance do ELECTRE III - o que ficou caracterizado no exemplo hipotético apresentado na seção anterior.

Em trabalho elaborado na mesma época, Brans et al (1986), efetuaram uma aplicação do PROMETHEE I (Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations) na resolução de um problema de planejamento que consistia na priorização de um conjunto de seis usinas hidrelétricas, considerando-se seis critérios de avaliação.

Comparando-se os resultados com o que teria sido alcançado caso tivesse sido utilizado o modelo ELECTRE III, Brans et al (1986) concluíram que os resultados apresentados pelo PROMETHEE I parecem ser, em princípio, mais estáveis que aqueles decorrentes do uso do ELECTRE III, no mesmo problema. Isto é, o PROMETHEE¹² mostra-se menos sensível às mudanças nos limites de preferência, parâmetro necessário para se avaliar a eficiência de métodos baseados no princípio da concordância, como os dois acima.

Em um artigo posterior, publicado por Mareschal et al (1987), também foi utilizado o modelo PROMETHEE para a escolha do melhor local para a construção de pequenas centrais hidrelétricas. Segundo os autores:

¹²Maiores informações sobre o PROMETHEE podem ser encontradas em Brans et al (1984) e Brans e Vincke (1985).

"O PROMETHEE é bem adaptado para esse problema, visto que sua flexibilidade capacita o decisor a expressar precisamente suas preferências e resultados estáveis podem ser facilmente obtidos pela análise de sensibilidade" (Mareschal et al, *ibid.*, p. 215).

Com efeito, a sistemática proposta pelos autores para equacionar tal problema de planejamento, consistiu na utilização do PROMETHEE I - que efetua uma ordenação preliminar - e uma versão posterior, PROMETHEE II - que permite uma ordenação completa das diferentes alternativas.

Convém acrescentar que os resultados alcançados, confirmaram conclusões de Brans et al (1986) de que o PROMETHEE tem como uma das suas principais vantagens a simplicidade, clareza e estabilidade das avaliações.

Outra aplicação importante do método PROMETHEE foi desenvolvida por Briggs et al (1988), com o objetivo de selecionar o melhor local para disposição dos resíduos nucleares originados da produção de eletricidade. De forma geral, os seus resultados em termos metodológicos não foram muito diferentes daqueles apresentados nos dois trabalhos discutidos nos parágrafos anteriores.

. Modelo de Saaty

No início da década 80 Saaty e Gholamnezhad (1982), apresentaram um importante trabalho, cujo objetivo principal estava associado, também, à escolha da localização mais adequada para disposição do lixo de usinas term nucleares. Cinco eram as opções propostas: (1) disposição geológica utilizando-se técnicas convencionais de mineração; (2) disposição em buracos profundos; (3) disposição em uma ilha; (4) lançamento em mares profundos; e (5) disposição no espaço.

Para priorizar tais opções os autores utilizaram o método de Saaty (1977), considerando-se as variáveis quantitativas e qualitativas, que no caso eram predominantes. Três etapas sucessivas foram consideradas por Saaty e Gholamnezhad (*op. cit.*): (i) Definição dos critérios e da importância dos mesmos em função das suas contribuições para o objetivo global; (ii) divisão dos critérios em subcritérios como forma de reduzir a complexidade e

alcançar um melhor julgamento; e (iii) determinação das performance das opções de localização do lixo nuclear, considerando-se os critérios e subcritérios correspondentes.

Convém ressaltar que, no estudo de Saaty e Gholamnezhad (1982) - cujos resultados foram comparados com um trabalho anterior realizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos - foram adotados oito critérios, quais sejam: situação tecnológica atual; impactos sobre o meio ambiente, saúde e segurança; custos globais; impactos sócio-econômicos; prazo de implementação; aspectos políticos; consumo de recursos (água, energia, etc.); e impactos visuais. Destaque-se, ademais, que os três primeiros critérios foram os mais importantes, sendo os seus pesos iguais a, respectivamente, .347, .342 e .126.

Em trabalho mais recente Hämäläinen (1990) elaborou uma interessante aplicação do AHP para subsidiar a decisão de construir ou não uma nova usina nuclear na Finlândia. Tratando-se de um problema que envolvia diversas variáveis de natureza política¹³, o autor deixou em segundo plano os métodos tradicionais de análise de investimentos, optando por um método de múltiplos critérios (no caso, o método de Saaty), que permitisse a inclusão de aspectos qualitativos e que assegurasse uma representação hierárquica do problema da política de energia do país em questão (Hämäläinen *ibid.*).

Assim, admitindo-se que o objetivo principal era o "benefício global da sociedade", foram definidos três critérios - crescimento da economia nacional; meio ambiente, saúde e segurança; e fatores políticos - e priorizadas as alternativas (que consistiam basicamente na não construção de uma nova usina nuclear, construir uma nova usina nuclear e implementar novas usinas a carvão).

Efetuando-se uma análise de sensibilidade da priorização das alternativas com respeito aos julgamentos do Ministro das Finanças e de um Grupo de Executivos Industriais, Hämäläinen (1990) pôde concluir, através do AHP, que a não construção da nova central nuclear era a melhor alternativa, em que pese as

¹³A tal ponto que a decisão deveria ser tomada pelo Parlamento.

divergências dos pesos dos critérios atribuídos pelos dois atores analisados.

Mais importante: ao testar a possibilidade de alteração no "ranking" quando de mudanças no perfil do conjunto de alternativas, Hämäläinen mostrou que, ao excluir, separadamente, cada uma das opções, quaisquer modificações ocorreriam no vetor de priorização, exceto quando era retirada a alternativa mais importante para cada ator, o que seria, de certa forma, natural.

5.6 Considerações Finais

Ainda que permita uma abordagem normalmente mais abrangente do que as técnicas de programação matemática e os métodos tradicionais de análise investimentos, os modelos em MCDM também apresentam algumas limitações. Em uma análise genérica do uso de múltiplos critérios para avaliação de investimentos em setores de infra-estrutura, Crowley (1987) destacou as principais vantagens e desvantagens do uso de MCDM em relação aos métodos tradicionais de análise benefício/custo¹⁴.

"MCDM é semelhante à análise benefício custo (CBA) em muitos aspectos, porém tem algumas importantes diferenças. A essência da CBA é que ela converte todos os critérios para um mesmo denominador, usualmente financeiro. (...) Enquanto CBA tem sido amplamente reconhecida pelas grandes contribuições em termos dos procedimentos praticados anteriormente, existem algumas reservas teóricas e práticas sobre seu uso e precisão" (Crowley, 1987, p. 169).

Quanto aos métodos que adotam os princípios de MCDM, é acrescentado que:

"MCDM não se preocupa em agregar os efeitos das variáveis heterogêneas em um denominador monetário. Em lugar disso, ela aceita a existência de diferentes efeitos ou objetivos e permite-lhes a avaliação por qualquer que seja a unidade apropriada, mesmo que resulte em conflitos com outros elementos" (Crowley, *ibid.*, p. 170).

¹⁴Munasinghe (1993), uma das principais autoridades do Banco Mundial nas áreas de energia e ecodesenvolvimento, também aponta algumas vantagens do uso de MCDM em lugar da análise benefício-custo.

Com efeito, mesmo nos problemas de planejamento mais complexos, os modelos em MCDM normalmente permitem considerar até variáveis que dificilmente podem ser quantificadas em termos monetários.

Diversos problemas decorrentes do uso de MCDM foram apontadas por Crowley (op. cit.): (i) subjetividade implícita na participação dos atores, principalmente ao atribuir pesos para os critérios; (ii) em certos casos de priorização de projetos torna-se necessário a utilização de mecanismos que facilitem o relacionamento entre critérios; e (iii) quando a figura do decisor é representada por mais que uma pessoa, a determinação da importância dos critérios é tarefa demasiadamente complexa.

Quanto à subjetividade na designação dos pesos, esta é uma característica geral de todos os métodos (de múltiplos critérios ou não) e antes de ser uma vulnerabilidade dos métodos de MCDM, na verdade, é uma das grandes vantagens de tais técnicas em relação aos métodos usuais de análise de investimentos, ou àqueles baseados nas técnicas de otimização. Como se sabe, na prática, para tornar um problema passível de solução "objetiva simples", em qualquer desses métodos, muitas vezes é necessário adequá-lo (o problema) através de pressupostos rigorosos, que podem levar à descaracterização da verdadeira situação que se desejaria resolver, em troca da "ilusória objetividade".

Na verdade, em uma questão de difícil equacionamento tal como a escolha da melhor trajetória de expansão para o setor elétrico, os critérios são, na sua maioria, de natureza qualitativa e as variáveis envolvidas nem sempre podem ser quantificadas. Desse modo, um modelo que permite a análise através de múltiplos critérios (qualitativos, quantitativos e conflitantes), torna-se uma alternativa bastante interessante para adaptar o método ao problema que está sendo resolvido.

O problema (ii) apontado por Crowley (1987), tudo indica que já se trata de uma questão superada, a partir do surgimento de modelos que asseguram o relacionamento hierarquizado de objetivos, critérios e opções, além da análise da consistência da avaliação.

A existência de mais de um decisor em diversos tipos de problemas, acaba se transformando em um obstáculo para qualquer técnica que esteja sendo utilizada, porém, principalmente, para os modelos de programação matemática. Tradicionalmente, ao se aplicar um dos modelos de programação matemática, o planejador se coloca no lugar de diversos atores e atribui - ele mesmo - valores para as variáveis que imagina sejam acatados pelos demais envolvidos. Por outro lado, vários dos métodos de múltiplos critérios - o AHP por exemplo - já permitem a consolidação dos pontos de vista de diversos atores, conforme apresentado por Moustkis e Khorramasgol (1988) e Hämäläinen (1990).

Dos tipos gerais de métodos de MCDM (MAUT, MADM e MODM), o MAUT é aquele de melhor sustentação teórica, haja visto ser o mesmo formulado com base em princípios consagrados como os da teoria da utilidade e da probabilidade subjetiva. Desde meados dos anos 80, a partir da sua fundamentação axiomática, o modelo AHP, também pode ser entendido como um método praticamente completo, apesar de algumas divergências entre várias correntes teóricas.

Uma análise dos princípios básicos da Teoria das Restrições e sua importância para o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, é o que será apresentado no próximo capítulo.

CAPÍTULO 6

6. TEORIA DAS RESTRIÇÕES

6.1. Considerações Gerais

Uma das principais características da evolução da economia mundial nas últimas duas décadas, está associada às turbulências, de diversas formas, o que implica em incertezas e, conseqüentemente, em enormes dificuldades para planejar e administrar o futuro.

A globalização das economias através da eliminação de barreiras entre as nações e o acirramento da concorrência por melhores posicionamentos no mercado, têm estimulado o desenvolvimento de diversas técnicas de planejamento e administração da produção. Por exemplo: Kanban, Just-in-Time, CTQ, MRP, FMS, dentre outros - as quais, em geral, têm como razão principal a busca de vantagens competitivas.

Na segunda metade dos anos 80, Goldratt e Cox, publicaram o livro **A Meta** - "The Goal" - (Goldratt e Cox, 1986), onde estão contidos, sob a forma de um romance, os princípios básicos da Teoria das Restrições ("Theory of Constraints"). Posteriormente, Goldratt e Fox (1989) deram continuidade à nova teoria de planejamento da produção, através do livro **A Corrida pela Vantagem Competitiva** ("The Race"), o qual, em última instância, consiste em um detalhamento técnico do primeiro livro.

A estruturação de um sistema de informações para empresas que utilizam a teoria das restrições, foi o que propôs Goldratt (1991) em seu último livro **A Síndrome do Palheiro**.

No presente capítulo são apresentados os fundamentos da teoria das restrições - **TOC** - apontando os seus pontos fortes e as suas possíveis deficiências para o tratamento do problema de planejamento da expansão de sistemas elétricos.

6.2. Fundamentos da Teoria das Restrições

Explorar predominantemente as limitações de uma organização ou sistema e orientar as decisões em termos dos ganhos em relação ao recurso restrito, é o princípio básico da Teoria das Restrições.

Embora tenha ficado conhecida como teoria das restrições somente em meados dos anos 80, a bem da verdade, tal como disposto em Meleton Jr (1986), as aplicações do princípio básico da TOC começaram bem no início da mencionada década, em Israel, através de uma série de trabalhos desenvolvidos pelo físico Eliyahu Goldratt. Tais trabalhos eram baseados em uma metodologia de planejamento da produção originada da "optimized production technology" (OPT), também desenvolvida por Goldratt no começo dos anos 70.

Grandes organizações americanas, tais como a Ford, a General Electric, a General Motors e a Westinghouse, dentre tantas outras, há mais de dez anos estão se utilizando dos fundamentos dessa teoria (Meleton Jr, op. cit.). Após o lançamento do livro "The Goal", em 1984, a TOC vem sendo adotada com mais freqüência, por diversos tipos de organizações em várias partes do mundo.

Observe-se, porém, que mesmo antes das aplicações decorrentes das expectativas causadas pelo livro acima mencionado, os fundamentos da TOC já vinham sendo discutidos, notadamente por profissionais da área de planejamento e controle da produção. Exemplo disso é a coletânea de artigos publicados em um dos números da revista "Production and Inventory Management", de 1986. Por exemplo, ao fazer uma avaliação¹ crítica dos resultados do MRP e do Just-in-Time para a melhoria da performance de uma empresa industrial, Lundrigan (1986) faz a seguinte indagação:

"Mesmo quando admiramos o sistema just-in-time dos japoneses no aperfeiçoamento do fluxo de produção e eliminação dos refugos, nós somos relutantes em seguir os seus passos. Porém, suponha que exista uma forma que compreenda o que tem de melhor no MRP II (...) e no just-in-time (...) e colocá-los juntos em um tipo de just-in-time ocidental? Isto é exatamente

¹Comparação semelhante foi efetuada também por Aggarwal (1985).

o que a tecnologia de produção otimizada (OPT) propõe fazer" (Lundrigan, *ibid.*, p. 2).

Utilizando o mesmo ponto de vista, todavia com uma análise mais aprofundada, Plenert (1986) efetuou uma série de comparações entre o MRP, o JIT e a OPT. Ele concluiu que, por diversos motivos - simplicidade, facilidade para uso, rápida adaptação, clareza na definição dos gargalos, dentre outros - a OPT e o JIT eram mais eficientes que o MRP e que, além disso, a "Optimized Production Technology" apresentava procedimentos mais completos que o JIT.

"A OPT desenvolveu uma filosofia de operação detalhada (...), inclui muitas das características do sistema JIT e adiciona diversos benefícios" (Plenert, *ibid.*, p. 28).

A propósito, conclusão semelhante é a que chegou Vollmann (1986), que apresenta mais uma vantagem da OPT. Tal vantagem estaria associada ao equacionamento de circunstanciais conflitos de prioridades de atendimento, resultantes do uso do MRP e de outros sistemas de planejamento da produção.

Para os defensores da TOC, os diferentes segmentos de uma empresa estão sujeitos a um conjunto de restrições (gargalos), que impedem o desempenho das demais áreas. Portanto, restrição pode ser definida (empresarialmente) como qualquer coisa que limita a melhor performance de um sistema, ou ainda, sob o ponto de vista de otimização, como algum recurso cuja disponibilidade é menor do que a demanda (Goldratt, 1986 e 1991). Nesta última situação, a resolução de problemas de planejamento através da TOC apresenta resultados semelhantes ao que seria obtido a partir da programação linear, conforme mostrado por Luebbe e Finch (1992).

No caso da operação de um sistema elétrico, o limite de transmissão de energia de uma rede de interconexão e o limite de transformação de uma subestação, são exemplos de restrições à performance de um concessionário.

Pela TOC, para que uma organização - ou sistema - seja avaliada é necessário ter conhecimento da direção em que a mesma está sendo conduzida. Para isso, é preciso que se tenha definida, a priori, qual a sua meta. Mais: conforme a TOC, a meta de uma

empresa industrial consiste em ganhar dinheiro tanto no presente quanto no futuro, o que, na prática, seria o objetivo de longo prazo das organizações empresariais. Ademais, as ações da empresa somente estarão sendo produtivas, se os seus resultados estão dirigindo-a no sentido da meta (Goldratt e Cox, 1986).

Essa afirmação, permite algumas conjecturas. É muito comum encontrar empresas que apresentam como meta nos seus documentos de planejamento, a qualidade, ou satisfação do cliente, ou o bem estar dos seus empregados, ou até mesmo o desenvolvimento da coletividade onde está localizada. Pelos conceitos originados na TOC e no JIT, por exemplo, tudo isso consiste em caminhos para se atingir a meta.

Entretanto, avaliar (medir) a performance da empresa em direção à meta e delimitar as condições que serão impostas ao desempenho esperado, talvez seja o principal² desafio da TOC. Além disso, ao focalizar os pontos fracos (restrições) de uma organização (ou sistema) e explorá-los na busca de maiores ganhos, a TOC se distingue das demais técnicas de planejamento da produção.

"A organização deve lutar para atingir sua meta dentro dos limites impostos pelos grupos de poder, preenchendo seu propósito sem violar qualquer condição necessária colocada externamente" (Goldratt, 1991, p. 8).

Sendo assim, a TOC pressupõe, também, as restrições políticas (representadas pelas pressões dos grupos de interesse) e as restrições de mercado, isto é, impostas externamente. Todavia, de forma geral, as regras básicas propostas pela TOC não indicam³ os mecanismos para identificação das restrições políticas, embora as considerem como bastante importantes.

"Estávamos lidando com restrições físicas; isso é fácil. Mas, em nível de divisão, teremos de lidar com medidas, com políticas, com procedimentos. Muitos já

²Outras limitações da TOC são apresentadas ainda neste capítulo.

³No Capítulo 8 é proposta a utilização de métodos de múltiplos critérios para priorização de restrições qualitativas.

estão enraizados em padrões comportamentais" (Goldratt e Cox, 1986, p. 314).

Três são as medidas adotadas pela TOC para avaliar se as decisões localizadas estão dirigindo a empresa à meta: (i) ganho (ou valor adicionado): mede de que forma a organização está gerando dinheiro através das vendas; (ii) investimento (inventário⁴): mede o volume de recursos financeiros que a empresa investe em coisas que pretende vender; e (iii) despesa operacional: mede o volume de recursos financeiros que a empresa utiliza para transformar investimento em ganho (Goldratt, *ibid.*).

Observe-se que essas três medidas afetam as medidas globais - lucro líquido (LL), retorno sobre os investimentos (RI) e saldo em caixa (SC) - de forma diferenciada. Ou seja,

$$LL = f(g, d) \mid [\partial f / \partial g \geq 0; \partial f / \partial d < 0] \quad (6.1)$$

$$RI = f(g, i, d) \mid \partial f / \partial g \geq 0; \partial f / \partial i; \partial f / \partial d < 0 \quad (6.2)$$

$$SC = f(g, i, d) \mid \partial f / \partial g \geq 0; \partial f / \partial i; \partial f / \partial d < 0 \quad (6.3)$$

onde g , i e d denotam, respectivamente, o ganho, o investimento e a despesa operacional.

Uma questão tratada com bastante rigor na TOC, diz respeito à distinção entre as decisões sustentadas no **mundo dos custos** e aquelas condicionadas no **mundo dos ganhos**. A partir de um exemplo onde utiliza três critérios de avaliação, Goldratt e Fox (1989) demonstram o quanto os métodos tradicionais de contabilidade de custos, já não servem como referências absolutas para as decisões em um ambiente competitivo⁵. Para a TOC, muito mais importante do que contabilizar os custos (mundo dos custos) é determinar a

⁴Goldratt e Cox (1986), Goldratt e Fox (1989) e Goldratt (1991), consideram que o termo inventário seja mais abrangente que investimento, o que parece não ser o caso de uma empresa de eletricidade. Sendo assim, nesta Tese, preferiu-se usar o termo investimento.

⁵Essa mesma conclusão foi a que chegou Kaplan (*op. cit.*, p. 30 desta Tese).

contribuição financeira dos produtos em relação ao recurso restrito (mundo dos ganhos).

"Quando fazemos produtos com defeito, não refugamos apenas material e mão de obra, também estamos refugando o nosso mercado. No nosso mundo cada vez mais competitivo somos forçados a declarar que a qualidade é a prioridade número um, o que significa que são permitidos todos os investimentos para este fim. Já perdemos totalmente o padrão de comparação. Nesta área, a ponte simplesmente não existe" (Goldratt e Fox, 1989, p. 24).

Logo, os processos de decisão que priorizam o critério de custo em um ambiente que envolve fatores nem sempre diretamente quantificáveis, estão se tornando inadequados quando se pensa em uma avaliação consistente.

Enquanto isso, a melhoria da performance de uma empresa no contexto do mundo dos ganhos⁶, estaria relacionada ao comportamento das restrições. Cinco são os passos necessários para se tomar decisões em termos da TOC (Goldratt e Cox, 1986): (1) identificar as restrições do sistema; (2) decidir como explorar as restrições do sistema, isto é extrair o máximo das restrições; (3) subordinar qualquer outra decisão à decisão acima; (4) eliminar as restrições encontradas; e (5) se nos passos anteriores uma restrição for eliminada, retorne ao passo inicial.

Nestas circunstâncias, toda e qualquer ação de uma empresa deve ser subordinada à restrição. Ocorre que, em situações reais, um sistema pode ter mais que uma restrição - embora os autores da TOC afirmem que a quantidade de gargalos é sempre muito pequena - e, além disso, o que no presente é uma restrição pode não ser no futuro e vice-versa. Assim, em um ambiente de planejamento a questão é identificar as restrições, priorizá-las e desenvolver mecanismos para antecipar as restrições futuras (Goldratt, 1991).

No planejamento da expansão de sistemas elétricos brasileiro verifica-se que as técnicas atualmente utilizadas não fazem outra coisa senão estabelecer um programa de investimento que equilibre a capacidade de geração ao mercado, ainda que se

⁶A teoria das restrições orienta todas as ações para o mundo dos ganhos.

reconheça a existência de restrições de ordem financeira, por exemplo. Ou seja, a opção brasileira implica em aumentar a potência instalada e criar condições para incorporar novos consumos ao mercado.

A TOC sugere que para se obter o melhor desempenho tendo em conta as restrições e as incertezas do ambiente, deve ser elaborado um "programa realista", que reconheça as restrições do sistema; verifique a existência de restrições conflitantes; equacione os conflitos encontrados; seja imune às perturbações; e oriente a empresa no sentido da meta.

6.3. Evolução Recente

Entre o final dos anos 80 e os primeiros anos da década atual, importantes trabalhos foram elaborados no campo da teoria das restrições. Isto vem contribuindo para o aperfeiçoamento da TOC e aumentando a sua área de atuação.

Uma aplicação da teoria das restrições fora do ambiente industrial, foi apresentada por Floyd e Ronen (1989), que mostraram um elenco de simulações do uso da TOC no planejamento das atividades de um hipotético consultório odontológico. Os resultados deixaram evidente que, com pequenas adaptações metodológicas, a TOC mostrou-se eficiente, tendo apresentado soluções que atendiam às expectativas dos autores para o referido problema de planejamento.

Por outro lado, Raban e Nagel (1991), desenvolveram uma abordagem para o controle do fluxo de produção a qual incorporava os conceitos da TOC aos diversos benefícios de um algoritmo de controle hierárquico. Ao método assim definido eles denominaram de Controle Baseado nas Restrições (CBC). Aplicando-o no controle do fluxo de produção de uma fábrica de automóveis, concluiu-se que o CBC pode ser considerado mais prático que o algoritmo de controle hierárquico (Raban e Nagel, op. cit.).

Em 1992, Luebbe e Finch publicaram um importante trabalho, onde faziam comparações entre a programação linear e a teoria das restrições. Com esse objetivo eles avaliaram os resultados das duas técnicas quando aplicadas a um mesmo exemplo e seguindo os

cinco passos⁷ da TOC propostos por Goldratt e Cox (1986). As suas conclusões não surpreenderam:

"A teoria das restrições é uma filosofia de produção da mesma forma que o just-in-time ou o controle da qualidade total. A programação linear é uma técnica específica" (Luebbe e Finch, 1992, p.1471).

Não obstante apresentarem resultados semelhantes quando da resolução do estudo de caso apresentado, foi possível ressaltar ainda que:

"Na prática, a teoria das restrições indica a direção para solucionar o problema. É através dos cinco passos do processo de focalização que os melhoramentos contínuos são obtidos e não a partir de uma técnica individual" (Luebbe e Finch, *ibid.*, p. 1478).

Uma importante contribuição teórica para uma maior abrangência da TOC, pode ser encontrada em um estudo de Ronen e Spector (1992). Neste caso, foi apresentada uma abordagem gráfica dos conceitos da TOC, combinando-a com uma sistemática de custo/utilização dos diversos elementos de um processo de produção.

O modelo constituído dessa forma se prestaria para subsidiar a tomada de decisões em diversos segmentos de uma organização, destacando-se os investimentos em linhas de produção e a priorização de áreas da empresa para a implementação de programas de melhorias (Ronen e Spector, 1992).

A tentativa de incorporação da incerteza na resolução de problemas de planejamento da produção foi apresentada em trabalho recente por Grosfeld-Nir e Ronen (1993), que sugeriram a combinação da teoria do controle ótimo com a função de distribuição binomial, para identificar a restrição em uma situação em que a demanda deva ser necessariamente atendida.

Em outra pesquisa publicada no segundo semestre de 1993, Plenert (1993) questionou os procedimentos matemáticos originais propostos pela TOC, para identificação de gargalos em um ambiente de múltiplos recursos restritos. Para equacionar tal situação Plenert sugeriu o uso da programação linear inteira, o que,

⁷Descritos na página 108.

conforme mostrado através de um exemplo, asseguraria uma melhor solução para esse tipo de situação (de várias restrições).

Convém destacar que, apesar de eficiente para a resolução do problema de escolha do melhor mix de produto na presença de múltiplas restrições, o algoritmo proposto por Plenert (op. cit.) não permite equacionar o mesmo problema em cenários que se caracterizem pela existência de restrições intangíveis ou qualitativas. Neste sentido, a TOC teria as mesmas deficiências dos métodos de análise custo/benefício e das técnicas tradicionais de otimização.

Logo, continua sem solução uma das principais limitações metodológicas da TOC, a qual consiste na impossibilidade de identificar e explorar restrições políticas ou qualitativas, ainda que a teoria em questão reconheça a importância de tais aspectos, sobretudo em um ambiente competitivo.

Segerson e Squires (1993), embora sem fazer referências aos fundamentos da teoria das restrições, desenvolveram uma metodologia que aplica os princípios básicos de utilização de capacidade, para antecipar os efeitos de restrições regulatórias - ambientais, políticas, etc - sobre políticas específicas de investimentos.

Trata-se, portanto, de uma importante ferramenta para análise dos impactos de diversos tipos de restrições sobre programas de investimentos, especialmente aqueles que afetam de forma significativa o meio ambiente. Logo, tal metodologia parece apropriada ao problema de planejamento da expansão do setor elétrico, desde que seja adaptada fornecendo-lhe mecanismos⁸ que permita a hierarquização de restrições intangíveis.

6.3. Considerações Finais

Das descrições acima, é possível deduzir que a teoria das restrições apresenta-se com um poderoso potencial para equacionar o problema do planejamento da expansão de sistemas elétricos. Por exemplo, há muito se tem conhecimento de que a principal restrição do setor elétrico brasileiro é de natureza financeira.

⁸A criação de tais mecanismos é um dos objetivos do Capítulo 8 deste trabalho.

Mesmo assim, os ritmos da expansão dos sistemas continuam sendo ditados por regras que, por não atenderem o princípio do "elo mais fraco de uma corrente", acabam recomendando a implementação de investimentos que se tornam impraticáveis para as empresas.

Não se sabe até que estágio de evolução as restrições financeiras serão as mais importantes para o setor elétrico brasileiro. A perspectiva de participação da iniciativa privada nos futuros empreendimentos de geração (pelo menos), tende a reduzir os reflexos de tal limitação, sendo bastante provável que, em um médio prazo, os aspectos relacionados ao meio ambiente se transformem em consideráveis gargalos para a expansão dos sistemas.

Mantido o atual arranjo institucional do setor elétrico, torna-se cada vez mais evidente a influência dos aspectos políticos (pressões de grupos de interesse) nas decisões de investimento, constituindo-se, portanto, em outro obstáculo para a escolha do melhor programa de obras.

Embora bastante atrativa e de fácil uso, a teoria das restrições, da forma como proposta originalmente, só se tornará aplicável ao problema de planejamento de sistemas elétricos, após passar por pequenas modificações, adaptando-a a uma situação bem mais complexa.

A inexistência de mecanismos que permitam identificação de restrições não físicas - que predominam no setor elétrico - e a dificuldade no tratamento de múltiplas restrições, são algumas das limitações que devem ser superadas. Um caminho a ser considerado, consiste no uso de metodologias que permita a avaliação e a priorização das restrições através de múltiplos critérios (quantitativos e qualitativos), o que está sendo proposto nos capítulos 8 e 9 desta tese.

Os princípios da teoria das restrições descritos no decorrer deste capítulo, serão de fundamental importância para o desenvolvimento da metodologia de priorização de investimentos em geração de eletricidade, objetivo principal dos três próximos capítulos.

PARTE III - A Metodologia de Análise Hierárquica

CAPÍTULO 7

7. AS MÚLTIPLAS RESTRIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

7.1. Considerações Gerais

O presente capítulo trata da configuração do perfil recente do setor elétrico, ressaltando a sua situação atual em termos das principais variáveis que afetam o planejamento da expansão de sistemas. São abordados, especialmente, os aspectos associados ao seu desempenho técnico-operacional, seus impactos no meio ambiente, reflexos de características sociais, panorama político do setor e, finalmente, uma análise da sua performance econômico-financeira.

A avaliação assim efetuada é complementada pela descrição dos resultados para o setor elétrico do atual tratamento que vem sendo dispensado aos aspectos acima mencionados e pelas possíveis tendências no âmbito do planejamento empresarial das empresas de eletricidade.

Neste contexto, os resultados do panorama traçado a partir desse perfil serão de fundamental importância para a identificação das diversas restrições e a priorização das mesmas considerando-se o problema de planejamento da expansão de sistemas elétricos.

7.2 Restrições Técnico-Operacionais

Em importante trabalho, Araújo et al (1991) analisavam o desempenho tecnológico, ambiental, social e econômico do setor elétrico, desde meados dos anos 70. Por exemplo, sob o ponto de vista tecnológico, tal estudo destaca a **queda acentuada na margem de reserva** dado que, no período entre 1975 e 1988, a capacidade instalada cresceu cinco vezes, ao mesmo tempo em que a demanda máxima do sistema era multiplicada por sete.

Ademais, estimava-se para os anos 90 uma **crescente deterioração na probabilidade de perda de carga (loss of load probability - LOLP)** para a qual espera-se valores equivalentes a 6% no sistema Sul/Sudeste e algo em torno de 10% ou 11% no sistema

Norte/Nordeste, embora se reconheça que o recomendável seria a prática de índices entre 3% e 5% (Araújo et al, op. cit.).

Convém acrescentar que, após 1988 - último ano do horizonte analisado no trabalho acima citado - o único empreendimento com geração significativa a entrar em operação, foi a Usina Hidrelétrica de Salto Segredo (no segundo semestre de 1992), no Paraná, a qual, todavia, não trouxe maiores alterações nos indicadores de margem de reserva e LOLP anteriormente ressaltados.

Embora a principal ênfase do planejamento da expansão dos sistemas elétricos esteja associada à otimização do parque gerador, vários estudos têm mostrado crescentes limitações em termos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Com efeito, no relatório que consolidava os programas de melhorias da eficiência empresarial dos concessionários brasileiros em 1991, era destacado que a maioria das empresas apontavam os índices de perdas de energia e a sobrecarga tanto em transmissão quanto em distribuição, como seus principais problemas sob o ponto de vista técnico-operacional (DNAEE¹, 1991)

A propósito, pelo menos dois concessionários do Nordeste apresentavam, em 1991, índices de perdas de energia superiores a 20% e, quase todos as empresas de eletricidade, indicaram a sobrecarga do sistema como um dos seus pontos críticos. Isto é, a sobrecarga era um dos fatores que mais negativamente estavam afetando a qualidade do serviço prestado (DNAEE, *ibid.*).

Nesse mesmo caminho, o trabalho "Situação Energética do Rio Grande do Sul", elaborado em 1992 pela CEEE, ressaltava que 40% e 55% dos transformadores de transmissão e de distribuição, respectivamente, estavam operando com elevados coeficientes de sobrecarga, o que, em permanecendo por longo período, poderia reduzir a vida útil de tais equipamentos e prejudicar ainda mais a performance tecnológica do sistema elétrico.

A deterioração dos índices de perdas na transmissão e na distribuição nos últimos quinze anos, foi também objeto de avaliação em estudos já arrolados de Araújo et al (1991) e Besnosik

¹Estes resultados constam do PMS - Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico, elaborado no final de 1991, pelo DNAEE.

(1991). Nos dois trabalhos foi constatado que as perdas no sistema elétrico brasileiro haviam atingido cerca de 15% da energia gerada. Este número, ainda que considerado razoável quando comparado com os de outros países subdesenvolvidos, encontra-se bem acima do que vem alcançando as economias mais desenvolvidas (Besnosik, 1991 e Mason et al, 1988).

Em estudo acerca da performance dos sistemas elétricos em vários países subdesenvolvidos - patrocinado pelo Banco Mundial - Mason et al (op. cit.) ressaltavam que:

"Altos índices de perdas elevam os custos da oferta de energia elétrica e aumentam os encargos financeiros do setor. Eles são também um indicativo de uma pobre qualidade do serviço, uma vez que as redes de distribuição quando operando abaixo de certos padrões são responsáveis (ainda) pelas flutuações de tensões e cortes nos fornecimentos de energia" (Mason et al, *ibid.*, p. 12).

Em termos numéricos Mason et al (1988) apontam que, na média, os países subdesenvolvidos apresentam coeficientes de perdas de energia de cerca de 13%, quando o razoável seria não mais que 8%.

É possível se explicar os elevados índices de perdas no setor elétrico brasileiro a partir dos seguintes argumentos principais: (i) perdas técnicas, que são inevitáveis e variam com as características dos sistemas de transmissão e distribuição (comprimento das linhas, distância entre a geração e o centro de carga e as especificações técnicas dos equipamentos do sistema); (ii) adiamentos sucessivos dos investimentos em transmissão e distribuição - devido ao desequilíbrio financeiro - que resultam no uso das instalações existentes fora das condições normais; e (iii) perdas comerciais devido, principalmente, ao acentuado número de ligações clandestinas nas redes de distribuição, o que é mais marcante nos grandes centros do país (Araújo et al, 1991 e Besnosik, 1991).

A eficiência na utilização da capacidade instalada de geração, medida através do fator de capacidade, é outro importante indicador da performance do sistema elétrico nacional. Por

exemplo, Araújo et al (1991) destacam que nos últimos vinte anos o fator de capacidade médio do sistema não tem sofrido maiores alterações, situando-se por volta dos 50%. Entretanto, os valores de tal indicador mudam substancialmente quando comparadas as usinas hidráulicas e as térmicas. A saber, no período de 1975 a 1988, as hidráulicas apresentaram fatores de capacidade entre 50% e 55%, ao passo que as térmicas mostraram um declínio razoável de tal indicador, que passou de 30% para 20% no mesmo período.

Os resultados acima são conseqüências do perfil do parque gerador brasileiro - com participação de mais de 90% das fontes hidráulicas - que se caracteriza pelo baixo fator de capacidade. Vale dizer que isto implica em um prazo de retorno dos investimentos consideravelmente dependente das circunstâncias tarifárias.

A capacidade de transmissão de grandes blocos de energia entre regiões geoenergéticas, é outro importante indicador do desempenho técnico-operacional do sistema elétrico. Considerando-se as diversidades das fontes energéticas, as suas localizações e as suas distâncias dos centros de cargas, é possível afirmar que o sucesso na implementação de dois sistemas elétricos interligados (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro Oeste), foi um dos aspectos mais positivos do setor no período recente.

A expectativa dos órgãos de planejamento da Eletrobrás, é de que até o final desta década os dois sistemas sejam interligados entre si, o que facilitaria a maximização dos benefícios econômicos do uso de uma capacidade instalada com perfil de oferta e consumo de certa forma distintos.

Contudo, os elevados custos (ainda) de tal interligação, a dificuldade de equacionamento dos problemas de meio ambiente associados aos aproveitamentos energéticos da Amazônia, principalmente, e as limitações financeiras do setor elétrico, tornarão mais difícil a definição de um programa de obras que permita alcançar a meta esperada no período previsto.

Do lado do consumidor, todavia, observa-se que as modificações impostas na estrutura tarifária nos últimos 10 anos (especialmente), resultaram em importantes benefícios para o sistema elétrico, tendo em vista o comportamento da carga. Com

efeito, tomando-se o fator de carga médio de duas regiões brasileiras, separadamente, tem-se a situação configurada na Tabela abaixo.

Tabela 7.1
Fatores de Cargas Médios das Regiões Interligadas

Sistema	1982	1984	1986	1988	1990	1992
S	58.4	64.2	62.7	65.5	65.4	65.7
SE	64.6	69.9	72.6	71.9	70.4	70.7
S+SE	64.0	69.2	71.4	71.6	70.2	70.0

Fonte: Dpto. de Mercado da Eletrobrás; S = Sul; SE = Sudeste.

Portanto, em razão sobretudo dos aperfeiçoamentos na estrutura da tarifa² a partir do início dos anos 80, constata-se que o fator de carga do sistema evoluiu positivamente, resultando no uso mais eficiente das instalações do sistema elétrico.

A resposta dos consumidores aos sinais de preços pode ser considerada como compatível com o que se esperava de uma estrutura tarifária de característica horosazonal, o que é demonstrado pelo perfil de evolução do fator de carga, conforme apresentado na Tabela 7.1 acima.

7.3. Restrições Ambientais

A inserção de variáveis relacionadas ao meio ambiente foi uma das mais importantes modificações no processo de planejamento da expansão de sistemas elétricos nos últimos dez anos. As pressões de grupos ecológicos - nacionais e internacionais - e a necessidade de cumprir algumas legislações específicas introduzidas recentemente (por exemplo, a Constituição Brasileira de 1988 e as normas criadas por instituições financeiras internacionais), foram os principais estimuladores dos avanços conseguidos.

²Nos primeiros anos da década de 80 foi implementada no Brasil, uma estrutura de tarifas horosazonais, com base no modelo Francês.

O Plano Diretor de Meio Ambiente 1991/93, da Eletrobrás - possivelmente o mais importante documento que trata desse tema no setor elétrico brasileiro - aponta três períodos para caracterizar as relações do setor com as questões ambientais: (i) até o final dos anos 70 os problemas de meio ambiente simplesmente não eram levados em conta no planejamento da expansão de sistemas elétricos ou, quando muito, eram tratados a posteriori; (ii) o período entre 1980 e 1986 pode ser considerado como de transição, tendo em vista que foi neste horizonte de tempo que o setor adquiriu grande parte dos conhecimentos sobre os ecossistemas afetados pelos grandes projetos. Além disso, foi também nesta época que ocorreram importantes incorporações de conhecimentos em um número significativo de empreendimentos hidrelétricos; e (iii) após 1986, o tema meio ambiente passou a ser institucionalizado através da criação de normas e regulamentos, tais como a exigência da elaboração de um Relatório de Impacto no Meio Ambiente (RIMA), para as usinas com potência instalada maior que 10 MW (Eletrobrás, Plano Diretor de Meio-Ambiente, 1990, Vol 1).

Neste sentido, até final dos anos 70 os concessionários não assumiam quaisquer responsabilidades pelos danos causados, notadamente nas zonas rurais atingidas. Em um seminário temático acerca do Plano 2015 da Eletrobrás, Santos (1991) ponderava que:

"A tradição cartesiana, própria da arte de engenharia, contribuía para a falta de uma visão holística do empreendimento, em termos locais e nacionais. Para eventuais afetados identificados como proprietários, a prática era a indenização monetária de suas perdas diretas. Prejuízos indiretos e aqueles sofridos por não proprietários, como posseiros e meeiros, por exemplo, não eram considerados" (Santos, *ibid*, p.15).

Após constatadas as divergências de entendimento do problema e tendo caracterizado os prejuízos para o setor elétrico em função do tratamento equivocado das questões de meio ambiente Falcão (1991), no mesmo seminário, afirmava que:

"(...) o setor elétrico cometera um erro estratégico, um erro de planejamento estratégico. Não se apercebera a tempo do impacto que as questões de meio ambiente iriam ocasionar nas decisões do próprio setor. O setor elétrico estava atrasado em enfrentar essa questão, e pagou caro por isso" (Falcão, *ibid*, p.36).

Genericamente, o sistema elétrico afeta o meio ambiente de diversas formas, que variam, principalmente, com o tipo de fonte (energético) utilizada para gerar eletricidade. Obviamente, no Brasil, onde mais de 90% da energia gerada é de origem hidráulica, é natural que os empreendimentos hidrelétricos sejam, também, aqueles que mais impactos negativos tragam ao meio ambiente, pelo menos em termos relativos.

De acordo com Araújo et al (1991), dois são os fatores mais importantes para a análise da performance ambiental do setor elétrico: (a) aspectos físicos: consistem em identificar a dimensão dos alagamentos associados a empreendimentos hidrelétricos anteriores e qual a tendência de evolução futura; e (b) aspectos políticos: onde se discute como o setor tem se preparado para atender às demandas relativas às pressões de grupos. Neste caso, a pretensão é de que seja dada uma maior atenção para as questões ecológicas em termos de planejamento, incluindo-as como variáveis básicas nas decisões de investimentos.

No primeiro caso, existe uma avaliação efetuada em 1990, acerca das áreas alagadas por reservatórios de usinas já em operação e cuja capacidade instalada fosse superior a 30 MW. Seus resultados demonstram, de forma ainda não muito rigorosa, como tende a evoluir³ a relação área alagada por MW instalado de usinas hidráulicas até o final da década 90.

Tabela 7.2
Área Alagada versus Capacidade Instalada de Geração

Variáveis	Até 1989	1990/1999
Potência(MW)	50.825	+ 25.914
Área Alagada-Km ²	23.847	+ 13.191
Km ² /MW	.47	.48
Terr.Brasileiro(%)	.28	.43

Fonte: Plano Diretor de Meio Ambiente, Eletrobrás (1990)

³Valores divergentes podem ser encontrados em Pinguelli Rosa e Mielnik (1988), por exemplo.

Algumas observações são necessárias. Conforme já citado anteriormente,

"...existe uma concentração de alagamentos em um pequeno número de grandes usinas. As 14 maiores usinas eram responsáveis por 78% da área alagada e, sete delas, com área maior que 1000 Km², respondem por 59%" (Araújo et al, 1991, p. 16).

No caso da Amazônia - região que mais preocupa os grupos de defesa do meio ambiente - observa-se que, em 1989, 0,11% da Amazônia legal estava alagada como consequência de usinas hidrelétricas. Se for seguido ao extremo o plano de expansão da Eletrobrás, espera-se que no final deste século, cerca de 0,18% da Amazônia Legal esteja ocupada por reservatórios. Além disso, se implementadas todas as usinas previstas até o ano 2010, 2% da Amazônia estaria alagada. Neste período, portanto, os impactos sobre o meio ambiente seriam mais significativos (Araújo et al, op. cit.).

Embora os reflexos diretos dos aproveitamentos hidrelétricos sejam caracterizados mais em termos regionais do que mesmo nacionais, as consequências da paralização por restrições de meio ambiente de uma usina já iniciada, extrapolam os limites regionais. Isto é, dado o elevado grau de interligação dos sistemas, na maioria das vezes, um parque gerador localizado em determinada região geográfica tem responsabilidade de suprimento de energia elétrica sobre outras regiões interligadas. Neste contexto, os danos físicos provocados pelos aproveitamentos hidrelétricos podem até ser localizados, porém, os seus efeitos técnico-econômicos (qualidade do serviço e custos, entre outros), são quase sempre supra-regionais.

Ainda que se reconheça os avanços conseguidos com a inserção das variáveis relacionadas ao meio ambiente nas decisões de expansão de sistemas elétricos, isto não tem sido, todavia, uma garantia para uma solução eficiente do problema. Vários têm sido os exemplos de usinas hidráulicas ou térmicas que, após algum tempo em atividade (ou mesmo em fase de construção), estão causando impactos que divergem daqueles esperados na fase de planejamento.

Na Hidrelétrica de Itaparica, a propósito, além dos desgastes causados à empresa - CHESF - e à população atingida (foram alagados 835 Km² o que implicou na realocação de 8524 famílias), observa-se que as estimativas de custos foram largamente superadas. Entre US\$ 300 milhões e US\$ 400 milhões foram gastos⁴ como "tentativa de equacionar de forma adequada a questão ambiental ... este custo é claramente, em qualquer país do mundo, um desperdício de recursos", se comparados com os valores previstos inicialmente (Falcão, 1991).

Sob o ponto de vista de estratégia de planejamento pode-se deduzir, dentre outras coisas, que

"Depois o setor elétrico começou a sofrer outra vez dificuldades com o Banco Mundial por falta de um planejamento estratégico. E não foi uma nem duas vezes que observei a perplexidade do setor elétrico de ter que negociar, ou ter que se explicar, entre aspas, às organizações não-governamentais estrangeiras sobre referidos empréstimos. O setor foi pego de surpresa com esses novos atores que estavam participando da cena brasileira" (Falcão, *ibid.*, p. 36).

Se do lado dos empreendimentos hidrelétricos as questões ambientais precisam de uma solução definitiva, no caso das usinas termelétricas os problemas não são menos graves, sobretudo se avaliados sob o ponto de vista dos impactos a posteriori. Neste caso, as térmicas a carvão localizadas no Sul do Brasil e a nuclear de Angra dos Reis, no Rio de Janeiro, são os melhores exemplos.

No Brasil, os problemas de meio ambiente relacionados à tecnologia de geração de energia elétrica a partir do carvão mineral, são mais expressivos na produção do próprio energético (carvão), do que mesmo no seu consumo pelo setor elétrico.

"Isto se deve basicamente a dois fatores: o primeiro é a falta de fiscalização dos órgãos reponsáveis pela proteção ao meio ambiente, aliada à utilização, pelas mineradoras, de tecnologias de produção que não incluem qualquer tipo de controle de poluição; e o

⁴Existem informações de que possivelmente os gastos totais da CHESF ultrapassem a US\$ 700 milhões.

segundo refere-se ao próprio tipo de poluição, gerada na produção, prejudicando as bacias hidrográficas e os solos (...), e no consumo, onde ela é principalmente atmosférica e bastante dispersa, não causando problemas sérios nos níveis atuais em que se verifica no Brasil" (Margulis, 1985, p. 209).

Focalizando o problema para o período recente, pelo menos três situações concretas podem ser apresentadas. A primeira delas, que já se transformou em um obstáculo diplomático, trata das divergências de órgãos governamentais do Uruguai com referência ao nível de chuva ácida resultante da operação da Usina Termelétrica de Presidente Médici, da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), instalada nas imediações do município de Bagé, no Rio Grande do Sul. Segundo tal companhia, as manifestações da população fronteiriça do país vizinho não fazem sentido,

"... os índices de poluentes emitidos pelas chaminés da usina estão dentro dos padrões permitidos pela Organização Mundial de Saúde (OMS)" (Jornal Zero Hora de 24 de março de 1993).

Essa argumentação, contudo, não vem sendo ratificada pelo lado atingido pela poluição. Para as autoridades uruguayas já está comprovado que a chuva ácida na região tem provocado sérios transtornos à fauna e à flora, o que pode ser medido pela incidência de queima de pastagens e diversos prejuízos para os animais.

Atualmente cada uma das partes tem procurado se munir de informações técnicas articuladas e as suas tratativas estão sendo intermediadas pela Coordenação do Projeto de Monitoramento Global da Fronteira Brasil/Uruguai, a qual concluiu preliminarmente que:

"Não existem dados técnicos suficientes para tirar conclusões definitivas sobre se há ou não chuva ácida oriunda da termelétrica da CEEE" (Jornal Zero Hora de 25 de março de 1993).

O paradoxal, entretanto, é que as queixas decorrem da solução encontrada para resolver o problema de meio ambiente na região da usina. A saída técnica divisada pela engenharia (na época de instalação), consistiu, basicamente, na elevação da altura da chaminé da unidade geradora.

Na região Sul de Santa Catarina os transtornos são semelhantes aos mencionados acima. Se não bastassem os danos provocados pela chuva ácida, acrescenta-se o fato de que a população depara-se com os impactos negativos causados pela contaminação da água dos rios e a degradação visual resultante do acúmulo de resíduos do carvão mineral.

Com efeito, em audiência pública realizada em Florianópolis, em abril/93, o "Tribunal da Água" - organização não governamental de defesa do meio ambiente - recomendou a punição (com pesadas multas) de várias empresas que exploram ou utilizam o carvão mineral. Dentre essas, a Eletrosul, que opera o maior complexo termelétrico a carvão do Brasil.

A usina nuclear de Angra dos Reis por si só já é um problema particular na história recente da evolução do setor elétrico brasileiro. A quantificação dos seus impactos no meio ambiente é uma questão repleta de controvérsias, até mesmo nos países com maiores experiências na utilização de combustíveis nucleares para geração de energia elétrica.

Comparativamente às plantas hidrelétricas, o problema também é encarado como de mais difícil abordagem, dada a capacidade de organização da classe média urbana, relativamente ao grau de mobilização da população rural.

"Esta população (a classe média urbana) tem um padrão de vida que requer o aumento da oferta de energia elétrica. Ela prefere que a origem dessa energia seja hidráulica e geralmente se opõe à geração nuclear. Para esta população urbana, deve ser dada uma maior ênfase aos riscos de acidentes nucleares, antes que aos impactos das usinas hidráulicas" (Rosa e Mielnik, 1988, p. 58).

Além disso, é prudente acrescentar que:

"No caso da energia nuclear, os riscos são consideráveis e pesam mais que os impactos (supondo-se que a operação do reator seja normal e que não exista vazamento de rejeitos radioativos armazenados), porque os reatores estão localizados próximos às cidades, trazendo riscos não somente para a população vizinha, assim como para as comunidades mais distantes" (Rosa e Mielnik, *ibid.*, p. 59).

Sucedem que o grande número de falhas inoportunas na operação da Usina de Angra dos Reis em um curto espaço de tempo e o elevado risco associado ao sistema obsoleto de armazenagem dos resíduos nucleares daquela unidade geradora, têm servido de forte pretexto para um maior antagonismo, inclusive à manutenção dessa termonuclear em atividade.

A falha em aproximadamente 100 varetas - utilizadas como invólucro do combustível nuclear - foi o último importante defeito da Usina de Angra, o que resultou em sua paralisação por um longo período. Em que pese o projeto da usina esteja prevendo como aceitável um limite de avarias em 280 varetas, existe muita suspeita por parte da população mais esclarecida quanto ao comportamento da empresa - Furnas Centrais Elétricas - no encaminhamento do problema. Assim, por exemplo, embora a falha tenha sido detectada em 05 de março/93, apenas no início de maio do mesmo ano foi dado conhecimento aos órgãos superiores de controle das atividades nucleares no Brasil (Jornal do Brasil de 15.05.93).

A disposição do lixo radioativo decorrente da operação de uma usina termonuclear é um outro grande obstáculo à aceitação de combustíveis nucleares para a geração de energia elétrica. A saber, no caso da Usina de Angra dos Reis, o depósito onde estão sendo armazenadas as 1350 toneladas de rejeitos nucleares (dispostos em 4400 tambores), tem caráter provisório e já dura cerca de 12 anos. A expectativa inicial, conforme a Direção da Usina, era de que fosse construído um definitivo, dois anos após a usina ter entrado em operação (Jornal O Globo de 23.05.93).

Observe-se mais ainda que, nos meses posteriores à falha em questão, o volume de resíduo nuclear deverá aumentar em até 20%, devido à contaminação da água do circuito primário da usina pelo vazamento nas varetas de combustível. Neste contexto, um segundo depósito provisório que está em construção, deve ter uma vida útil bem menor do que o primeiro (Jornal O Globo de 23.05.93).

Se forem levadas em consideração as estimativas do Governo Federal com relação ao equacionamento definitivo das questões associadas à disposição do lixo nuclear no Brasil, não se vislumbra um cenário muito favorável à performance futura do setor

elétrico, com referência ao uso de centrais termonucleares. Com efeito, notícias publicadas recentemente dão indícios de que não existem sequer recursos orçamentários para a substituição do depósito provisório da Usina de Angra dos Reis (Jornal O Globo de 25.05.93).

Junte-se a tudo isso o fato de que Furnas Centrais Elétricas não dispõe de um plano confiável para desocupação ordenada das áreas vizinhas à usina de Angra, na ocorrência de um acidente mais grave que exija indispensável providência.

7.4. Perfil Sócio-Econômico

Sob o ponto de vista do perfil dos impactos sociais do setor elétrico, é natural que se faça a abordagem considerando-se dois enfoques básicos: o lado da oferta, onde se procura diagnosticar de forma quantitativa e qualitativa os reflexos na população atingida pelos projetos de expansão de sistemas elétricos; e o lado da demanda, onde se procura avaliar as vantagens para a sociedade de uma forma global, do aumento da oferta de eletricidade ocasionado pelos respectivos empreendimentos.

Portanto, a análise do desempenho social do setor implica na discussão dos custos e benefícios correspondentes ao serviço de energia elétrica. Ressalte-se, porém, que no primeiro tipo de abordagem do problema - do lado da oferta - os procedimentos são semelhantes àqueles levados a efeito para a análise dos impactos no meio ambiente dos investimentos do setor elétrico (Araújo et al, 1991).

"Os custos sociais de elevar a disponibilidade de eletricidade são encontrados principalmente do lado da oferta. Os mais importantes indicadores são o número de pessoas afetadas pela instalação de usinas hidrelétricas, suas habilidades para adaptar-se às novas circunstâncias e a existência de mecanismos institucionais de gestão dos conflitos decorrentes das adversidades dos impactos" (Araújo et al, *ibid.*, p. 21).

Conforme já assinalado anteriormente, a importância das variáveis associadas às questões do meio ambiente no planejamento do setor elétrico, apenas na segunda metade da década recentemente encerrada começou a receber a merecida atenção, por diversas

razões também já mencionadas. Não obstante, existem estimativas de certa maneira confiáveis, acerca da quantidade de pessoas atingidas por investimentos passados, bem como a expectativa de evolução futura considerando-se um programa de obras previamente estabelecido.

Assim, por exemplo, o Plano Diretor de Meio Ambiente da Eletrobrás (1990) aponta que somente dois projetos localizados no Nordeste - Sobradinho e Itaparica, da CHESF - resultaram na realocação de algo em torno de 100.000 pessoas. Todavia, estudos mais rigorosos destacam que apenas o reservatório de Sobradinho, obrigou o deslocamento de mais de 72.000 pessoas (Rosa e Mielnik, 1988).

A propósito, tomando-se uma amostra de cinco usinas hidrelétricas (Furnas, Itumbiara, Itaipu, Tucuruí e Porto Primavera), localizadas em várias regiões do País, é possível se chegar a números bastante diferentes daqueles contidos no Plano Diretor citado acima. A saber, a implementação dessas unidades geradoras implicou na realocação de mais de 71.000 pessoas, que somados às 72.000 de Sobradinho ultrapassa em mais de 40% as estimativas da Eletrobrás (Rosa e Mielnik, op. cit.).

Qualquer que seja a quantidade que mais precisamente reflita o volume de pessoas afetadas pelas grandes obras hidrelétricas - principalmente - a verdade é que o custo social é bastante significativo, mesmo considerando-se o grau de subdesenvolvimento do País.

O mais grave é que, após concluído o programa de investimento em geração do período compreendido entre 1990 e 1999, mais de 120.000 pessoas serão afetadas pelos diversos empreendimentos. Desse total, aproximadamente 85% estarão localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste (Eletrobrás, 1990). Destaque-se, ademais, que aproximadamente 3/4 do potencial hidroenergético brasileiro ainda não foi explorado, o que deverá acontecer até meados do próximo século.

Apesar dos indispensáveis avanços já alcançados no tratamento das questões relacionadas ao meio ambiente e impactos na população, não custa lembrar que as comunidades menos organizadas continuam de certa maneira marginalizadas do processo de decisão

acerca da escolha do local para construção dos empreendimentos de geração. Este é o caso, por exemplo, da população indígena do Norte do País. Os reflexos nos grupos indígenas Parakanã, Gavião Guajajara e Waimiri-Atroari, dentre outros, são testemunhos mais do que suficientes para demonstrar a forma até improvisada com que os os órgãos de planejamento do setor elétrico estão enfrentando a situação (Rosa e Mielnik, 1988 e Santos, 1991).

No caso das usinas térmicas a carvão, verifica-se que a avaliação dos seus impactos sociais pode ser mascarada pelos benefícios sociais locais associados à instalação desse tipo de usina. Portanto, apesar dos reconhecidos problemas sociais (saúde, desvalorização das terras, contaminação das bacias hidrográficas, etc.), decorrentes da produção do carvão mineral e do seu uso na geração de energia elétrica, ainda assim, observa-se que o comportamento da população das regiões carboníferas de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, tem sido até de indiferença⁵ no que se refere a uma tomada de posição contrária à implementação de térmicas à carvão.

É provável que os benefícios relacionados à produção do carvão para as usinas determinem uma certa apatia na população atingida pela poluição desse tipo de tecnologia.

Quanto à termonuclear de Angra dos Reis, construída no município de mesmo nome, os seus impactos sociais podem ser resumidos em um comentário de Rosa e Mielnik, acerca desse tema:

"O capital foi investido no programa nuclear, porém, não houve uma influência proporcional sobre a economia de Angra dos Reis. A usina está operando dentro da sua região geoeconômica, todavia com pouca interação entre a cidade e as instalações de Furnas. (...) Nem mesmo o material para as obras mais simples veio da região; assim, de um lado foram poucas as vantagens para os negócios locais e, de outro lado, nenhuma contribuição para a receita municipal..." (Rosa e Mielnik, 1988, p. 89).

Tal qual no caso das térmicas a carvão, uma das consequências sócio-econômicas negativas da localização de usinas nuclea-

⁵Em várias circunstâncias é até natural se encontrar grupos organizados (sindicato de mineiros e políticos, por exemplo), defendendo o acréscimo de capacidade instalada de usinas à carvão.

res - notadamente aquelas menos confiáveis, como é o caso da Usina de Angra dos Reis - consiste na desvalorização das terras da região vizinha (principalmente), que tem no turismo uma das suas mais importantes fontes de renda.

Em termos dos benefícios sociais originados no aumento das disponibilidades de energia elétrica, a habilidade do setor elétrico em criar facilidades para o acesso à eletricidade produzida é, possivelmente, o principal fator para a análise do desempenho do setor, pelo lado da demanda.

Nestas circunstâncias, apesar das divergências de dados estatísticos reclamados por vários autores (Araújo et al, 1991, por exemplo), o certo é que as vantagens para os consumidores decorrentes da evolução do setor elétrico nas últimas três décadas, pelo menos, são aspectos bastante positivos na performance do setor.

Com efeito, o número de domicílios residenciais atendidos por energia elétrica no Brasil, cresceu de 44% em 1970, para 82% em 1988, 88% em 1991 e espera-se alcançar 93% no ano 2001 (Araújo et al, 1991 e Eletrobrás, 1993). Isto corresponde ainda a um aumento no consumo por consumidor equivalente a 1861 kWh/ano em 1991, para 2246 kWh/ano em 2001 (Eletrobrás, 1993).

Vale dizer que o consumo brasileiro em 1991 era equivalente a aproximadamente 1/4 daquele praticado pelos países componentes da Comunidade Econômica Européia, conforme assinalado por Oliveira e Besnosik (1992).

Destaque-se de outra parte que, em termos absolutos, os ganhos associados ao acesso à eletricidade têm sido mais notáveis para a população urbana - 94% era atendida em 1988 - do que para a rural - 48% de atendimento de energia elétrica em 1988. Em termos relativos, os benefícios para a população rural apresentaram, no mesmo período, os maiores crescimentos. A saber, em 1970, somente 8% das residências localizadas na região rural eram atendidas por energia elétrica. Em 1988 esse mesmo segmento da população já tinha uma taxa de atendimento de cerca de 48%, conforme mostrado acima (Araújo et al, 1991).

Quando a avaliação é efetuada levando-se em conta as regiões geoeletricas brasileiras, contudo, constata-se um expres-

sivo descompasso entre elas. Enquanto o consumo por consumidor no Sudeste mais Centro Oeste era, em 1991, superior a 2100 kWh/ano, nas regiões Sul, Nordeste e Norte, era de respectivamente, 1830 kWh/ano, 1186 kWh/ano e 829 kWh/ano (Eletrobrás, op. cit.).

Portanto, apesar dos danos causados ao meio ambiente e dos notáveis custos sociais decorrentes da atual sistemática de decisões acerca do programa de obras de expansão de sistemas elétricos, é possível afirmar que o setor tem sido relativamente bem sucedido na criação de facilidades para o acesso de novos consumidores ao serviço de energia elétrica e contribuído fortemente para o desempenho da economia como um todo.

7.5. Questões Políticas no Setor Elétrico

O período recente tem sido bastante rico em situações que refletem com certa precisão o cenário político do setor elétrico brasileiro. Este cenário caracteriza-se pelo jogo de forças entre atores importantes, que procuram tirar vantagens nas mais diversas etapas de gestão do sistema elétrico, especialmente na fase de planejamento da expansão.

No período anterior à criação da Eletrobrás, o jogo político do setor consistia, principalmente, no conflito entre nacionalistas e privatistas. Ademais, era marcante a defesa de interesses exercida pelos concessionários privados multinacionais, contra a aplicação plena do Código de Águas e a favor da reavaliação de seus ativos em serviço, o que permitiria uma maior margem de lucro.

A entrada em cena da Eletrobrás nos primeiros anos da década de 60 - exercendo a coordenação dos planejamentos da expansão, operação e financeiro do setor elétrico - "coincide" com o início do período dos grandes empreendimentos hidrelétricos⁶. A regra básica era fortalecer a indústria nacional através da criação de mecanismos adequados.

"Esta política teve uma importante consequência para o mix de geração. No final dos anos 50, o petróleo em

⁶A rigor, a Eletrobrás foi a principal incentivadora das grandes usinas hidrelétricas, características estas mantidas até os dias atuais, independentemente das limitações financeiras do setor elétrico.

abundância e barato, tornava economicamente atrativas as plantas térmicas. Todavia, muitos especialistas do setor - notadamente da Eletrobrás - preferiram as usinas hidrelétricas por razões estratégicas, isto é: o país acumularia conhecimento nesta tecnologia e utilizaria sua enorme fonte de recursos hidráulicos" (Araújo e Besnosik, 1992, p. 6).

Embora essa estratégia tenha alcançado um relativo sucesso, nos últimos anos ela tem sido muito questionada. Argumenta-se que um dos seus resultados indiretos foi a cartelização da engenharia, construção e montagem de sistemas elétricos, com aumentos consideráveis nos custos finais dos empreendimentos (Araújo e Besnosik, *ibid.*).

Estudo realizado a seis anos atrás assinala que, de uma maneira geral, as grandes obras de geração de energia elétrica no Brasil são executadas por não mais que dez poderosos grupos de empreiteiras, com importante participação na oferta desses serviços em termos nacionais (Rosa e Mielnik, 1988).

Três grandes empresas controlam o desenvolvimento dos mais importantes serviços de engenharia de projetos: a Internacional de Engenharia S.A. (IESA), fundada em 1977 a partir da incorporação dos departamentos de estudos e projetos de outra três notáveis firmas de engenharia (Montreal Engenharia, Morrison-Knudsen e Montreal Empreendimentos Comércio e Indústria), detendo esta última 51% do controle acionário da organização; o Consórcio Nacional de Engenheiros e Consultores (CNEC), pertencente ao Grupo Camargo Corrêa; e a Milder Kaiser Engenharia, também controlada pelo Grupo Camargo Corrêa (Rosa e Mielnik, *op. cit.*).

A Themag Engenharia, a Promon Engenharia, a Engevix S.A. e a Hidroservice Engenharia de Projetos, são outras empresas que também têm participado de grande parte dos estudos de engenharia de geração no setor elétrico.

No segmento de construção civil a situação não é diferente. Seis grandes empreiteiras são responsáveis pelas obras das mais importantes usinas brasileiras: a Construção e Comércio Camargo Corrêa; a Construtora Andrade Gutierrez; a Construtora Norberto Odebrecht; a Construtora Mendes Júnior; a Companhia Brasileira de Projetos e Obras (CBPO), de propriedade da Odebrecht; e a Cetenco

Engenharia. Em pelo menos três empreendimentos - Itaipu, Roncador e Araras - essas empresas se uniram para conduzi-los de "forma mais vantajosa". Para estas oportunidades foi criada a UNICON (União de Construtores), onde cada um dos cinco grupos detinha 20% das ações (Rosa e Mielnik, *ibid.*).

No caso da montagem dos equipamentos dos grandes projetos hidrelétricos brasileiros, quatro companhias têm tido uma participação mais significativa: a TENENGE, que pertence ao Grupo Odebrecht; a TECHINT; a Araújo S.A. Engenharia e Montagem; e a Ultratec Engenharia S.A.. Quando da montagem da Itaipu Binacional essas empresas e mais a SADE, a EBE e a Sertep formaram um consórcio ao qual se deu o nome de ITAMON, cujo contrato inicial foi estipulado em US\$ 255 milhões (Rosa e Mielnik, *ibid.*).

A acentuada influência das empreiteiras na condução dos projetos do setor elétrico tem deixado transparecer que essa participação vai mais longe, afetando desde a indicação de diretores para os concessionários federais, responsáveis pela implementação dos respectivos empreendimentos, até a definição do programa ótimo de expansão. Algumas situações recentes praticamente ratificam essas suspeitas.

Por exemplo, o Diretor Presidente da CHESF, afastado no início de 1993, era, antes de assumir o mais alto cargo daquela companhia, Diretor da Themag, uma das maiores empresas de engenharia de projetos. Como se sabe, na área de atuação da CHESF está em construção o mais importante investimento de geração do grupo Eletrobrás. Esta obra, com valor inicial previsto em cerca de US\$ 3,2 bilhões, está mais de 85% concluída e já tem o seu custo ultrapassado em pelo menos 12%, conforme resultado de auditoria divulgado pela imprensa (Jornal do Brasil de 29 de maio de 1993).

A suspeita quanto envolvimento do Engenheiro Eliseu Rezende no favorecimento da Norberto Odebrecht nas obras do setor elétrico, é outro aspecto marcante da participação das empreiteiras nas decisões de investimentos no setor elétrico. Tal engenheiro ocupou, nos últimos três anos, quase todas as posições mais estratégicas do setor - Presidente de Furnas Centrais Elétricas,

Presidente da Eletrobrás e Ministro da Fazenda⁷. Por causa de algumas decisões no exercício dessas funções, ele foi acusado de favorecimento da Contrutora Odebrecht, onde havia trabalhado até ter assumido a presidência de Furnas em 1990.

A propósito, os principais indícios de proteção ao grupo Odebrecht estão associados às circunstâncias em que, quando da elaboração do chamado "Plano Eliseu", os recursos alocados para o setor elétrico foram prioritariamente destinados às obras de geração - Xingó, Samuel, Corumbá I e Jorge Lacerda IV - onde tal construtora tem participação considerável. Destaque-se que a hierarquização dos investimentos definida no âmbito da Ministério do Planejamento incluía, além das obras escolhidas no "Plano Eliseu", as usinas de Cana Brava, Manso e Serra da Mesa.

"Os cortes impostos por Eliseu Rezende deixaram recursos, coincidentemente, apenas para as hidrelétricas sob responsabilidade da Odebrecht, que são Xingó, Corumbá, Samuel e Jorge Lacerda IV" (Jornal Folha de São Paulo de 06 de maio de 1993).

Informe-se mais ainda que um relatório interno da Eletrobrás acerca do progresso de diversas obras do setor elétrico, divulgado pela imprensa (ver, por exemplo, Jornal Folha de São Paulo de 05 de maio de 1993), ressalta que, de onze usinas atualmente em construção - com orçamento total estimado em US\$ 15,68 bilhões), o Grupo Odebrecht, participa em oito delas, cujo valor em termos financeiros corresponde a 79% dos recursos totais.

Diga-se de passagem, em recente desabafo pela falta de recursos financeiros para a saúde, o reconhecido cardiologista Adib Jatene, na época Ministro de Estado, afirmava que "o planejamento no Brasil é elaborado pelos empreiteiros".

De certa forma, as circunstâncias nas quais estavam sendo definidas as obras do setor elétrico que terão prioridade na alocação dos recursos financeiros no "Plano Eliseu", é quase que uma comprovação das suspeitas do renomado médico.

Ainda do lado da oferta de energia, um outro grupo de pressão cujas atividades afetam o processo de implementação de

⁷Embora não seja um cargo relacionado diretamente com o setor elétrico, é o Ministro da Fazenda que aprova a parcela de recursos orçamentários para os programas de investimentos.

empreendimentos do setor elétrico, consiste nas organizações não governamentais constituídas por lideranças da comunidade, com o objetivo de minimizar os impactos negativos no meio ambiente e sobre a população atingida. Neste contexto, o papel da Comissão Regional dos Atingidos pelas Barragens (CRAB), foi um importante marco para as mudanças no tratamento das questões relativas aos reflexos sócio-ambientais.

"A trajetória da CRAB tanto esclarece sobre as possibilidades de organização de diferentes segmentos da sociedade para reivindicar redirecionamentos em ações e/ou projetos governamentais, como oferece indicativos sobre mudanças havidas no setor elétrico quanto ao tratamento das questões sociais decorrentes da implantação de hidrelétricas" (Santos, 1991, p. 27).

Quando falando sobre a participação da CRAB nas tratativas de equacionamento dos problemas associados à construção da Usina de Itá, o Professor Sílvio Coelho dos Santos (1991) assinala que:

"De uma rejeição plena, a CRAB gradativamente foi sendo aceita como interlocutora pela Eletrosul. A sua legitimidade para representar os atingidos acabou sendo reconhecida. A CRAB hoje aparece como uma organização não governamental importante nos cenários da região Sul do País e sua experiência permitiu a emergência de outros movimentos de atingidos por hidrelétricas, inclusive em binacionais que estão sendo implantadas no Cone Sul" (Santos, *ibid.*, p. 27).

A importância da CRAB na condução dos projetos hidrelétricos pode ser melhor entendida quando se avalia a forma e o ritmo de evolução da implementação das Usinas de Itá e Machadinho, ambas na fronteira dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

No primeiro caso, as soluções conjuntas - Eletrosul/CRAB - acabaram resultando em melhores condições para as comunidades atingidas e em aumentos consideráveis nos custos da obra. No segundo caso, a Usina de Machadinho, antes prioritária, vem sendo sucessivamente adiada, tendo em vista as limitações de recursos financeiros e os obstáculos criados pelos movimentos organizados pela CRAB.

Outro foco de pressões políticas que afetam a performance do setor elétrico brasileiro, diz respeito à organização dos

concessionários componentes e ao seu próprio modelo institucional. Nas empresas federais, por exemplo, não obstante a elevada capacidade técnica do seu quadro de empregados, verifica-se que a forma como as suas diretorias são compostas é uma fonte de frequentes conflitos de interesses.

A imposição de pessoas por parte das empreiteiras (direta ou indiretamente) para exercerem cargos nos mais altos escalões dos concessionários federais, é uma das suas principais fontes de ineficiência. Os casos da CHESF, de Furnas e da Eletrobrás - para citar apenas esses - já mencionados anteriormente, fazem parte do elenco de situações em que a ingerência de empreiteiras na administração das empresas, afeta consideravelmente os custos de produção da energia elétrica.

As influências político-partidárias nos cargos de direção nas empresas do Grupo Eletrobrás, é outra notável fonte de ineficiência de gestão nessas organizações. Com efeito, alguns dos últimos Presidentes da Eletrosul ou foram indicados pelo Governador do Estado de Santa Catarina, ou foram por ele referendados, ou pertenciam ao seu partido. Como se sabe, os Governos de Estado são também os acionistas majoritários dos concessionários estaduais, os quais, de uma maneira geral, têm um relacionamento comercial bastante litigioso com as empresas federais pertencentes à Eletrobrás.

O elevado volume da dívida⁸ dos concessionários estaduais contra os federais relativa à compra de energia por parte dos primeiros é, possivelmente, uma das mais importantes conseqüências da ingerência política mencionada acima, embora se reconheça que não seja só por isso.

Em determinadas situações, a interferência dos governos estaduais pode, inclusive, alterar as destinações iniciais de recursos financeiros originados da venda de energia. Não faz muito tempo os Governadores dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul - cujas empresas de energia elétrica deviam à Eletrosul em dez/92 cerca de US\$ 650,0 milhões - propuseram a

⁸Em dezembro de 1992 a dívida das empresas estaduais já ultrapassava a US\$ 3,5 bilhões, só em energia comprada às empresas mais Itaipu (DNAEE, documento interno).

esta última o pagamento das faturas atrasadas, mediante a retomada das obras das térmicas de Jorge Lacerda IV (em Santa Catarina) e Jacuí I (no Rio Grande do Sul). Na verdade, isto transformaria o simples cumprimento de obrigações financeiras comerciais em uma questão política.

O mais grave é que, nos últimos três anos, a Eletrosul já teve, ao mesmo tempo, um Presidente e um Diretor de Operções que pertenciam, respectivamente, aos quadros da CELESC e da CEEE, sabidamente as detentoras dos maiores débitos com a supridora federal da região Sul.

O seu arranjo institucional, também tem considerável participação no agravamento da performance do setor elétrico brasileiro. O excesso de importância da Eletrobrás nas questões associadas ao planejamento da expansão, da operação e financeiro, a falta de autonomia do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o descontrole dos custos da maioria dos concessionários (notadamente os estaduais), a ingerência das autoridades econômicas nas questões tarifárias e a inexistência de um projeto que equacione em um curto prazo os problemas de fronteira entre concessionários, parecem ser os fatores mais críticos na estrutura institucional do setor.

Contudo, a convivência em constantes conflitos entre as empresas estaduais e a Eletrobrás e a fragilidade do DNAEE no desempenho das suas funções, são os fatores mais críticos. No primeiro caso, a defesa dos interesses político/econômicos regionais, a luta pelos melhores aproveitamentos hidro e termelétricos e a disputa pelos recursos financeiros cada vez mais escassos, acabaram desacreditando as decisões de investimento do setor elétrico.

No caso específico do DNAEE, a quem caberia representar o poder concedente nas recomendações e controle de concessões, na execução de ações no sentido do equilíbrio econômico-financeiro dos concessionários e na formulação da política tarifária nacional, verifica-se uma situação de certa forma caótica. Com o fim da Companhia Auxiliar das Empresas de Energia Elétrica Brasileiras (CAEEB), no primeiro semestre de 1990, as limitações

daquele órgão regulamentador das atividades de energia elétrica, tornaram-se ainda mais graves.

Até então, pertencia àquela companhia quase que 80% do total dos empregados do DNAEE. Com a sua extinção, o DNAEE foi praticamente esvaziado, o que só não se concretizou devido à utilização da estratégia de requisitar empregados dos concessionários, para substituírem parte daqueles demitidos com o fim da CAEEB.

Apesar das boas intenções, na prática, tal política resultou em uma forma de gestão constrangedora para o representante do poder concedente. Por exemplo, com a mudança da legislação tarifária⁹ em março de 1993, são os próprios funcionários das empresas de eletricidade quem homologam os valores de tarifas a serem praticados. Com efeito, todos os empregados que ocupavam cargos de decisão na área de tarifas do DNAEE, em setembro de 1993, pertenciam a diversos concessionários - públicos e privados.

Existem casos em que determinadas empresas privadas de energia elétrica contrataram antigos empregados da extinta CAEEB, apenas para colocá-los à disposição do DNAEE. É bastante provável que 1/3 do pessoal que atualmente trabalha no DNAEE esteja nessa situação. Embora ainda não tenha sido questionada publicamente a neutralidade do órgão regulador, nos bastidores percebe-se uma certa desconfiança, até quanto à capacidade do mesmo em desempenhar devidamente as suas funções, considerando-se as circunstâncias atuais.

A interferência de várias associações de classe dos concessionários - notadamente em aspectos tarifários - é outra importante fonte de conflitos no setor elétrico. A Associação Brasileira dos Concessionários de Energia Elétrica (ABCE), a Associação das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica do Norte e Nordeste (AEDENNE) e a Associação Nacional das Empresas Estaduais de Energia Elétrica (ACESA), são aquelas que mais têm

⁹Que autoriza aos concessionários fixarem as suas tarifas de energia elétrica, cabendo ao DNAEE apenas homologá-las.

participado do cenário político do setor, pelo lado dos concessionários.

A partir do agravamento da crise financeira e institucional do setor elétrico na segunda metade dos anos 80, o intervencionismo dessas associações em importantes decisões tornou-se cada vez mais significativo. Neste sentido, o que antes servia para "solucionar problemas técnico/operacionais"¹⁰, ganha uma conotação eminentemente política, afetando sensivelmente os destinos do setor. No final do governo Sarney, por exemplo, quando a AEDENNE era presidida por um dos seus filhos, grande parte das decisões que envolviam aspectos tarifários eram tomadas no âmbito daquela entidade de classe.

As organizações representantes dos interesses dos grandes consumidores de energia elétrica têm, também, exercido fortes influências nos destinos do setor. Dentre as mais notáveis, destacam-se: a Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE), que reúne um elenco de consumidores equivalente a quase 1/3 do consumo total de energia elétrica do Brasil; a Associação Brasileira de Ferros e Ligas (ABRAFE); a Associação Brasileira de Metais não Ferrosos (ABRANFE); a Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivado (ABICOLOR); a Associação das Siderúrgicas Privadas (ASP); e a Associação Brasileira do Alumínio (ABAL).

Um dos grandes exemplos da ascendência dessas entidades no processo de decisão da expansão de sistemas elétricos, consiste na implantação da usina de Tucuruí, da Eletronorte, com 3960 MW de capacidade instalada inicial e que tem quase metade da sua produção voltada para o atendimento exclusivo das indústrias de alumínio localizadas no norte do País. Esse segmento industrial é reconhecidamente subsidiado pelo setor elétrico, tendo em vista ser a sua tarifa praticada extremamente baixa¹¹.

¹⁰Em geral essas associações são criadas com o objetivo de colaborar na resolução de problemas técnicos/operacionais.

¹¹A tarifa paga pelo setor do alumínio era menos da metade da tarifa média praticada em dezembro/92, para a indústria de uma maneira geral (Bolitin de Tarifas do DNAEE, 1992).

Como se não fossem suficientes todas as interferências políticas aqui mencionadas, deve-se destacar que as autoridades econômicas dos quatro últimos governos (incluindo o atual) vêm, com frequência, utilizando o setor elétrico como instrumento de suas políticas macroeconômicas, devido, principalmente, aos elevados índices de inflação que marcam a economia brasileira no período recente.

A persistência de tais situações tem provocado significativos transtornos para o desempenho econômico-financeiro do setor elétrico, reduzindo a sua credibilidade e prejudicado a sua evolução futura.

7.6. Restrições Financeiros

A gravidade da crise econômico-financeira por que vem passando o setor elétrico é, seguramente, um reflexo dos problemas apontados nas seções anteriores. Pelo que se observa, os obstáculos para a melhoria da sua performance vão desde a organização político-institucional do setor elétrico, passam pela formação de poderosos cartéis de fornecedores de serviços e equipamentos (os quais, além de provocarem elevações consideráveis nos custos de produção do setor, influenciam de forma marcante a definição dos programas de investimentos do setor elétrico) e chegam até ao excesso de interferência político-partidária na gestão dos concessionários.

Contudo, é fundamental destacar que, não obstante tais dificuldades, o setor tem prestado relevantes contribuições para o desempenho da economia brasileira como um todo nos últimos 30 anos, principalmente. A falta de perspectiva para o equacionamento dos seus problemas a médio prazo (pelo menos), acaba realimentando as incertezas quanto à resposta do setor elétrico aos anseios futuros da sociedade.

As restrições financeiras do setor remontam à segunda metade dos anos 70. Do início do regime militar em 1964 até 1975, o setor apresentava uma situação saudável, em termos do seu equilíbrio econômico-financeiro. Na época o setor era favorecido por um cenário de realismo tarifário, baixos custos financeiros, abundância de fontes de financiamento para os novos investimen-

tos, demanda crescendo a taxas crescentes e notável mobilidade para incorporar inovações tecnológicas a custos marginais decrescentes.

Em 1976, por exemplo, o setor conseguia financiar cerca de 63% dos seus investimentos em expansão com recursos originados na sua própria atividade. A partir dos primeiros anos da década de 80, o contexto econômico-financeiro se modifica sensivelmente e, desde então, o setor sequer apresenta condições de cumprir as suas obrigações passadas, sendo responsável por algo em torno de 1/4 do total da dívida externa brasileira (Besnosik, 1991; Araújo et al, 1991).

A elevação das taxas de juros no início dos anos 80, a utilização de mecanismos de contenção tarifária como forma de controlar a inflação, o aumento dos custos em razão do encarecimento dos aproveitamentos hidro e termelétricos, a deterioração da qualidade do serviço, as crescentes limitações das fontes tradicionais de recursos financeiros e os conflitos político-institucionais, foram os fatores que mais influenciaram na mudança do contexto econômico-financeiro do setor elétrico.

Do lado das fontes externas de financiamento da expansão dos sistemas elétricos, as expectativas são bastante desfavoráveis para o setor. Além das agências mais tradicionais (BIRD e BID) estarem aumentando consideravelmente as suas exigências, há que se acrescentar que as mudanças ocorridas no mundo econômico no final da década recentemente encerrada, criaram novas prioridades para os recursos financeiros cada vez mais limitados.

Estimativas do Banco Mundial realizadas em 1989, destacavam que as economias menos desenvolvidas necessitariam de aproximadamente US\$ 742 bilhões, apenas para aumentarem a oferta de energia elétrica de forma compatível com os acréscimos da demanda. Levando-se em conta a já mencionada limitação de recursos financeiros, o Banco Mundial estima ainda que não mais que 25% das demandas financeiras dos setores elétricos do mundo menos desenvolvido, deverão ser atendidos por fontes de financiamento bilaterais e multilaterais (Oliveira e Besnosik, 1992).

"Dado que muitas economias de países menos desenvolvidos, assim como os seus concessionários não estão

em boas condições financeiras e que os recursos originados de fontes bilaterais e multilaterais estarão cada vez mais limitados, a expansão dos sistemas elétricos é um importante desafio que depende da habilidade dos países em desenvolvimento para maximizarem a eficiência com que eles usam os recursos limitados a sua disposição" (Oliveira e Besnosik, *ibid.*, p. 24).

O mais confiável perfil da crise financeira atual do setor, é retratado em um diagnóstico empresarial realizado no final de 1991 quando da elaboração do Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico Brasileiro - PMS. Esse estudo, que reuniu informações de 42 dos 60 concessionários de energia elétrica - correspondendo a cerca de 98% da oferta total de eletricidade - apresentou uma situação financeira quase que catastrófica para a maioria das empresas participantes (DANEE, 1991).

A saber, considerando-se os resultados do conjunto de empresas participantes, em 1991, verifica-se que 12 delas apresentavam despesa operacional maior que as respectivas receitas líquidas. Quase sempre, a defasagem tarifária era apontada como o principal motivo da deterioração de tal indicador. Sabe-se, porém, que aliado a este fato, ocorreram aumentos consideráveis nos custos de produção do setor, motivados, dentre outros aspectos, pela ineficiência de gestão empresarial em grande parte dos concessionários estatais (DNAEE, 1991).

No mesmo relatório é destacado que 55% das empresas estavam em situação de iminente insolvência, haja visto que não dispunham das mínimas condições para saldar as suas dívidas, eliminando, por conseguinte, qualquer possibilidade de financiar os seus programas de investimentos com recursos próprios.

7.7. Considerações Finais

A dinâmica de evolução do setor elétrico no período recente, tem sinalizado que, cada vez mais, fatores fora do seu controle, influenciam de maneira bastante significativa no processo global de decisão. A análise das múltiplas restrições do setor elaborada neste capítulo, deixa caracterizado que a adaptação da

sistemática de planejamento comumente utilizada - de forma a permitir a inserção de um elenco mais abrangente de variáveis - torna-se uma contribuição importante para as decisões de investimentos. O obstáculo é que, geralmente, essas novas variáveis dificilmente são quantificáveis em termos monetários, o que praticamente elimina o uso dos modelos tradicionais de escolha de estratégias alternativas de expansão.

Conforme mencionado anteriormente, em geral, a escolha da melhor trajetória de expansão do sistema elétrico brasileiro consiste na definição de um programa de obras de geração que minimize o custo global, dado um mercado previsto.

O resultado do uso de tal filosofia de planejamento vem sendo desastroso para o setor elétrico. Por exemplo, estudo recente do Banco Mundial (descrito por Pereira, 1991), levando em conta 40 empreendimentos hidrelétricos, constata que 28% dos projetos tiveram seus custos aumentados em cerca de 24% do valor estimado inicialmente e, além disso, 15% de tais projetos apresentavam custos entre 50 e 100% acima do que havia sido previsto.

Pelo lado dos prazos de construção os problemas não são menos graves. Analisando-se o mesmo relatório do Banco Mundial descobre-se que cerca de 24% das usinas foram construídas em um prazo entre 20 e 30% superior ao programado, ao mesmo tempo em que mais de 17% dos projetos avaliados tiveram um acréscimo de mais de 60% no prazo de implementação.

As circunstâncias a partir das quais o setor foi conduzido a tal situação foi relatada nas seções anteriores. A não consideração das várias restrições por que vem passando a grande maioria dos concessionários e a dificuldade de incorporação de fatores qualitativos nos modelos tradicionalmente utilizados, mostra a vulnerabilidade de tais modelos para equacionar devidamente o problema de planejamento do setor elétrico, dadas as suas múltiplas restrições.

Os vários diagnósticos efetuados por instituições ligadas ao setor elétrico, indicam as dificuldades financeiras como a sua mais importante restrição. Ainda que se reconheça o peso das questões orçamentárias para a definição da trajetória futura do

parque gerador de eletricidade, há que se ressaltar que a avaliação aqui elaborada aponta pelo menos mais seis sérias limitações, que devem ser consideradas nas etapas de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

São elas: (1) crescimento das pressões dos grupos de defesa do meio ambiente; (2) aumento das exigências das populações potencialmente atingidas; (3) deterioração da qualidade da oferta de energia elétrica; (4) eficiência energética das usinas - capacidade de agregar benefícios ao sistema e ou receitas para o concessionário; (5) dificuldades de interligação dos futuros aproveitamentos aos centros de carga; e (6) vulnerabilidade do setor às mudanças decorrentes de pressões políticas e ou econômicas.

Além da relevância das restrições acima para o problema de planejamento do setor, convém destacar que quase todas elas implicam no tratamento de interesses conflitantes e de difícil reconciliação e, em geral, as variáveis envolvidas exigem a introdução de pressupostos bastantes rigorosos para quantificá-las em termos monetários.

O estabelecimento da importância das restrições e a definição de mecanismos consistentes que permitam o uso das mesmas nas decisões de investimentos é, neste sentido, um passo importante na busca do aperfeiçoamento dos procedimentos comumente utilizados para a escolha da melhor trajetória de evolução do parque gerador brasileiro.

O próximo capítulo trata do desenvolvimento de uma metodologia que assegura a hierarquização das múltiplas restrições do setor e permite a utilização das mesmas para definir a melhor estratégia de expansão de sistemas elétricos, isto é, aquela que mais adequadamente satisfaz às restrições identificadas.

CAPÍTULO 8

8. PRIORIZANDO COM RESTRIÇÕES E MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Introdução

Os argumentos e fatos descritos nos capítulos anteriores permitem assegurar que, antes de modelos que indiquem a trajetória ótima de expansão para um período de 25 anos (que é o horizonte de longo prazo considerado no planejamento), o setor elétrico precisa, principalmente, de ferramentas de planejamento e decisão que lhe posicione diante das suas diversas limitações. Dessa forma, as alternativas de investimentos assim priorizadas, não apresentariam maiores obstáculos para serem efetivamente implementadas.

Os métodos de auxílio às decisões utilizados nas últimas três décadas para os estudos acerca da expansão dos sistemas elétricos, não têm garantido que as estratégias de investimentos estabelecidas a partir deles sejam bem sucedidas quando da etapa de implantação. Sendo assim, não obstante se apresentarem como poderosos instrumentos na determinação do plano de custo mínimo (ou de maior taxa interna de retorno), os resultados mostrados até aqui colocam em dúvida a eficácia dos modelos tradicionais aplicados para a resolução de problema tão complexo devido, sobretudo, ao elevado número de variáveis incontrolláveis e à grande quantidade de fatores intangíveis.

Os atrasos nos cronogramas da maioria das obras - 100% de 19 usinas em construção estão com seus prazos ultrapassados em mais de 40% - a postergação de tantas outras, o abandono de algumas após iniciá-las e as conseqüentes elevações dos custos totais dos investimentos, sugerem que são necessárias algumas mudanças no processo de planejamento da expansão (no sentido de redirecioná-lo), o que passaria, inclusive, pela introdução de um maior número de critérios (que não os exclusivamente financeiros).

O presente capítulo se preocupa, principalmente, com a caracterização de uma metodologia, à qual foi dado o nome de **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Res-**

trições do Sistema - MAHRS. Tal metodologia utiliza-se de um modelo híbrido, isto é, que incorpora os fundamentos do AHP (Saaty, 1977) e do TOPSIS (Hwang e Yoon, 1981) aos princípios da teoria das restrições, para priorizar as trajetórias de expansão do parque gerador de eletricidade.

Neste sentido, uma vez hierarquizadas as restrições do setor elétrico brasileiro - já apresentadas no capítulo anterior - através de múltiplos critérios, a metodologia desenvolvida se presta para ordenação dos investimentos de geração, considerando-se a importância de tais restrições no contexto da expansão dos sistemas. De forma específica, a MAHRS pode ser aplicada ao problema de planejamento tanto de um concessionário individualmente, como para identificação de estratégias de expansão do sistema elétrico como um todo.

8.1. Formulando o Problema em Termos da TOC

As transformações sociais têm exigido significativas modificações no processo de escolha das opções de geração de energia elétrica em todas as partes do mundo. Um importante caminho para adaptar os métodos de análise de investimentos às mudanças requeridas, implica na abordagem do problema a partir de múltiplos critérios, os quais, quando avaliados simultaneamente, permitem uma ampla avaliação das diversas alternativas de expansão. Facilitaria, dessa forma, a identificação dos fatores críticos para o sucesso na implementação de um programa de investimentos.

Na avaliação do perfil do setor elétrico elaborada no capítulo precedente, ficou caracterizado que diversos fatores vêm interferindo na sua performance, apresentando-se, portanto, como fortes candidatos a se tornarem as suas mais importantes restrições. A definição do significado de cada um desses fatores frente às diversas opções de investimento em geração, é tarefa prioritária quando se pretende selecionar estratégias de expansão que satisfaçam às várias restrições do sistema¹.

¹Aqui, entende-se como sistema todo o processo de decisão sobre a melhor estratégia de investimento em geração, o que envolve atores, cenários, fatores de planejamento, alternativas e estratégias.

A teoria das restrições vem sendo recomendada desde início dos anos 80, como uma ferramenta para a maximização da rentabilidade de uma organização industrial, sendo o seu uso reconhecidamente bem sucedido em situações nas quais o problema pode ser elegantemente definido e onde as restrições podem ser fisicamente identificadas.

Esse não é o caso do problema de planejamento em questão. O ambiente de decisão acerca da melhor trajetória de expansão de uma empresa do setor elétrico não tem os seus contornos precisamente estabelecidos, boa parte das restrições são intangíveis e, quase sempre, a maioria das variáveis estão fora do controle do planejador. Ou seja, grande parte dos fatores sofrem a interferência de atores cujos interesses são em geral conflitantes com os objetivos de um concessionário.

Em situações assim configuradas, a busca de um ótimo exigiria pressupostos rigorosos e restritivos, o que limitaria o tratamento do problema de forma abrangente, ou seja, considerando-se os diversos pontos de vista ou, mais apropriadamente, levando-se em conta uma análise com múltiplos critérios.

Uma das principais razões de insucessos na aplicação dos métodos tradicionais na escolha do programa ótimo de expansão de sistemas elétricos, está associada à premissa de que os conflitos de interesses (ou objetivos) seriam razoavelmente equacionáveis através da especificação de funções utilidades. Por conseguinte, tornar-se-ia possível definir uma única função objetivo, normalmente em termos monetários.

Isto significa acreditar que é "natural" a reconciliação entre os objetivos do concessionário, dos consumidores, do poder concedente, das agências de financiamento, dos grupos de defesa do meio ambiente, dos políticos, dos fornecedores de serviço e de equipamentos, dos sindicatos de trabalhadores e das populações atingidas.

Obviamente, tamanha pretensão não tem sido praticável, notadamente no setor elétrico brasileiro onde cerca de 98% da energia é gerada por empresas estatais (com baixo nível de independência de gestão), em que são evidentes as fragilidades do atual arranjo institucional e onde o poder de barganha dos grupos

de pressões, dos atores políticos e das empresas de engenharia e construção, interferem acentuadamente na valoração das variáveis envolvidas no processo de planejamento.

Pelas características da situação descrita acima, o planejador encontra-se diante de um problema no qual, dada a impossibilidade de maximizar, ele deve procurar resolvê-lo através de soluções satisfatórias, conforme sugerido por Simon em seus vários trabalhos acerca da racionalidade limitada, cujos conceitos foram muito bem interpretados por Eilon (1972).

Ou seja, se os interesses (restrições) são de reconciliação impraticáveis, ou se não é prudente expressar os vários objetivos em termos de uma mesma base, um caminho alternativo implica no uso de metodologias que subsidiem o planejador na busca de soluções satisfatórias². Desse modo, as imperfeições associadas às dificuldades de reconciliação dos conflitos seriam transparentes, como acontece com a maioria dos métodos de múltiplos critérios.

O problema da escolha da melhor seqüência de investimentos em geração de energia elétrica, pode ser caracterizado de acordo com a descrição apresentada nos três últimos parágrafos. As restrições são em quantidade razoavelmente elevada, os seus equacionamentos, em geral, necessitam de soluções conflitantes e muitas delas não são quantificáveis fisicamente ou possíveis de conversão em termos monetários.

O que se propõe a partir da **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema - MAHRS** - é a transformação das restrições em critérios (medidas), as quais devem ser atendidas para que uma solução possa ser admitida como satisfatória. Além disso, a conversão de restrições em critérios é teoricamente sustentada pelos fundamentos da racionalidade limitada.

A propósito, embora pensando ainda sob o ponto de vista da programação matemática, Eilon assim interpretou o relacionamento entre objetivos e restrições:

²Ou soluções bastante boas, conforme Eilon (op. cit.).

"(...) agora todos os objetivos são convertidos em restrições e o problema, desse modo, é encontrar uma solução possível, ou um conjunto de soluções para uma dada matriz de restrições. (...) Em termos de programação matemática nós agora temos um problema com restrições, porém, sem função objetivo e o que se pretende é encontrar soluções possíveis e não soluções ótimas" (Eilon, 1972, p. 7).

Na MAHRS aqui desenvolvida, os fatores (interesses de atores ou de instituições) que interferem no planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica, representam as restrições do sistema e, ao mesmo tempo, são utilizados como medidas de desempenho das estratégias de investimentos alternativas. Isto está de acordo com os princípios da racionalidade limitada na qual objetivos, medidas e restrições têm o mesmo sentido. Ou ainda:

"Os limites definidos pelas novas restrições são chamados de normas ou padrões, tendo em vista que, na essência, eles descrevem níveis aceitáveis de performance. Desse modo, eu argumento que nos princípios da satisfação não há diferença entre objetivos e restrições" (Eilon, *ibid.*, p. 7).

Em termos do planejamento de sistemas, na prática, a maioria das restrições não permitem a fixação de limites aceitáveis, tendo em vista se tratarem quase sempre de restrições intangíveis, conforme já ressaltado anteriormente. Nestas circunstâncias, a alternativa foi utilizar o modelo de Saaty (1977) para hierarquizar as múltiplas restrições do sistema elétrico e, a partir dessas, priorizar as opções tecnológicas de geração de eletricidade que satisfaçam tais restrições.

Tal como no caso da teoria da racionalidade limitada, a resolução do problema não requer a definição de uma função objetivo, nem tampouco exige a construção de funções utilidades. Na verdade, tem-se um conjunto de restrições que podem ser interpretadas como vários "elos de uma corrente" e são tão mais importantes quanto mais significativos sejam os seus impactos no processo de implementação das usinas em estudo.

Portanto, a priorização das obras de geração passaria a ser efetuada a partir da análise dos fatores que afetariam o resulta-

do do planejamento, questionando-se, através de múltiplos critérios, quais deles representariam as principais restrições do sistema ou de um concessionário, particularmente. Isto é, dado um conjunto de opções tecnológicas para geração de eletricidade, é considerada como a estratégia de expansão mais atrativa, aquela que melhor satisfaz ao elenco de restrições, tomadas em ordem decrescente dos seus pesos no contexto do problema de planejamento.

8.2. Universo de Decisão da MAHRS

A metodologia híbrida proposta se presta a subsidiar as decisões de expansão do parque gerador do setor elétrico como um todo - ou de um concessionário individualmente - compreendidas no horizontes³ de médio e curto prazos da gestão temporal do sistema elétrico brasileiro. Essas etapas de planejamento tradicionalmente têm como atividades principais, respectivamente, estabelecer o programa de referência e ajustá-lo na ocorrência de mudanças significativas nos cenários.

A Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema envolve três etapas sucessivas:

(i) **configuração do ambiente empresarial e estruturação do problema:** consiste na escolha de cenários para o transcorrer do horizonte de planejamento e no detalhamento das unidades geradoras que comporão o elenco de opções a serem priorizadas;

(ii) **identificação e hierarquização do conjunto de restrições:** nesta etapa serão destacadas as principais limitações à implementação das diversas opções tecnológicas de geração. Ou seja, para cada restrição será determinado um peso (ou importância) - através do princípio de autovetores de Saaty; e

³No horizonte de longo prazo (algo em torno de 25 anos), são normalmente analisadas as tendências de configuração do parque gerador em termos das demandas tecnológicas e os principais condicionantes para a evolução do setor elétrico.

(iii) **priorização das alternativas de geração:** implica em ordenar as várias opções tecnológicas, considerando-se os seus desempenhos em relação às restrições cujos pesos teriam sido definidos na etapa anterior.

- Configuração de Cenários e Estruturação do Problema

O planejamento da expansão de sistemas elétricos pressupõe a discussão dos possíveis futuros para o ambiente em que a empresa está situada. Neste sentido, a consideração de cenários empresariais torna-se indispensável para que se tenha um problema cujos limites sejam adequadamente definidos.

Convém acrescentar, todavia, que a priorização das alternativas não necessariamente exigirá a elaboração de um estudo profundo de cenários. Na prática, é prudente que sejam utilizados os mesmos cenários aplicados no planejamento central dos sistemas elétricos. Isto é, a não construção de cenários não é fator limitativo ao uso da metodologia proposta.

Entretanto, na hipótese de se tornar necessária a especificação de cenários alternativos no decorrer do processo de priorização, propõe-se que na escolha de tais cenários sejam considerados: as influências dos mais importantes atores no futuro do setor elétrico; os interrelacionamentos entre os interesses dos atores e os objetivos do concessionário; os conflitos entre os problemas do setor e os interesses dos principais atores; e as relações que determinam a incerteza do processo de planejamento da expansão.

Vale ressaltar que os cenários empresariais que serão utilizados no processo de avaliação, não estarão preocupados em quantificar as variáveis que afetam os destinos do setor elétrico. O que se pretende alcançar, portanto, é uma configuração consistente de fatores críticos e estabelecer a relação de interferência dos atores nos destinos do setor, de modo que seja facilitada a definição das condições que orientarão o futuro do concessionário no médio e curto prazos.

O uso de um "approach" da lógica de Wack (1985a e 1985b), é uma alternativa para a definição de cenários. Tal lógica implica na execução de quatro fases sucessivas: (1) avaliação das

estratégias do concessionário; (2) reconhecimento dos seus fatores críticos; (3) identificação dos atores e análise de influências; e (4) escolha do cenário.

Os cenários assim especificados têm participação importante na ordenação das restrições e, conseqüentemente, na determinação da seqüência de expansão do parque gerador que mais adequadamente satisfaz as restrições do sistema.

Tendo sido selecionados (ou, alternativamente, construídos) os cenários que orientarão as ações do planejamento da empresa na busca da melhor trajetória de investimentos, o próximo passo implica no detalhamento das opções tecnológicas propostas. Isto consiste na definição, para cada usina, das seguintes características: capacidade instalada; benefício energético (energia firme, ou energia garantida, ou energia média); localização geográfica; tipo de tecnologia utilizada (hidráulica, térmica a carvão, etc.); número de geradores; prazo de construção previsto; distância dos centros de carga; área alagada (no caso de hidráulicas); população atingida; custo do kW instalado previsto ; e custo anual de geração estimado.

- Priorização das Restrições através do AHP

Em um ambiente marcado pela impossibilidade de reconciliação de objetivos (interesses) como é o caso do setor elétrico, o processo de escolha da melhor seqüência de expansão do parque gerador implica, inicialmente, na identificação e hierarquização das restrições do sistema, que devem ser ordenadas de acordo com os seus impactos em termos da implementação da opção tecnológica selecionada.

Não custa lembrar que, neste caso, os interesses dos diversos atores e instituições serão convertidos em restrições, as quais devem ser atendidas para que uma estratégia de expansão seja considerada satisfatória. Logo, as restrições identificadas e priorizadas serão utilizadas como critérios (medidas) de avaliação da melhor seqüência de investimentos.

Alguns problemas ainda persistem: as restrições são quase sempre de natureza qualitativa, existem em uma quantidade relativamente grande, não se conhecem medidas específicas para determi-

nar as suas importâncias e, de forma geral, os seus pesos em uma decisão de investimento em geração de eletricidade variam com os cenários e com a relação de forças entre os vários atores e instituições.

Neste contexto, o planejador defrontra-se com um problema de múltiplos critérios que para ser resolvido necessita: ser decomposto nos seus mais diversos elementos; relacionar tais elementos com um objetivo geral através de critérios; de mecanismos de comparação dos elementos a partir de critérios; e permitir a determinação dos pesos dos diversos elementos.

O modelo de AHP de Saaty (1977) - apresentado no Capítulo 5 deste trabalho - combina os requisitos necessários para o equacionamento do problema de múltiplos critérios acima, com mais uma vantagem: permite avaliar a consistência do julgamento efetuado pelo planejador acerca dos pesos das restrições.

Logo, interpretando tal problema de acordo com a metodologia de análise hierárquica de Saaty, pressupõe-se, em primeiro lugar, que o objetivo final - disposto no nível mais elevado da estrutura - consiste em identificar as reais limitações de um concessionário, considerando-se algumas alternativas de cenários. Da mesma forma, o conjunto de restrições - posicionado na base da estrutura hierárquica - deve ser ordenado, bem como avaliada a consistência do julgamento, levando-se em conta o princípio do autovetor que sustenta o AHP.

Das reuniões mantidas com técnicos do setor elétrico - DNAEE, Eletrobrás, Eletrosul, CHESF e CELESC - das áreas de planejamento (empresarial, expansão e operação) e engenharia de geração, foi possível concluir que, diante das atuais circunstâncias - onde boa parte das usinas planejadas vem sendo constantemente adiadas, abandonadas ou quando implementadas apresentam prazos e custos acentuadamente superiores aos previstos - existem alguns indicadores que se prestariam para orientar a definição dos pesos das restrições. Dentre tantos, destacam-se:

a) **inflexibilidade**: indica o grau de dificuldade de equacionamento de uma certa restrição, em um dado horizonte de tempo. Por exemplo, é bastante provável que nos próximos cinco anos o setor

não tenha ainda superado os problemas financeiros ou os entraves ambientais para construção de usinas na Amazônia;

b) **dificuldade político-institucional:** diz respeito ao poder de negociação do setor elétrico no sentido de obter sucesso na superação de limitações de natureza político-institucionais. A participação da iniciativa privada nos empreendimentos de geração, vem sendo apontada por muitos especialistas como um dos caminhos para resolução dos problemas financeiros do setor. Essa alternativa, contudo, exige tratativas nos campos políticos e institucionais que tendem a dificultar uma solução em tempo plausível;

c) **adaptabilidade:** refere-se à quantidade de soluções alternativas para superação de uma restrição e a possibilidade de implementação de tais soluções. Existem soluções tecnológicas economicamente atrativas para reduzir o índice de emissões de gases poluentes em térmicas a carvão, ou para minimização da degradação visual resultante da mineração do carvão para uso nas mesmas usinas. Isto não ocorre, porém, em relação à transmissão de grandes blocos de energia da região amazônica para o sudeste do Brasil, nem para os obstáculos decorrentes das limitações financeiras do setor.

Ressalte-se, novamente, que nesta etapa o objetivo consiste na identificação dos "elos mais fracos da corrente", ou seja, dos fatores que representarão os maiores obstáculos para que uma trajetória de expansão seja bem sucedida. Tal identificação deve ser objeto de avaliações sistemáticas da real situação de um concessionário, com destaque para as suas vulnerabilidades no que se refere à implementação de determinadas opções tecnológicas de geração de eletricidade.

Da avaliação das múltiplas restrições do setor elétrico efetuada no capítulo anterior, pode-se deduzir que as limitações financeiras, os impactos no meio ambiente, as pressões dos grupos de interesse, os impactos sócio-econômicos, as dificuldades de integração de uma usina ao sistema, a sua capacidade de acrescentar benefícios energéticos e a baixa flexibilidade dos empreen-

dimentos planejados, se constituiriam nos mais importantes obstáculos para a definição da melhor seqüência de investimentos em geração.

Efetuando-se uma análise mais detalhada do elenco de fatores que interferem nas decisões de investimento em expansão, torna-se possível deduzir que as limitações financeiras possivelmente sejam as principais restrições do setor elétrico brasileiro. Sucede que, em diversas circunstâncias, mesmo superados os problemas financeiros, o concessionário continuaria enfrentando dificuldades para ser bem sucedido na implantação de uma obra planejada.

Este é o caso, por exemplo, das usinas hidrelétricas cujas construções estão previstas para a região Amazônica. Tais empreendimentos, apresentam (de acordo com a Eletrobrás) baixos custos relativos de geração, o que poderia facilitar a captação de recursos para implementá-los. Contudo, as pressões dos grupos de defesa do meio ambiente (principalmente) e os obstáculos para integração aos centros de carga - que se localizam na região sudeste - provavelmente dificultariam até mesmo a inclusão dessas usinas no conjunto de obras do plano de longo prazo da Eletrobrás.

As unidades geradoras com construção prevista na fronteira dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul - aproveitamentos dos rios Uruguai, Canoas e Pelotas - também se constituem em fortes evidências de restrições à implantação dos referidos projetos, mesmo que sejam equacionados os obstáculos financeiros. Por se localizarem em regiões cujas terras possuem elevado potencial produtivo e onde a população - de forma geral - é mais organizada, é presumível que os fatores sócio-econômicos sejam responsáveis por sérios conflitos no decorrer das negociações. A propósito, a elevação dos custos da Usina de Itá e os freqüentes adiamentos do início das obras das usinas de Machadinho e Campos Novos, são acontecimentos que ilustram a afirmação acima.

Neste sentido, dado o conjunto de restrições e conhecido o objetivo da análise (identificação das reais limitações do sistema ou do concessionário), o próximo passo está associado à determinação dos pesos (w_i) das restrições, os quais especificam

a importância relativa de cada restrição no conjunto considerado. A matriz de comparação das restrições é construída de tal forma que:

$$R = \begin{vmatrix} r_{11} & \dots & r_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots \\ r_{n1} & \dots & r_{nn} \end{vmatrix} \quad (8.1)$$

onde $r_{ij}=r_i/r_j$ e $r_{ji}=r_j/r_i$. Os valores de r_i e r_j correspondem às relações de preferências (ou de importância das restrições) cujos valores (ou graus de preferência) são representados através da escala de medidas de Saaty (1977), descrita no Capítulo 5. O vetor W dos pesos das restrições é então representado por:

$$W = \{w_1, w_2, \dots, w_n\}; \quad (8.2)$$

sendo que,

$$\sum_{j=1}^n w_j = 1 \quad (8.3)$$

Convém acrescentar que a decomposição do problema nos seus diversos elementos não exigiu a definição de subcritérios. Isto facilitou a determinação dos autovalores e autovetores das matrizes de comparações paritárias.

O índice de consistência (IC) da matriz R de comparação de restrições pode ser calculado por (Saaty, op. cit.):

$$IC = \frac{\lambda_{\max} - n}{n-1} \quad (8.4)$$

onde λ_{\max} e n representam, respectivamente, o maior autovalor e o número de elementos da matriz R . Conforme descrito no Capítulo 5,

a matriz R será dita consistente, se e somente se, $\lambda_{\max} = n$. Na maioria das vezes, contudo, tem-se que $\lambda_{\max} > n$. Isto é, em situações normais as matrizes de comparação são sempre inconsistentes. Neste caso, o índice de consistência refletiria os efeitos das variações nos r_{ij} , quando do julgamento das restrições.

Observe-se que o autovetor principal (dos pesos das restrições) apresentado na equação (8.2) é calculado a partir da resolução do sistema de equações:

$$(R - \lambda_{\max} I) = 0 \quad (8.5)$$

onde I é a matriz identidade e 0 é a matriz nula.

Alternativamente, o autovetor principal de R poderia ser determinado utilizando-se o "teorema das intensidades dos caminhos de comprimento k", definido por Saaty (1986) e reescrito por Harker e Vargas (1987), da seguinte forma:

Teorema (Harker e Vargas, 1987) - Seja R uma matriz recíproca positiva:

(i) Se R é consistente, então o seu autovetor é dado por qualquer uma das suas colunas, isto é, pela relação entre cada um dos elementos de uma dada coluna e o somatório dessa coluna;

(ii) Se R é inconsistente, então o seu autovetor principal é dado pelo limite das intensidades (normalizadas) dos caminhos de comprimento k. Isto é,

$$\omega_i = \lim_{k \rightarrow \infty} \frac{r_{ih}^k}{\sum_{j=1}^n r_{ij}^k}; \quad i=1, 2, \dots, n; \quad \forall h \quad (8.6)$$

Ou seja, tomando-se a matriz de comparação R de Restrições inconsistente, tem-se que a matriz de potência k (R^k) quando $k \rightarrow \infty$ apresenta colunas cujos valores convergem para

$$W^* = \{w_1^*, w_2^*, \dots, w_n^*\} \quad (8.7)$$

Nestas circunstâncias, o maior valor de w_i (w_i^*), representa a restrição mais importante ou, no sentido figurado da teoria das restrições, "o elo mais fraco da corrente".

Convém destacar, por outro lado, que a utilização dos procedimentos de múltiplos critérios para a identificação e priorização das restrições (tangíveis ou não), acaba suprindo uma das lacunas da teoria das restrições, que consiste na inexistência de mecanismos práticos para o tratamento das restrições políticas, conforme já discutido no Capítulo 6. A saber, do elenco de fatores que restringem (interferem) nas decisões de investimento em geração de eletricidade, apenas um deles - limitações financeiras - pode ser quantificado em base monetária com certa precisão. Os demais, como se pode observar no Capítulo 7, caracterizam-se como fatores qualitativos.

A performance⁴ das usinas⁵ em relação a cada uma das restrições, é estabelecida ainda em uma ambiente AHP, onde são construídas tantas matrizes de comparação de alternativas, quanto seja o número "n" de elementos do vetor de restrições. Dessa forma, as usinas são comparadas par a par, considerando-se, individualmente, as restrições priorizadas.

Logo, as matrizes A_j ($j=1,2,\dots,n$; é o número de restrições), são estruturadas de tal modo que permita confrontar as "m" usinas do elenco em avaliação.

⁴Aqui, utilizou-se o termo performance (em lugar de peso) para indicar a importância de cada alternativa frente a cada critério.

⁵Aqui também referida como opções ou alternativas.

$$A_j = \begin{bmatrix} a_{11} & \dots & a_{1m} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ a_{m1} & \dots & a_{mm} \end{bmatrix}; \forall j \quad (8.8)$$

onde $a_{ik} = a_i/a_k$ e $a_{ki} = a_k/a_i$ ($i, k = 1, 2, \dots, m$). Os elementos, a_i e a_k são os graus de preferências entre as alternativas em relação a cada restrição, estando os seus valores compreendidos na escala de medidas de Saaty (1977).

O autovetor Ψ_j de A_j denotaria a performance das "m" opções e seria representado por:

$$\Psi_j = \{x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{mj}\}; \forall j \quad (8.9)$$

onde x_{ij} traduz o desempenho da alternativa "i" diante da restrição "j", se constituindo em elemento importante para composição da matriz de decisão, conforme será visto a seguir.

- Opções Tecnológicas que Satisfazem às Restrições

A identificação de estratégias de investimentos que leve em conta as restrições do sistema (ou do concessionário), trata-se da etapa final da **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com às Restrições do Sistema**. Assim, dado o conjunto de restrições - ordenadas a partir dos seus pesos calculados em um ambiente AHP - esta etapa implica na priorização das opções tecnológicas de geração, dado um conjunto de usinas candidatas.

Com este objetivo, serão utilizados os conceitos básicos do modelo TOPSIS, o qual, após incorporados os pesos das restrições determinados na etapa anterior, permitirá escolher a seqüência de obras que melhor satisfaz ao conjunto de restrições. Mais especificamente, a estratégia de investimento mais atrativa será aquela

que guarde a menor distância da solução ideal⁶ (de melhor desempenho em relação às restrições) e, simultaneamente, o maior afastamento da solução indesejável (de pior performance com respeito às restrições).

Neste sentido, seja a matriz (X) de decisão abaixo, que relaciona as opções de geração A_i (nas linhas) com as restrições do sistema R_j (nas colunas).

Tabela 8.1 - Matriz de Decisão - Usinas versus Restrições

	R_1	R_2	. . .	R_n
A_1	X_{11}	X_{12}	. . .	X_{1n}
A_2	X_{21}	X_{22}	. . .	X_{2n}
.
A_n	X_{n1}	X_{n2}	. . .	X_{nn}

Observe-se que os elementos x_{ij} representam a performance (ou peso) da alternativa A_i em relação à restrição R_j . Neste sentido, cada linha da matriz X de decisão denotaria o perfil da usina "i" frente ao conjunto de restrições, enquanto as colunas traduziriam os desempenhos das alternativas diante de cada restrição.

Em notação matemática a matriz X de decisão pode ser retratada da seguinte maneira:

⁶Solução em geral impossível de ser alcançada e que consiste em ótimos particulares, isto é, para cada restrição (Martison, 1993).

$$X = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & X_{1m} \\ X_{21} & X_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & X_{2m} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ X_{p1} & X_{p2} & \cdot & \cdot & \cdot & X_{pm} \end{bmatrix} \quad (8.10)$$

Destaque-se que os elementos x_{ij} da matriz X , são os componentes dos autovetores Ψ_j , de performance das alternativas apresentados na equação (8.9) acima.

E mais: a matriz de decisão X representaria, também, a **matriz de restrições** sugerida por Eilon (1972), na sua justificativa do limite da racionalidade nas decisões que envolvem conflitos de objetivos (restrições).

Na versão original do TOPSIS, assim como nas suas versões mais recentes propostas por Yoon (1987) e Hwang et al (1993), não é definido um método específico para fixação dos pesos dos critérios. Nesta **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema (MAHRS)**, preferiu-se o método de Saaty (1977), tendo em vista que este permite relacionar as restrições com um objetivo principal e fornece mecanismos que facilitam a avaliação da consistência dos julgamentos.

Uma das principais características do modelo TOPSIS, está associada ao tratamento das incertezas, ao permitir o relacionamento das opções em estudo considerando-se diferentes cenários⁷. Para isso, define-se como a seqüência de investimento mais atrativa àquela que atenda ao seguinte requisito: **guarde a menor distância da "solução ideal" (E^+) e, ao mesmo tempo, o maior afastamento da "solução indesejável" (E^-)**. Observe-se, ademais, que a maior distância - ou menor similaridade - entre os dados da matriz X está associada ao afastamento entre a "solução ideal" e a "solução indesejável".

⁷O que seria praticamente impossível de ser diretamente incorporado no modelo AHP.

Aqui, entende-se como **solução ideal**, a estratégia de investimento que apresente o melhor desempenho levando-se em conta todos as restrições do sistema. Isto é, a usina de menor custo, que cause os menores impactos ambientais, acrescente a maior quantidade de energia ao sistema, tenha a menor distância dos centros de carga, represente as menores rejeições políticas, por exemplo. Por outro lado, a **solução indesejável** é aquela que, ao contrário da ideal, mostra os piores resultados frente ao conjunto de restrições do sistema.

Ressalte-se que, no limite, o procedimento de decisão assim configurado é semelhante ao princípio de Hurwitz apud Hwang e Yoon (1981). Tal princípio pressupõe um processo de decisão onde é possível efetuar priorizações em um dado elenco de opções, diante de cenários alternativos (otimista e pessimista, por exemplo).

Mais: por tentar aproximar a estratégia de expansão escolhida da **solução ideal** e, ao mesmo tempo, afastá-la da **solução indesejável**, os procedimentos propostos também incorporam o **princípio de minimax arrependimento de Savage** apud Fleischer (1977). Ali, o planejador, admitindo a possibilidade de prever os resultados, escolhe a alternativa que lhe permite minimizar o valor esperado do arrependimento potencial.

Neste sentido, da matriz X de decisão extrai-se os vetores E^+ e E^- , que representariam, respectivamente, a **estratégia de expansão ideal** e a **estratégia de expansão indesejável**. Esses vetores terão como componentes os melhores ($\max x_{ij}$) e os piores ($\min x_{ij}$) desempenhos da opção de geração i com referência à restrição j . Ou seja,

$$E^+ = \{ (\max_i x_{ij}; j = 1, 2, \dots, n) \} \quad (8.11)$$

$$E^- = \{ (\min_i x_{ij}; j = 1, 2, \dots, n) \} \quad (8.12)$$

Os afastamentos de cada uma das opções tecnológicas com referência à solução ideal (E^+) e à solução indesejável (E^-), são então calculados por:

$$\Delta_i^+ = \sum_{j=1}^n |x_{ij} - x_j^+|; \forall i \quad (8.13)$$

$$\Delta_i^- = \sum_{j=1}^n |x_{ij} - x_j^-|; \forall i \quad (8.14)$$

Essas duas últimas equações apresentam algumas modificações em relação ao modelo TOPSIS tradicional. Ali, os afastamentos entre as alternativas E^+ e E^- , são calculadas através do princípio da distância euclidiana, conforme já analisado no Capítulo 5 desta Tese. Entretanto, isso não asseguraria que a alternativa que tivesse a menor distância da solução ideal, apresentasse, também, a maior distância da solução indesejável (Hwang e Yoon, 1981). Essa garantia é dada quando se utiliza as equações das distâncias absolutas propostas por Daserathy (1976) quando do desenvolvimento do modelo SMART. Por esta razão, optou-se pelo uso das equações do SMART para a determinação das distâncias entre as alternativas, conforme sugerido por Hwang e Yoon (1981), em uma das aplicações do TOPSIS.

Finalmente, as usinas candidatas a fazer parte da estratégia de investimento, isto é, **que melhor atendem às restrições**, são priorizadas em função dos valores decrescentes de

$$\pi_i^* = \frac{\Delta_i^-}{\Delta_i^- + \Delta_i^+} \quad (8.15)$$

sendo $\pi_i^* \leq 1.0$.

O vetor π^* das alternativas selecionadas de acordo com (8.15), será denominado de **vetor de prioridade de investimentos segundo as restrições** e será composto por:

$$\pi^* = (\pi_1^*, \pi_2^*, \dots, \pi_p^*) \quad (8.16)$$

A seqüência de investimentos em geração ordenada conforme o vetor π^* , é aquela que mais adequadamente satisfaz às restrições do sistema ou de um concessionário individualmente.

8.3. Contribuição para a Performance do Concessionário

Conhecida a estratégia de expansão que atende às condições limitativas do sistema e que, simultaneamente, garante que a estratégia escolhida é aquela mais próxima da solução ideal e mais distante da solução indesejável, é importante que sejam analisadas as relações entre o programa de obras selecionado e o objetivo global do concessionário.

A estrutura político-institucional do setor elétrico se configura de tal modo que nem sempre é possível se admitir que, a exemplo da maioria das empresas industriais, o objetivo de um concessionário consiste em ganhar dinheiro tanto no presente quanto no futuro. A saber, o serviço prestado é de natureza essencial para a economia e para a sociedade como um todo e tem sua evolução concebida através de concessões cujos preços sofrem controles por parte da União.

Além disso, a própria sistemática de definição do volume a ser vendido por um concessionário supridor - que vende energia em grosso para as distribuidoras - a maneira como é exercido o controle dos resultados pelo poder concedente (que homologa as tarifas e fiscaliza os custos) e o uso das tarifas como instrumento de combate à inflação, não asseguram condições suficientes para uma empresa do setor elétrico se planejar para ganhar dinheiro agora e sempre.

Todavia, é reconhecido que, no longo prazo, o objetivo dos concessionários em questão consiste em alcançar padrões de rentabilidade que lhes permitam a remuneração do capital dos acionistas e assegurem-lhes as condições necessárias para repor o capital de terceiros e os recursos suficientes para a expansão do sistema elétrico.

O problema se torna mais complexo na medida em que a expansão e a operação devem ser levadas a efeito de tal forma que seja atendida uma série de requisitos (confiabilidade e impactos

sobre o meio ambiente, disponibilidade de recursos financeiros, pressões de grupos, integração ao sistema elétrico, entre outros), que restringem demasiadamente a flexibilidade do planejador no processo de decisão.

Portanto, dada a abrangência e a natureza do serviço de energia elétrica e considerando-se as relações do setor com diversos segmentos da atividade econômica, a metodologia proposta supõe que o objetivo de um concessionário supridor de eletricidade, consiste, de uma maneira geral, na prestação de um serviço de forma rentável, respeitando, ao mesmo tempo, as condições exigidas pelo ambiente que lhe circunscreve.

Desse modo, o detalhamento do desempenho das opções tecnológicas de geração frente ao vetor de priorização das restrições, torna-se uma ação importante. Algumas proposições⁸ são necessárias.

Proposição 1 - Se a alternativa A_i^* é igual à solução ideal - ou seja, a que apresenta a melhor performance em relação a todas as restrições - então o seu π_i^* será o maior, considerando-se o conjunto de alternativas em questão.

Prova - Na equação matricial (8.10), verifica-se que x_{1j} está diretamente relacionado à w_j , que por sua vez representa a importância da restrição j . Por outro lado, se $x_{1j} = x_{1j}^*$ (solução ideal), $\forall i$, então, $(\Delta_i)^+$ na equação (8.13) é nulo e, portanto,

$$\lim_{\Delta_i^+ \rightarrow 0} \frac{\Delta_i^-}{\Delta_i^- + \Delta_i^+} = 1 \quad (8.17)$$

Logo, como a unidade é o maior valor que pode ser alcançado pela equação (8.15), está provada a proposição 1. Observe-se, ademais, que se A_i^* é igual à solução ideal, os valores de Δ_i^- são

⁸É possível que as duas proposições aqui apresentadas já tenham sido matematicamente provadas por Hwang e Yoon (1981) ou Dasarathy (1976), ainda que isto não tenha sido encontrado na bibliografia pesquisada.

os maiores possíveis e são dados por $|x_{1j} - x_{1j}^-|$. Admitindo-se que o maior valor de Δ_i^- é igual a δ , então, tem-se que:

$$\lim_{\Delta_i^- \rightarrow \delta} \frac{\Delta_i^-}{\Delta_i^- + \Delta_i^+} = 1 \quad (8.18)$$

que é um outro caminho para provar a proposição 1.

Isto implica em que, quando a melhor opção de geração coincide com a solução ideal^o, ela é, também, a que guarda a maior distância da solução indesejável. Em outras palavras, a alternativa que mais se aproxima da solução ideal é, seguramente, a de melhor desempenho com referência ao objetivo do concessionário.

Proposição 2 - Se R_k^* é a principal restrição de planejamento e a alternativa A_i^* (do conjunto π^*) é a que apresenta a melhor performance em relação a tal restrição, então A_i^* consiste na opção tecnológica que melhor satisfaz à principal restrição do sistema e, portanto, é uma forte candidata a ser a primeira da lista na seqüência de investimentos selecionada.

Prova - Seja x_{ik}^* o indicador do desempenho de A_i^* em relação à principal restrição, R_k^* . Além disso, suponha Δ_i^* a distância entre A_i^* e A_i^+ . Neste caso, teria-se:

$$\Delta_i^* = |x_{ik}^* - x_{ik}^+| \quad (8.19)$$

que seria a menor distância comparativamente com as demais alternativas. Desse modo, assumindo-se que o valor de Δ_i^* seja tão pequeno quanto possível ou $x_{ik}^* = x_{ik}^+$ então,

^oRelembrando, a solução dita ideal é aquela que, por exemplo, apresenta um menor custo global e causa menores impactos ambientais.

$$\lim_{\Delta_i^* \rightarrow 0} \frac{\Delta_i^-}{\Delta_i^- + \Delta_i^*} = 1$$

tal como provado na **proposição 1**. Disso decorrem as seguintes definições:

Definição 1 - Se a alternativa de melhor performance em relação à mais importante restrição for também a primeira da lista no vetor de priorização π^* , diz-se que a estratégia de expansão tem **similaridade com a principal restrição**.

Definição 2 - Se duas ou mais opções de geração apresentarem o mesmo desempenho global - considerando-se todas as restrições - priorizar a de melhor resultado com referência à mais importante restrição do concessionário. Persistindo o empate, priorizá-las em relação à segunda restrição e assim sucessivamente.

Observe-se que, levando-se ao extremo os fundamentos da teoria das restrições, a alternativa de geração com melhor desempenho frente ao "elo mais fraco" do sistema, necessariamente, deveria ser a usina a ser construída em primeiro lugar. No entanto, tal decisão nem sempre seria a mais adequada quando está se tratando de fatores qualitativos ou quando se está planejando em um ambiente sujeito à incertezas. Isto faz com que as restrições se tornem dinâmicas, evoluindo positivamente ou negativamente no tempo.

Assim, suponha que, para um dado cenário, a principal restrição tenha natureza financeira e que uma certa alternativa A_1 seja a que melhor satisfaz a tal fator limitativo. Se isso é verdade A_1 deve ser a primeira usina da lista. Sucede que, por diversos motivos, apesar de A_1 ter sido a opção que exigiria um menor volume de investimentos, ela poderia, simultaneamente, ser a usina que causaria os maiores impactos negativos sobre o meio ambiente, as maiores dificuldades para integração ao sistema e aquela que menor quantidade de energia agregaria ao sistema, por exemplo. Para evitar tais situações contraditórias, a **MAHRS** aqui

proposta, permite um "trade off" das performances parciais das diversas opções tecnológicas, de maneira que o desempenho global (e não o parcial) seja o principal indicador para a decisão acerca da seqüência de investimentos mais atrativa.

A rigor, ao se escolher uma alternativa que, ao mesmo tempo, tenha um menor afastamento da solução ideal e a maior distância da solução indesejável, estaria sendo garantido, conforme já demonstrado nas **proposições 1 e 2**, que a primeira usina da lista do vetor π^* de priorização, é também aquela de melhor desempenho em relação a todo o conjunto de restrições.

Convém destacar que, na série de simulações já efetuadas utilizando-se a **MAHRS**, em nenhum dos casos a opção priorizada como primeira da lista deixou de ser aquela que mostrou os resultados mais vantajosos com referência à mais importante restrição do concessionário. Isto deve-se, principalmente, à razoável diferença entre o peso da mais importante restrição em relação às demais.

Ressalte-se, além disso, que também não ocorreram empates nos vários estudos de casos já realizados considerando-se vários cenários e conjuntos de alternativas diferentes, ainda que isso fosse perfeitamente possível.

8.4. A Sensibilidade do Vetor de priorização π^*

Uma forma de avaliar a flexibilidade (ou robustez) da seqüência de investimentos escolhida, consiste em analisar a sua sensibilidade em relação às possíveis mudanças nos pesos das restrições e à inclusão de alternativas no conjunto proposto. Isto implica, inclusive, em investigar os reflexos decorrentes de alterações no vetor de priorização das restrições, no programa de obras estabelecido inicialmente. Ademais, estaria coerente com a natureza do problema em questão, que se caracteriza pelo conflito de interesses (restrições) e elevado grau de vulnerabilidade às turbulências do ambiente.

Se hoje é quase certo que a principal restrição para a maioria dos concessionários seria de natureza financeira, existem fortes evidências - descritas no capítulo anterior desta tese - de que nos próximos anos as restrições ambientais e sócio-econômicas

micas se transformariam nos mais significativos obstáculos à definição de estratégias de expansão de sistemas elétricos.

A tradução desses aspectos nos pesos das restrições é parte essencial da análise de sensibilidade a ser efetuada. Para isto, supõe-se dois tipos de perturbações: (i) variações nos pesos das restrições; e (ii) exclusão do conjunto de restrições daquela R_j^* considerada como mais importante, com o conseqüente teste da reversão do "ranking".

- Variações nos Pesos (w_j) das Restrições

Neste caso, admite-se que mudanças de cenários provoquem importantes alterações nos pesos das restrições. Assim, após reavaliar tais pesos em um ambiente AHP, constrói-se uma nova matriz de restrições (X'), a qual seria dada por:

$$X'_{ij} = \omega'_j X_{ij} \quad (8.21)$$

onde w'_j é o peso modificado da restrição j . Observe-se, que quanto mais acentuadas forem as diferenças entre os pesos das restrições no caso base¹⁰, maiores são as chances de mudanças significativas na matriz X_{ij} original.

Da matriz X'_{ij} é extraída uma nova solução ideal (E^+)' e uma nova solução indesejável (E^-)', cujas distâncias em relação às opções de geração serão novamente calculadas. Assim, a equação (8.15) de priorização das alternativas de investimentos é formulada de tal modo que:

$$\pi_i^{*'} = \frac{\Delta_i^{-'}}{\Delta_i^{-'} + \Delta_i^{*'}} \quad (8.22)$$

Desse modo, um novo vetor (π^*)' de priorização de usinas é construído para captar os efeitos das mudanças nos pesos das restrições no "ranking" das alternativas. Dessa análise de sensibilidade decorre a definição 3.

¹⁰Entende-se como caso base o primeiro vetor de pesos obtidos a partir do autovalor da matriz de comparação das restrições.

Definição 3: diz-se que uma estratégia de investimento é **robusta** à variações nos pesos das restrições, sempre que tais variações não provocarem alterações do "ranking" da usina de maior π_1^* no vetor de priorização de investimentos.

Convém destacar que, neste contexto, a seleção da melhor seqüência de expansão do parque gerador implica na análise de tantos vetores de priorização quantas sejam as mudanças de "ranking" motivadas pelas variações nos pesos das restrições. Logo, ao contrário dos métodos tradicionais, a MAHRS coloca à disposição do decisor várias estratégias de expansão, explicadas pelas respectivas sensibilidades frente às modificações na matriz de restrições.

- Impactos da Superação da Principal Restrição

Conforme deduzido da **proposição 2**, em geral, a opção que apresentar o melhor desempenho em relação à principal restrição do sistema, é uma séria candidata a ser a primeira usina da lista no vetor π^* de priorização. No entanto, tal restrição poderia (eventualmente) ser superada em um intervalo de tempo mais curto que o esperado, o que daria a oportunidade a sérios arrependimentos caso uma das alternativas preteridas mostrasse uma melhor performance frente a um vetor reduzido daquela restrição.

Suponha que devido ao impacto no meio ambiente uma certa usina hidráulica A_1 (de elevado índice de regularização por dispor de grande reservatório) tenha sido preterida à uma térmica a carvão A_2 , que geraria um volume de energia semelhante, porém, a custo consideravelmente maior, absorvendo, desse modo, as disponibilidades de recursos financeiros da companhia. Se após iniciada a construção da térmica a empresa conseguisse sucesso nas tratativas para superação das restrições financeiras associadas a A_1 , possivelmente os planejadores viriam a se arrepender da decisão anterior.

Portanto, para minimizar os riscos do arrependimento, torna-se necessário avaliar os efeitos da superação da principal restrição, excluindo-a do conjunto, recalculando os pesos das demais e redefinindo uma nova estratégia de expansão que satisfaça ao conjunto reduzido de restrições. Essa simulação exige um

novo procedimento de cálculo do autovetor (W), bem como do vetor (π^*) de priorização dos investimentos.

Definição 4: diz-se que uma estratégia de investimento é **robusta à superação de restrições** se não ocorrem mudanças de "ranking" na usina de maior π_1^* , colocada como primeira da lista no vetor π^* (de priorização de investimentos), quando é superada a principal restrição do sistema.

Observe-se que, na prática, a superação de uma determinada restrição provoca variações nos pesos das demais restrições e, por conseguinte, a análise da sensibilidade relativamente às definições 3 e 4 pode ser efetuada em uma única etapa.

8.4. Considerações Finais

A **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema (MAHRS)** desenvolvida nesta Tese de Doutorado, como grande parte dos métodos de tomada de decisões através de múltiplos critérios, por permitir os "trade-offs" entre restrições conflitantes - aqui transformadas em critérios - torna-se um valioso instrumento para subsidiar às decisões no ambiente de planejamento de sistemas elétricos.

Além disso, a falta de controle total do planejador sobre a maioria das variáveis envolvidas e a dificuldade de estimá-las fisicamente com a precisão requerida, aumentam substancialmente as vantagens de uma metodologia que contenha mecanismos para a realização de comparações e avaliação da consistência dos julgamentos em um problema complexo.

Por outro lado, a **MAHRS**, ao incorporar conceitos que permitem a análise da similaridade entre as alternativas de geração de energia elétrica contra soluções hipotéticas ditas ideal e indesejável, acaba fornecendo condições para que o planejador proceda a sua escolha a partir de comparações com opções otimistas (**solução ideal**) e pessimistas (**solução indesejável**), sem a necessidade de definir padrões de probabilidade de ocorrência de um desses cenários.

Tradicionalmente, as técnicas de otimização e de análise de investimentos, quando aplicadas no problema de planejamento da

expansão de sistemas elétricos, procuram estabelecer programas de obras de menor custo dado um índice de confiabilidade da oferta considerado aceitável. Aqui, além desses dois objetivos que são conflitantes (a redução dos riscos de déficit normalmente aumenta os custos da expansão) e de difícil reconciliação, outras restrições, cada vez mais importantes - nas circunstâncias de tal problema - são também consideradas, sem a exigência de pressupostos rigorosos que reduziriam a abrangência da avaliação.

Isto é, entre simplificar o problema para tornar o ótimo calculável e encontrar soluções satisfatórias sem precisar adaptar o problema ao modelo, optou-se pelo segundo caminho, utilizando-se de conceitos dos métodos de múltiplos critérios para tratar de forma descritiva as várias restrições conflitantes.

Assim, a MAHRS pode ser entendida como um procedimento que agrega aos métodos de múltiplos critérios os princípios da racionalidade limitada e da teoria das restrições. Ou seja, na impossibilidade de se antecipar todas as conseqüências e de se reconciliar todas as restrições de planejamento, devem ser buscadas soluções satisfatórias ("good enough") em lugar de soluções ótimas através de pressupostos limitativos.

CAPÍTULO 9

9. A MAHRS E AS SUAS RELAÇÕES COM O AHP, TOPSIS E A TOC

Introdução

A Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema - MAHRS - desenvolvida no Capítulo anterior, se utiliza dos conceitos de múltiplos critérios - modelos AHP e TOPSIS - e da teoria das restrições, para equacionar o problema de priorização de obras de geração de energia elétrica em um ambiente turbulento. Por outro lado, a interligação entre os modelos de múltiplos critérios e a teoria das restrições foi tornada possível a partir dos princípios da racionalidade limitada atribuídos a Simon.

No Capítulo 8, verificou-se que o problema de definição da estratégia de expansão foi tratado em várias fases sucessivas, estando cada uma delas preocupadas com a resolução de um determinado segmento do problema global. Assim, na fase de priorização das restrições foi adotado o modelo de Saaty (1977), para determinar a importância das diversas limitações do sistema, enquanto na fase de identificação da seqüência de investimentos que satisfaz o conjunto de restrições, foi utilizada a estrutura do modelo TOPSIS, que dispõe de mecanismos para relacionar o elenco de opções de geração com duas soluções hipotéticas: a ideal e a indesejável.

Neste Capítulo são detalhadas as principais relações entre os modelos (AHP e TOPSIS) e as teorias (das restrições e da racionalidade limitada) mencionados acima, com a metodologia híbrida¹ desenvolvida. Para isso, é traçado um paralelo com as técnicas utilizadas atualmente, mostrados os seus resultados mais relevantes e apontados alguns benefícios do uso da MAHRS. Ademais, é destacado de que modo tal metodologia resolveu os problemas associados às vulnerabilidades do AHP, do TOPSIS e da TOC.

¹Assim denominada por utilizar os conceitos básicos do método de Saaty e do modelo TOPSIS.

9.1. O Modelo de Saaty e o TOPSIS

A partir dos primeiros anos da década passada, uma corrente de autores - notadamente da escola europeia - vem apontando uma série de limitações do método AHP, as quais, de uma maneira geral, já foram descritas na revisão bibliográfica constante do Capítulo 5. A restrição mais insistentemente reclamada está associada à possibilidade de reversão do "ranking" da seqüência de investimentos, quando se acrescenta ao conjunto de alternativas uma nova opção, com escala de avaliação igual ou muito próxima daquela priorizada como primeira da lista em um dado processo de decisão - Watson e Freeling (1982 e 1983), Belton e Gear (1983 e 1985), Schoner e Wedley (1989) e Dyer (1990).

Os argumentos apresentados, contudo, apesar de razoavelmente convincentes, não resistem ao mais elementar princípio da teoria da decisão. Segundo esse princípio, apenas as diferenças entre as diversas opções devem ser analisadas (Fleischer, 1977). Portanto, na existência de duas ou mais alternativas iguais, somente uma delas precisa ser avaliada.

Em termos computacionais o problema da inversão do "ranking" é facilmente resolvido, apenas efetuando-se a normalização dos pesos dos critérios e das alternativas, através da divisão de cada elemento das colunas das matrizes de comparação pelo maior valor da própria coluna. Ou seja, a padronização dos dados dispostos em forma matricial ocorreria considerando-se as relações com os maiores valores em cada coluna e não mais pelas somas das colunas como ocorre no AHP original.

Na **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema** isto torna-se desnecessário. O modelo de Saaty é aqui utilizado somente para determinação da importância das restrições e avaliação da performance das alternativas diante das limitações do sistema. Com efeito, não teria sentido prático usar dois critérios iguais² para a avaliação de alternativas de investimento. Logo, dado que as restrições são utilizadas (na MAHRS) apenas como critérios de definição de performances de

²Seria a mesma coisa que se adotar duas vezes o método do valor presente em um mesmo problema de decisão de investimentos.

usinas, a preocupação com a inversão do "ranking" das restrições deixa de ser um fator importante.

Todavia, diversas condições de ordenação de alternativas dos modelos AHP e TOPSIS merecem ser detalhadas. No método de Saaty (1977), as opções "i" são ordenadas em função dos resultados da soma ponderada dos valores das equações (8.2) e (8.9), ou seja,

$$V_i = \sum_{j=1}^n \omega_j x_{ij}; \quad \forall i \quad (9.1)$$

onde w_j é o peso da restrição j e x_{ij} representa o desempenho da alternativa i diante do critério j .

Dessa forma, quanto maior o valor de V_i mais atrativa seria uma alternativa de investimento. Contudo, vários autores demonstram que, sob o ponto de vista do princípio da independência dos critérios atribuída à teoria da utilidade (Watson e Freeling, 1982), a ordenação de tais alternativas pode ser invertida se incluída uma opção hipotética com perfil igual ao daquela de maior V_i .

Aqui, a equação (9.1) de priorização pelo AHP - que trata-se de uma soma ponderada dos critérios e das performance de alternativas - é substituída pela equação (8.15), que prioriza as opções de investimentos em função dos seus afastamentos das soluções ideal e indesejável.

Suponha que, após determinado o vetor π^* de priorização, acrescente-se ao conjunto A uma nova usina A_p cujo desempenho em relação às restrições - mostrado na matriz X_{ij} - seja igual ao da alternativa de maior π_i^* . Nesta situação,

$$\Delta_i^+ = \Delta_p^+ \quad e \quad \Delta_i^- = \Delta_p^-$$

e, portanto,

$$\pi_p^* = \frac{\Delta_p^-}{\Delta_p^- + \Delta_p^+} = \pi_i^* \quad (9.2)$$

Desse modo, a combinação dos modelos AHP e TOPSIS evitaria a possibilidade de inversão de "ranking" de alternativas, objeto das críticas de Watson e Freeling (1982 e 1983), Belton e Gear (1983 e 1985), Schoner e Wedley (1989) e Dyer (1990a). Além disso, tal combinação amplia a característica descritiva do modelo AHP por incorporar uma sistemática de priorização que permite uma abordagem sob dois pontos de vista distintos (otimista e pessimista, por exemplo).

De qualquer maneira, Saaty et al (1983), Saaty e Vargas (1984), Saaty (1986 e 1990d) e Harker e Vargas (1987 e 1990), já encontraram as explicações necessárias para rebater a totalidade das eventuais limitações deduzidas da possibilidade de inversão do "ranking" de alternativas. A rigor, os críticos do AHP - que de uma maneira geral são defensores dos métodos que se baseiam na teoria da utilidade - propõem modificações no modelo de Saaty, o que acabaria transformando-o em um procedimento de avaliação de um único critério³. Isto é, por exemplo, o que sugerem Schoner e Wedley (1989 e 1992) e Dyer (1990a e 1990b).

Contudo, tal como apropriadamente contra-argumentado por Forman (1990), as mudanças propostas tornariam o AHP um método limitado, retirando-lhe uma das mais importantes características, qual seja a de fácil adaptação ao problema que se deseja resolver, o que é típico dos modelos descritivos de tomada de decisões.

A metodologia proposta preserva as vantagens típicas dos métodos descritivos tais como o AHP e afasta os riscos de alteração na seqüência de investimentos selecionada, por utilizar tal método apenas para priorizar o conjunto de restrições e avaliar a performance das alternativas diante das restrições.

Particularmente, o modelo TOPSIS desenvolvido por Hwang e Yoon (1981), apresenta, em sua versão original, duas limitações

³Normalmente em bases monetárias cuja transformação ocorre através de um fator de escala.

básicas: (i) os pesos dos critérios são fixados exogenamente e; (ii) o procedimento adotado para encontrar a alternativa que mais se aproxima da solução ideal e, ao mesmo tempo, mais se afasta da solução indesejável, não assegura que isto aconteça em qualquer situação.

Na MAHRS aqui desenvolvida esses problemas encontram-se superados. No primeiro caso - dos pesos dos critérios - foi utilizado o princípio do autovalor (que sustenta o método de Saaty), para determinar a importância das restrições e testar a consistência dos julgamentos. Quanto aos problemas relacionados à efetividade dos valores da menor e maior distância da solução ideal e solução indesejável, respectivamente, procurou-se equacioná-los através do uso da equação da distância absoluta do SMART, em lugar da fórmula da distância euclidiana proposta na versão original do TOPSIS.

A propósito, os autores que desenvolveram o TOPSIS sugeriram a aplicação da equação da distância absoluta, tendo em vista que esta garantiria a escolha de uma alternativa que, simultaneamente, mais se aproximaria da solução ideal e mais se afastaria da solução indesejável. Esta garantia encontra-se mostrada nas proposições 1 e 2 apresentadas no Capítulo anterior.

Na verdade, os procedimentos matemáticos utilizados para mostrar que a equação de priorização (8.15) assegura a seleção de uma opção de investimento dentro das condições propostas no SMART - maior afastamento da solução indesejável e menor distância da solução ideal - permite, também, garantir que a alternativa assim escolhida é a que apresenta o melhor desempenho em relação ao conjunto de restrições.

Logo, as duas limitações do modelo de Hwang e Yoon (1981) são superadas através do uso de uma metodologia híbrida, que facilita a designação de pesos consistentes a partir do AHP e incorpora uma formulação matemática mais apropriada tal como a definida no SMART.

Com efeito, a combinação do potencial descritivo de um modelo do tipo AHP com as facilidades de cálculo e interpretação dos resultados de um método com as características do TOPSIS, determinam a configuração de um instrumento bastante adequado

para aplicação em decisões de investimentos em expansão de sistemas elétricos, na presença de múltiplas restrições, e onde essas nem sempre sejam quantificáveis.

9.2. A Necessidade de Focalizar as Restrições

A teoria das restrições vem sendo apresentada pelos seus seguidores como uma poderosa sistemática de gerenciamento global. Porém, da forma como proposta originalmente, a sua aplicação se resumiria ao planejamento e controle da produção em segmentos industriais, tendo em vista, principalmente, a inexistência de facilidades para a avaliação de processos onde nem todas as restrições ou medidas de desempenho sejam quantificáveis. Assim, a adaptação dos princípios da TOC para uso em um ambiente não fabril e onde fatores intangíveis são fortes candidatos às mais importantes restrições de uma empresa, era uma questão ainda em aberto.

A MAHRS, pressupõe que a identificação das restrições de um sistema e a definição da importância das mesmas, é fator primordial para a determinação de trajetórias de expansão que sejam executáveis, isto é, que levem em conta a "resistência dos elos mais fracos" do sistema.

Embora se reconheça que sejam vários os fatores que vêm prejudicando o sucesso das ações de planejamento do sistema nos últimos 15 anos (pelo menos), pressente-se que algumas empresas não dispõem de instrumentos que lhes permitam identificar tais fatores (restrições) e, principalmente, priorizá-los, considerando-se as diversas possibilidades de evolução tecnológica do setor elétrico. Com um agravante: quase sempre as restrições não são quantificáveis ou, quando o são, é freqüente se verificar um fundo político que influencia a sistemática de quantificação das variáveis envolvidas.

A avaliação através de múltiplos critérios, portanto, oferece uma série de vantagens na identificação dos fatores limitativos, notadamente em situações turbulentas ou onde a flutuação das restrições independem de aspectos físicos ou de mercado. Essa preocupação com a caracterização de restrições não

físicas, já havia sido demonstrada por Goldratt e Cox (1986), conforme destacado no Capítulo 6.

Convém enfatizar que, no planejamento de sistemas elétricos, até mesmo uma restrição que em princípio seria de natureza física (impacto sobre o meio ambiente, por exemplo), não tem a sua determinação totalmente sob o controle do planejador. Muito pelo contrário. Via de regra, a identificação dos limites de tal gargalo de planejamento exige a avaliação de aspectos políticos (pressões de grupos ecológicos, para citar só um caso), o que torna complexa a mensuração em termos físicos de tão importante variável para as decisões de investimento em expansão.

Tratando-se de um problema que implica em priorizar opções de geração de eletricidade cujos conteúdos tecnológicos podem ser diferentes⁴, que podem ser compostas por diferentes tecnologias, é natural que as restrições variem em sua importância para cada uma das alternativas de geração. Isto é, se a relocação da população atingida é um forte obstáculo para a implementação de uma usina hidráulica, o mesmo não pode ser dito para uma fonte térmica a gás natural.

Por conseguinte, o processo de identificação das restrições pressupõe a utilização de múltiplos critérios de modo a garantir não apenas a busca das restrições locais - para cada usina - como também (ou sobretudo) o reconhecimento das mais importantes limitações do sistema, ou de um concessionário, de uma forma global.

Para um cenário assim caracterizado, a filosofia do AHP - cálculo do autovetor e aplicação do maior autovalor para determinação da consistência do julgamento - mostrou-se bastante apropriada.

Normalmente, quando o objetivo consiste em avaliar os resultados das decisões, a teoria das restrições recomenda o uso de três medidas globais (ganho, despesa operacional e investimento), já razoavelmente detalhadas no Capítulo 6 deste trabalho. Ocorre que, no planejamento da expansão de sistemas elétricos, a

⁴No conjunto de opções tecnológicas podem fazer parte usinas hidráulicas e térmicas de diversos tipos de combustível.

quantificação de tais medidas é tarefa bastante complexa, senão impossível de definí-las com precisão, dividido basicamente a: (i) decomposição de suas causas; e (ii) influências de outras medidas intangíveis.

Em suma, a produção de eletricidade trata-se de uma atividade em que os custos e as receitas sofrem influências de fatores que normalmente estão fora do contexto empresarial. Em outras palavras, no setor elétrico, grande parte das variáveis que interferem nos custos e nas receitas dos empreendimentos, estão fora do controle do concessionário.

O cartel no fornecimento dos serviços de engenharia e construção de usinas e as fortes pressões de grupos e até das autoridades econômicas do Governo Federal contra a aplicação de tarifas reais, são fatores que ajudam a explicar a impraticabilidade de custos e receitas nas decisões de investimentos. Não fosse assim, as obras planejadas não teriam seus custos acentuadamente superiores aos programados e as empresas não teriam tantas dificuldades para recuperar os investimentos efetuados.

O que se propõe, através da MAHRS, é a ampliação do escopo das medidas tradicionais da TOC⁵, permitindo, dessa forma, a avaliação qualitativa da performance das alternativas em relação às restrições. Além disso, efetuando-se tal avaliação a partir de uma estrutura hierárquica tal como a do modelo de Saaty (1977), estariam sendo equacionadas duas das fragilidades da teoria das restrições, quais sejam, a identificação e a priorização de restrições intangíveis.

Identificar as restrições, priorizá-las e estabelecer estratégias de investimentos utilizando-se as sistemáticas tradicionais de definição de programas ótimos de expansão, é uma tarefa praticamente impossível, embora tenham ocorrido sérias tentativas recentemente⁶. Vários são os casos que podem caracterizar tamanha dificuldade. As Usinas de Itá, Machadinho, Ilha Grande, Jorge Lacerda IV e Jacuí, todas de propriedade da

⁵O que já foi sugerido por Floyd e Ronen (1989), que adicionaram o "lead time" e a qualidade.

⁶Ver, por exemplo, Gorestin et al (1993).

Eletrosul, são exemplos notáveis das vulnerabilidades dos métodos que não levam em conta apropriadamente as restrições do sistema.

Esses cinco empreendimentos, cujos cronogramas de implantação encontram-se com um atraso médio de cerca de cinco anos em relação à data original de entrada em operação⁷, já exigiram da empresa um desembolso total de algo em torno de US\$ 1,7 bilhões (US\$ 200 milhões em Itá; US\$ 20 milhões em Machadinho; US\$ 250 milhões em Ilha Grande; US\$ 750 milhões em Jorge Lacerda IV; e US\$ 500 milhões em Jacuí) e apenas para um deles - Jorge Lacerda IV - se tem a expectativa de operação comercial dentro dos próximos 24 meses.

Foram diversas as razões das freqüentes postergações das obras, as quais vão desde as restrições financeiras (Itá, Machadinho, Jorge Lacerda IV e Jacuí); passa pelas pressões de grupos organizados na defesa de menores danos para a população atingida (Itá e Machadinho); abrange pressões de grupos de defesa do meio ambiente (Jacuí, principalmente); incorpora questões políticas (atrasos das obras de Jacuí devido aos débitos do concessionário do Rio Grande do Sul contra a Eletrosul relativos aos suprimentos de energia), a não garantia do fornecimento de carvão por parte da mineradora estatal do mesmo Estado (Jacuí); e chega até abaixa atratividade econômica (Ilha Grande).

O certo é que o volume de recursos financeiros desembolsados nos últimos nove anos sem que fosse produzido 1 kWh de energia, representa significativos prejuízos para o sistema elétrico como um todo e não apenas para a Eletrosul. Com efeito, esses recursos se aplicados em investimentos atrativos e executáveis, poderiam estar contribuindo com pelo menos 9500 GWh anuais, o que equivaleria a uma receita média de aproximadamente US\$ 550 milhões.

Isto confirma um dos argumentos básicos da TOC, segundo o qual os recursos (tempo ou dinheiro) desperdiçados em restrições, repercutem como perdas financeiras no sistema como um todo. Não custa lembrar que, considerando-se o período médio de atraso das usinas em questão (cinco anos), as perdas médias de receitas

⁷Com excessão de Ilha Grande que, na prática, já foi abandonada pela Eletrosul.

anuais ultrapassariam a US\$ 2,75 bilhões, ou quase 60% superior aos gastos já efetuados. Ademais, para a conclusão das referidas obras - o que levaria mais seis anos em termos médios - a Eletrosul precisará desembolsar (adicionalmente) algo em torno de US\$ 2,2 bilhões, sem contar as Usinas de Ilha Grande (já abandonada) e Machadinho que isoladamente representam cerca de US\$ 1,5 bilhões.

Assim, focalizar as restrições quando se está decidindo sobre a expansão do parque gerador de eletricidade, torna-se uma atitude prudente que tende a contribuir de forma significativa com a efetividade do planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Originalmente, a utilização dos princípios da TOC implica na execução de cinco passos consecutivos, destacados no Capítulo 6. O primeiro deles - **identificação das restrições** - consiste, na **MAHRS**, na elaboração de um rigoroso diagnóstico, onde sejam investigadas as principais fontes de ineficiência do planejamento do sistema ou de um concessionário individualmente. Além disso, dada a elevada possibilidade de existência de várias restrições (com impactos diferentes sobre as alternativas de geração), optou-se pela aplicação de um modelo de múltiplos critérios - o AHP - cujo autovetor principal representa o vetor de priorização das restrições.

O segundo passo - **explorar as restrições do sistema** - significa, na **MAHRS**, selecionar uma estratégia de investimentos que apresente o melhor desempenho em relação às restrições priorizadas. Desse modo, se o principal obstáculo para uma empresa é de natureza financeira - limite orçamentário - devem ser implementadas as usinas que apresentem o melhor desempenho relativamente a este fator. Ou seja, a partir de então, o concessionário passará a dimensionar a sua capacidade de produção em função das suas restrições, escolhendo usinas que mais contribuam com os seus objetivos globais.

Na prática atual - onde se seleciona o programa de obras de custo mínimo e, posteriormente, avalia-se os reflexos sobre diversos fatores - verifica-se que, na maioria das vezes, tais decisões não têm considerado adequadamente o conceito de rentabi-

lidade dos investimentos em termos das restrições. A saber, as estratégias ótimas de expansão têm privilegiado as grandes usinas hidrelétricas (que envolvem gastos iniciais extremamente elevados e baixos custos de operação e manutenção), em detrimento de empreendimentos que exigem menores gastos iniciais e custos relativamente maiores durante todo o período de operação (como são os casos das térmicas a óleo e a gás natural).

Deixando-se de lado as questões políticas - já discutidas nos capítulos 2 e 7 - que influenciam no favorecimento das grandes hidrelétricas, vale dizer que se o programa de obras é de custo mínimo, na prática, os seus resultados vêm sendo danosos para o setor elétrico.

Por exemplo, para gerar com gás ou óleo combustível a mesma energia proveniente de uma fonte hidráulica hipotética de 350 MW, seriam necessários investimentos iniciais da ordem de US\$ 280 milhões, contra mais de US\$ 420 milhões da obra hidráulica. No "mundo dos custos", a térmica apresentaria um custo médio de geração equivalente^a a US\$ 48.0/MWh, ao mesmo tempo em que a hidráulica hipotética resultaria em um custo anual de aproximadamente US\$ 33.0/MWh. Neste caso, a hidráulica seria a usina escolhida, se prevalecesse o critério tradicional de ordenação pelo menor custo índice.

Sucedede que, tomando-se esta decisão e se, por exemplo, as restrições são de ordem financeira, de meio ambiente ou de transmissão, são grandes as chances de adiamentos no ritmo das obras da hidráulica o que, em princípio, seria menos provável se tivesse sido selecionada a térmica^b - que tem menor custo inicial, afeta muito pouco o meio ambiente e, de uma maneira geral, pode ser instalada próxima do centro de carga.

No "mundo dos ganhos", um atraso de dois anos (ilustrativamente) no cronograma da hidráulica, implicaria em uma perda líquida correspondente a algo em torno de US\$ 156 milhões, que

^aPara uma taxa de desconto de 12% a.a e utilizando-se os custos usuais do setor elétrico: US\$ 1200/kW para hidráulicas e US\$ 800/kW para a térmica a gás. Se aplicada uma taxa de desconto de 15% a.a., a vantagem seria ainda maior para a usina térmica.

^bSupondo-se a existência do combustível em volume suficiente.

representa quase 56% do custo total de construção da térmica em questão.

Ao se planejar a expansão do parque gerador focalizando as restrições do sistema, é possível que tal procedimento resulte na escolha de programas de obras que se afaste daquele de custo mínimo. No "mundo dos ganhos", mais importante do que selecionar usinas de menor custo marginal - ou mesmo de menor custo índice - é priorizar aqueles investimentos que apresentam melhores desempenhos frente às restrições. Isto é, a estratégia de menor custo de expansão não necessariamente será aquela de maior contribuição aos resultados da empresa, se a mesma não leva em conta, efetivamente, a performance da escolha em relação aos "elos mais fracos".

A comparação entre duas usinas do mesmo tipo pode ser ainda mais ilustrativa da importância de se focalizar as restrições em um processo de decisão de investimentos em sistemas elétricos. Sejam, portanto, duas usinas hidráulicas sendo a contribuição (g_t) de cada uma dela em relação à restrição dada por (Goldratt, 1991):

$$g_t = \frac{P - CA_t}{R_t} \quad (4)$$

onde:

P: é a tarifa de energia elétrica (US\$/kW);

CA_t : é o custo dos insumos externos associados à usina "t" (US\$/kW);

R_t : unidade de restrição de meio ambiente para a usina (m^2/MW); e

t: indica a usina em avaliação.

Os valores relevantes para este caso estão ilustrados na tabela abaixo:

Tabela 9.1 - Contribuição em Relação à Restrição

Variáveis	Usina 1	Usina 2
Capacid. Instalada	350 MW	400 MW
Impacto Ambiental	480 m ² /MW	700 m ² /MW
Custo de Geração	US\$ 35/MWh	US\$ 24/MWh
Insumos Externos	US\$ 1.6/kW	US\$ 1.6/kW
Contribuição	US\$.038/m ²	US\$.026/m ²

Portanto, para uma tarifa de US\$ 20/kW, mesmo com um custo de geração 46% superior ao da usina 2, a usina 1, por exigir menos esforços em termos de meio ambiente (principal restrição), seria a alternativa mais atrativa, se a análise é efetuada em termos da contribuição ao fator limitativo.

Este resultado é completamente divergente do que seria apresentado pelas metodologias de priorização de investimentos em geração que não levam em conta adequadamente as restrições de planejamento. A usina 2, por contar com um custo de geração¹⁰ estimado menor que o da usina 1, seria a usina escolhida, caso tivesse sido utilizado o procedimento aplicado atualmente no setor elétrico brasileiro, o qual é plenamente formulado no "mundo dos custos".

Nestas circunstâncias, direcionar os investimentos de geração de acordo com o programa de custo mínimo - sem focalizar as restrições - aumenta as chances de se priorizar usinas que não seriam as mais eficientes em termos de contribuição ao ganho do concessionário. E o que é também importante: o não atendimento das restrições pode provocar atrasos dos cronogramas, aumentando os custos das obras e trazendo inevitáveis perdas de receita devidos aos sucessivos adiamentos da data de operação comercial.

Assim, ao definir estratégias de expansão do parque gerador a partir da identificação e exploração das principais limitações

¹⁰ que os especialistas chamam também de custo índice, dado o uso dessa variável como índice de ordenação de alternativas de geração.

do sistema, a MAHRS estaria, também, priorizando as opções de investimento que mais contribuem com a rentabilidade do concessionário.

Contudo, isto não seria ainda suficiente. Torna-se necessário que a empresa oriente as decisões posteriores acerca da sua expansão de capacidade de geração, considerando a decisão precedente. Na teoria das restrições esta seria a terceira etapa - **subordinar qualquer decisão à decisão anterior.**

Os gastos sem retorno assegurado na térmica de Jacuí são um caso típico do não atendimento do princípio da **subordinação**. Mesmo tendo conhecimento de que vários obstáculos não permitiriam a implementação daquela usina, a Eletrosul, responsável pela implementação do empreendimento, comprometeu cerca de US\$ 500 milhões em fatores não limitativos - ou que pelo menos não eram as suas principais restrições. Comprou equipamentos, concluiu mais da metade das obras civis e montagem, sem ao menos ter a garantia de superação dos problemas financeiros, de meio ambiente e até do suprimento do carvão mineral dentro dos padrões e quantidades necessárias.

Portanto, ainda que reconhecesse as restrições associadas à térmica em questão, a empresa não procurou explorá-las e, ao desprezá-las, acabou comprometendo um volume considerável de recursos financeiros em fatores não limitativos tais como o fornecimento de equipamentos.

Não custa lembrar que, o volume de recursos financeiros já alocados em Jacuí seria suficiente para instalar mais de 500 MW de térmicas a gás natural na Região Nordeste, que provavelmente já estariam operando e equacionariam os problemas de estrangulamento na oferta de eletricidade previstos para 1994 naquela região.

Após identificados os "elos mais fracos", decidido como explorar as restrições e subordinado todas as demais decisões à decisão de exploração, só então o concessionário deve se preocupar em superar tais restrições - ou **levantar as restrições**, utilizando-se o termo da TOC - o que se constitui no **quarto passo** do processo de análise.

É natural que alguns planejadores entendam que essa deva ser a segunda etapa e assim venham procedendo no decorrer do tempo. Sucede que, normalmente, o tempo exigido para superação das restrições típicas do setor elétrico é relativamente longo e envolve negociações políticas com atores cujo poder de barganha em geral ultrapassa os limites dos concessionários.

Um exemplo apropriado dessa situação é a lenta (e necessária) negociação entre a Eletrosul e os representantes da população atingida pela Usina de Itá, para se chegar ao valor e fluxo das indenizações dos bens a serem desapropriados. Após tratativas que levaram quase uma década, até meados de 1993 ainda não estavam totalmente solucionadas todas as exigências da Comissão Regional dos Atingidos pelas Barragens (CRAB). A propósito, durante as fases mais críticas das negociações ocorreram invasões nas instalações da Eletrosul e até o sequestro de um dos seus empregados.

Desnecessário dizer que, para esta mesma usina, as negociações para a captação dos recursos financeiros para financiamento das obras já duram cerca de dez anos e não se vislumbra uma solução definitiva dentro dos próximos 24 meses. Na prática, o equacionamento das questões financeiras relativas à obra de Itá - e tantas outras - depende de decisões macroeconômicas que implicam no tratamento de diversos fatores tais como dívida externa, déficit público, inflação e até de problemas relativos ao arranjo institucional do setor elétrico.

O caso mais grave, todavia, diz respeito à termonuclear de Angra II, onde vem sendo comprometido algo em torno de US\$ 300 milhões anuais por não terem sido resolvidas as diversas questões políticas, técnicas, econômicas, sociais e ambientais, necessárias para a retomada da obra ao ritmo normal.

Como o setor não deve ficar inerte diante das crescentes restrições - até porque o mercado continua crescendo - a atitude mais prudente consiste no dimensionamento de sua capacidade a partir dos seus "elos mais fracos". Isto é, devem ser priorizadas as usinas que apresentem o melhor desempenho em relação as restrições, o que confirma, empiricamente, a **proposição 1** apre-

sentada no capítulo anterior e a validade da TOC para aplicação no planejamento de sistemas elétricos.

A persistência na identificação de novas restrições, após superadas as determinadas no passo 1, trata-se do quinto e último passo, de acordo com os princípios da teoria das restrições. No caso do setor elétrico, existem fortes evidências de que a expansão do seu parque gerador será determinada pela interferência de restrições cada vez mais significativas, por diversos motivos: (1) afastamento das fontes hidráulicas dos centros de carga; (2) pressões dos grupos de defesa do meio ambiente; (3) rigor das normas dos órgãos internacionais de financiamento no que se refere ao controle ambiental; (4) organização das populações potencialmente atingidas; (5) agravamento da escassez das fontes tradicionais de recursos financeiros, em face do aumento da demanda por parte dos países recentemente democratizados; (6) instabilidade da política macroeconômica; e (7) crescimento da influência de grupos de interesses (políticos e cartéis, entre outros), o que tende a aumentar os custos da expansão dos sistemas elétricos.

Isto significa que, mesmo superada a principal restrição do sistema, outros obstáculos surgiriam, o que motivaria novos esquemas de priorização e a redefinição de estratégias de investimentos¹¹. Diante desse cenário, a incorporação dos fundamentos da teoria das restrições, combinados com os conceitos de avaliação de estratégias através de múltiplos critérios, torna-se uma ferramenta indispensável para reorientar os procedimentos utilizados atualmente para escolher a melhor seqüência de investimentos em geração de eletricidade.

9.3. A Adequabilidade das Soluções

Um dos elementos que atestam a complexidade de equacionamento do problema do planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica, está associado à dificuldade de se estabelecer limites para a maioria das variáveis, além do caráter confli-

¹¹No estudo de caso elaborado no próximo capítulo, é analisada os efeitos da superação da mais importante restrição de um concessionário na estratégia de investimentos selecionada.

tante dos diversos interesses envolvidos. Por exemplo, mesmo em um ambiente de planejamento estável - sem turbulência de cenários e com a maioria das variáveis sob o controle do planejador - a decisão acerca do programa de obras de geração exigiria o equacionamento de dois objetivos contraditórios: minimizar os custos globais ou maximizar a confiabilidade do sistema dado um mercado previsto.

No Brasil, além da reconciliação desses dois objetivos "clássicos" (para o que se dispõe de bons mecanismos de otimização), diversos outros interesses devem ser atendidos, tendo em vista as incertezas dos cenários e, principalmente, a existência de um conjunto bastante extenso de fontes de ineficiências no âmbito do próprio setor elétrico.

O planejador, neste sentido, se defrontaria com dois caminhos mutuamente exclusivos, que consistem basicamente em limitar a abrangência do problema através de premissas rigorosas e encontrar a soluções ótimas, ou tratar o problema mantendo as suas características reais e encontrar soluções satisfatórias. Convencionalmente, o setor elétrico brasileiro tem formulado o problema de modo a otimizá-lo, ainda que admita a falta de controle sobre grande parte das variáveis relevantes no processo de minimização dos custos da expansão.

Aqui, assumiu-se a impossibilidade de reconciliação da totalidade dos interesses e optou-se pelo segundo caminho (o das soluções satisfatórias), procurando adaptar o problema de decisões de investimento em geração de eletricidade, a uma estrutura que implica em formulá-lo sem função objetivo, porém, com uma matriz de restrições - traduzidas em critérios ou medidas de desempenhos - as quais consistiriam nos principais obstáculos do sistema elétrico, identificados a partir de diagnóstico setorial.

Este tipo de equacionamento, sustentado por uma metodologia de múltiplos critérios que permite a priorização de critérios conflitantes e não quantificáveis, mostra-se bastante apropriado à real situação do planejamento da expansão de sistemas no Brasil. Nos últimos 15 anos, não obstante ter indicado soluções computacionalmente ótimas, na prática, as obras programadas ou são não executáveis, ou têm apresentado resultados substancial-

mente distintos dos planejados, distorcendo completamente o que poderia se chamar de "trajetória ótima de expansão".

Ao garantir a definição de seqüências de investimentos satisfatórias - que atendam às restrições do sistema - e permitir a análise de sensibilidade de tais seqüências frente a modificações no vetor de restrições, a MAHRS acaba admitindo a possibilidade de utilização da teoria da racionalidade limitada para resolução do problema da expansão de sistemas elétricos.

9.4. Considerações Finais

A Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema desenvolvida nesta Tese, apresenta uma série de contribuições para o planejamento da expansão de sistemas elétricos, as quais podem ser melhor caracterizadas quando confrontadas com seus conteúdos teórico e prático.

Sob o ponto de vista teórico, os principais avanços consistem, basicamente, em: (i) criação de uma metodologia híbrida de avaliação através de múltiplos critérios que se utiliza dos pontos fortes do modelo AHP - facilidade de adaptação e teste de consistência dos julgamentos - e das grandes potencialidades do TOPSIS - clareza e facilidade na interpretação dos resultados, inclusão de incertezas no processo de análise e simplicidade computacional; (ii) incorporação dos fundamentos da teoria das restrições para a identificação da melhor estratégia de expansão do parque gerador; (iii) equacionamento de uma das limitações da TOC, a qual está relacionada às dificuldades de uso da técnica quando as restrições são intangíveis; e (iv) demonstração de que os pressupostos da teoria da racionalidade limitada podem ser utilizados nas decisões de investimentos em sistemas elétricos.

Em termos práticos, são essas as principais contribuições da MAHRS: (i) caracterização de que em um ambiente cujos interesses são conflitantes a priorização e atendimento das restrições é fundamental para que se escolha investimentos executáveis e rentáveis; (ii) criação de uma ferramenta de uso simples que se adapta às turbulências dos cenários que determinam as decisões de investimento do setor; (iii) adaptação, para o setor elétrico, de uma sistemática de planejamento que além de abordar o problema

através de múltiplos pontos de vista, cria condições para a análise de trajetórias de expansão não mais no "mundo dos custos" e sim no "mundo dos ganhos"; e (iv) apresentação de uma metodologia que tanto pode ser aplicada ao problema de decisão de investimentos de um único concessionário, como também do sistema elétrico (interligado) como um todo.

Uma aplicação da **MAHRS** em um problema real de priorização de restrições e de definição de uma estratégia de investimentos, que atenda a tais restrições, será apresentada no Capítulo 10 mostrado a seguir.

PARTE IV - Aplicações, Conclusões e Recomendações

CAPÍTULO 10

APLICAÇÃO DA MAHRS NA PRIORIZAÇÃO DE USINAS NA REGIÃO SUL

Introdução

Uma avaliação dos resultados do uso da Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema em uma problema real, é o principal objetivo deste Capítulo. Para tanto, foram utilizados, principalmente, os dados provenientes do Plano Decenal de Expansão versão 1992 e a atualização quantitativa e qualitativa dos mesmos a partir de uma série de encontros com especialistas em planejamento da expansão da Eletrosul (principalmente) e de outros concessionários (Eletrobrás, Chesf, Eletropaulo e CELESC), além de técnicos do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

O elenco de usinas escolhido para este estudo de caso pertence à Eletrosul, tendo em vista as facilidades encontradas nessa empresa para coleta dos dados e discussão dos resultados parciais com vários dos seus técnicos. Não obstante serem usinas de um único concessionário e de quase todas elas estarem em uma mesma bacia hidrográfica, observa-se que as suas configurações permitem avaliar de que forma as múltiplas restrições podem ser utilizadas para priorizar investimentos no parque gerador de um sistema elétrico.

De outra parte, a aplicação do estudo de caso à Eletrosul apresentou algumas vantagens importantes: essa empresa dispõe de uma estrutura de planejamento da expansão bastante atualizada e uma coordenadoria de planejamento empresarial que concentra as ações estratégicas da empresa, fator determinante para a priorização das restrições.

Com efeito, a Eletrosul tem implementado um programa de qualidade e produtividade, tem orientado suas ações em torno de uma meta razoavelmente estabelecida - se tornar a empresa de referência do setor no decorrer da década atual - e um objetivo de longo prazo que pode ser traduzido em gerar energia elétrica com elevado padrão de qualidade e confiabilidade, em consonância com as diretrizes sociais e de meio ambiente. Isto significa

produzir no prazo, sempre, de forma rentável, sem agredir o meio ambiente e contribuindo com o desenvolvimento social e ambiental da região em que está localizada.

Tendo como ponto de partida a análise das múltiplas restrições do setor elétrico efetuada no Capítulo 7, as diversas expectativas de cenários para os próximos anos e os vários diagnósticos efetuados no âmbito do setor, foi possível concluir que (1) os custos das obras - em razão das limitações financeiras; (2) os impactos no meio ambiente; (3) os impactos sócio-econômicos; (4) a eficiência energética¹; (5) a integração ao sistema; (6) a confiabilidade do sistema; e (7) a flexibilidade às mudanças de cenários, se constituem nos principais fatores limitativos para o sucesso dos programas de investimentos estabelecidos no contexto do planejamento da expansão.

Quanto ao cenário (apresentado na próxima seção), é prudente destacar que o mesmo trata-se simplesmente da consolidação e atualização de diversos cenários, construídos recentemente no âmbito do setor elétrico. Ou seja, o interesse não foi o desenvolvimento de um novo estudo de cenários e sim a utilização de premissas já aplicadas nos planos decenais de geração de energia elétrica.

Enquanto isso, nas demais seções deste estudo de caso, é efetuada a priorização do conjunto de restrições, bem como determinada a seqüência de investimentos que melhor satisfaz ao vetor de restrições. Uma análise de sensibilidade da estratégia de expansão selecionada em relação às variações nos pesos das restrições e à exclusão da principal restrição do sistema, foi também elaborada.

Não obstante a importância dos dados da Eletrosul para a elaboração deste estudo de caso, deve-se acrescentar que as usinas analisadas não têm ainda completamente definidas as suas configurações finais - localização do eixo da barragem, altura da queda, potência instalada, energia garantida, etc - o que limita a abordagem do problema e pode causar divergências na análise dos

¹Volume relativo dos benefícios energéticos agregados ao sistema e à empresa (energia firme, energia garantida ou energia média).

resultados encontrados. Todavia, como uma avaliação da aplicabilidade da **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema**, os dados utilizados foram bastante apropriados.

10.1. Caracterização dos Cenários e Definição do Conjunto de Opções de Geração

- O Cenário

Desde a segunda metade da década de 70 a economia brasileira como um todo e o setor elétrico em particular, tem se defrontado com uma séria crise financeira, para a qual não se tem perspectivas de soluções a curto ou médio prazos. Neste contexto, os níveis dos investimentos totais (públicos e privados) alcançaram valores preocupantes no decorrer do período, o que agravou uma outra crise, a qual está relacionada à incapacidade do Estado de atender às demandas de investimentos de natureza social (habitação, saúde, educação e saneamento, por exemplo).

Por outro lado, o próprio setor elétrico que previa para o período 1989-1992 um volume de inversões equivalentes a cerca de US\$ 5 bilhões/ano, sequer conseguiu cumprir a metade dessa meta, o que tende a prejudicar consideravelmente a qualidade do serviço já nos próximos três anos.

Aliada à escassez de recursos financeiros - para a qual não se conta com solução no decorrer da década atual - o planejamento da expansão de sistemas elétricos passou a sofrer a influência de diversos outros fatores, os quais, cada vez mais, além de afetar a sua receita, vem causando sérios danos ao cronograma de implementação das suas usinas.

A desatualização e desobediência do atual arranjo institucional, o desequilíbrio financeiro de grande parte dos concessionários, os entraves políticos, a instabilidade da política econômica, o crescimento acentuado dos custos dos aproveitamentos hidrelétricos, o afastamento desses aproveitamentos dos centros de carga, os obstáculos associados à realocação das populações atingidas pelas futuras barragens e as pressões dos grupos de defesa do meio ambiente, são alguns dos aspectos que vêm acarre-

tando no aumento significativo da complexidade do problema de planejamento de sistemas elétricos.

Junte-se aos fatores acima a enorme dificuldade que o setor está enfrentando para encontrar um caminho conciliador para a incompatibilidade² do programa nuclear. Este fato tem exigido redobrados esforços financeiros para a União, em detrimento de empreendimentos mais atrativos sob quase todos os sentidos.

A propósito, existem evidências conclusivas de que, pelo menos até o final da próxima década, a energia elétrica originada de fontes hidráulicas continuará sendo predominante, a despeito do volume de recursos necessários para implementação ser relativamente maior, quando comparado com fontes térmicas tradicionais (óleo e gás natural, por exemplo). Acredita-se, contudo, em um gradativo aumento da participação das usinas térmicas, notadamente se for bem sucedida a tentativa de viabilizar a participação da iniciativa privada nos investimentos setoriais³. Estes aspectos, aumentam as preocupações quanto à habilidade do setor para equacionar de forma apropriada diversos obstáculos associados a fatores ambientais, sociais, institucionais, tecnológicos (transmissão de energia a longa distância, por exemplo) e financeiros.

A previzível incapacidade do Estado e do setor elétrico de equacionar todos esses problemas em um curto espaço de tempo, torna bastante duvidosa a evolução futura da oferta de eletricidade, sobretudo se for considerado o crescimento das dificuldades para renegociar ano a ano os seus compromissos com os credores externos, de onde tem sido originada boa parte dos recursos aplicados na expansão dos sistemas.

Assim, menos por questões de natureza político-ideológica e mais por problemas quase que intransponíveis de ordem financeira, a participação de fontes não tradicionais (incluindo-se a

²As usinas nucleares programadas para o Brasil; em lugar de serem complementares ao parque hidrelétrico, acabam sendo "concorrentes" por serem intensivas em capital, geração na base, longo prazo de maturação e de elevados riscos financeiros (Poulallion, 1992).

³Normalmente as usinas térmicas apresentam um menor prazo de recuperação do capital investido, o que pode influenciar na definição das estratégias de expansão de empresas que eventualmente sejam privatizadas.

iniciativa privada, a pré-venda de energia, o lançamento de títulos de energia e outras) no financiamento dos novos investimentos do setor elétrico é uma solução indispensável.

Com efeito, os últimos dois anos têm sido marcados por calorosas discussões acerca da possibilidade de privatização das empresas federais de energia elétrica, já existindo propostas concretas do Executivo que definem estratégias para a incorporação da iniciativa privada nos empreendimentos de geração. Verifica-se, todavia, que as alternativas apresentadas não têm dado a devida atenção a uma das principais conquistas do setor elétrico brasileiro, a qual está relacionada à operação conjunta dos sistemas interligados.

Contudo, se a alternativa de privatização - apenas dos novos investimentos ou até mesmo dos concessionários - ajudaria, em princípio, a minimizar os impactos negativos das restrições financeiras, uma faixa bastante ampla de fatores limitativos (mencionados no Capítulo 7) ao sucesso dos planos continuam merecendo atenção redobrada no transcorrer do processo de planejamento.

Portanto, em termos de planejamento de sistemas elétricos, a expectativa é de que a década atual tenha como principais características: o agravamento da crise financeira do setor (de forma especial nas empresas federais) por pelo menos mais cinco anos; a incorporação gradativa da iniciativa privada na geração de eletricidade; mudanças acentuadas no arranjo institucional do setor; aumento da importância das questões relacionadas ao meio ambiente, tanto por pressões de grupos não oficiais locais como também das agências internacionais de financiamento; crescimento das dificuldades associadas à realocação das populações atingidas com o conseqüente aumento dos custos e dos prazos de construção; e eventuais quedas na qualidade do serviço prestado, devido, principalmente, à defasagem entre o acréscimo de capacidade e o aumento do consumo de energia elétrica.

- O Elenco de Usinas

O elenco de usinas estudado compreende apenas usinas cuja concessão pertence à Eletrosul (Machadinho, Campos Novos, Barra

Grande, Foz do Chapecó, Garabi e Capanema). Dessas, as cinco primeiras localizam-se na bacia do Rio Uruguai, enquanto a Usina de Capanema situa-se a jusante dos demais aproveitamentos de grande porte da bacia do Rio Iguaçu. Por outro lado, a Usina de Garabi, trata-se de um empreendimento a ser construído através de um consórcio entre o Brasil e a Argentina e está localizada no trecho binacional do Rio Uruguai.

O conjunto de usinas poderia ser ampliado através do acréscimo da usina hidrelétrica de Itá, no Rio Uruguai. Contudo, já existe um consenso (desde o Plano 2010 da Eletrobrás) de que tal aproveitamento é o mais prioritário da Eletrosul, tornando desnecessária a sua inclusão no elenco de opções em análise. Em termos de capacidade instalada e número de geradores, essas usinas têm o perfil⁴ apresentado conforme a tabela abaixo, em que pese esses valores não serem ainda definitivos sob o ponto de vista do projeto executivo.

Tabela 10.1 - Características Básicas das Usinas

USINAS	CAPACID. INSTALADA (MW)	NÚMERO GERADORES
Machadinho - A ₁	1200	4
Campos Novos - A ₂	880	4
Barra Grande - A ₃	880	4
Foz do Chapecó - A ₄	1228	6
Garabi* - A ₅	900	6
Capanema - A ₆	1200	6

Fonte: Eletrobrás; * Apenas a parte Nacional (50%).

Os custos de tais usinas, embora importantes quando se está tomando decisões no "mundo dos custos", encontram-se bastante desatualizados por terem sido calculados com base em orçamentos

⁴ É possível que algumas dessas usinas tenham, ainda, as suas características técnico-operacionais modificadas, o que afetaria não só a potência instalada como também o número de máquinas.

elaborados em meados da década passada. Portanto, em termos absolutos essa informação deixa de ser relevante.

Neste sentido, além dos custos dos empreendimentos, os demais parâmetros que se relacionam às restrições - impactos ambientais, impactos sócio-econômicos, eficiência energética, integração ao sistema, flexibilidade à mudanças de cenários e a confiabilidade - serão avaliados, também, utilizando-se da escala de avaliação de Saaty (1977). Portanto, o perfil das usinas em avaliação será traçado a partir de uma abordagem prioritariamente qualitativa.

De uma maneira geral, as usinas da bacia do Rio Uruguai têm seus custos estimados em cerca de US\$ 1000/kW instalado e a maioria delas (Machadinho, Barra Grande, Foz do Chapecó e Garabi) possuem reservatórios relativamente grandes, o que, em princípio, provocaria um maior impacto no meio ambiente e exigiria a realocação de um maior número de pessoas.

Isto, contudo, não significa que as usinas do Rio Uruguai tenham alta eficiência energética. Na realidade, todas elas se caracterizam como de baixo fator de capacidade (típico de boa parte das hidrelétricas brasileiras) e uma delas, Garabi, requer uma área alagada que equivale à metade do lago de Itaipu, porém, com uma energia garantida correspondente a pouco mais de uma das máquinas daquela binacional.

Por outro lado, a Usina de Capanema, no Rio Iguaçu, possui uma eficiência energética comparativamente elevada - é a última usina da cascata e, desse modo, com a vantagem de ter o rio já praticamente regularizado - seus custos de construção estão na mesma faixa das demais e quase não requer a realocação de pessoas. Porém, ela estaria localizada no Parque Nacional do Iguaçu, um dos símbolos de preservação ecológica no Brasil.

A integração com o sistema elétrico interligado não apresentará maiores dificuldades para o conjunto de usinas em análise, exceto o aproveitamento de Garabi, que exigirá maiores

⁵Devido às restrições ambientais e aos impactos sócio-econômicos na população atingida, a Eletrosul está estudando uma nova configuração para a Usina de Machadinho, mesmo que seja reduzido o volume de energia gerada.

esforços financeiros e tecnológicos para integrá-la tanto ao sistema brasileiro e, mais ainda, com o sistema de transmissão argentino.

Em termos da flexibilidade, todas as usinas são praticamente inflexíveis às alterações de cenários e os seus cronogramas de construção não devem apresentar diferenças significativas. Nos dois casos, é possível que ocorram algumas pequenas vantagens para as usinas menores.

10.2. Priorização das Restrições e das Usinas

Os fatores que mais influenciam no processo de definição da melhor estratégia de expansão do parque gerador de energia elétrica no Brasil consistem basicamente em: custos das usinas, em razão das restrições orçamentárias da empresa (R_1); impactos no meio ambiente (R_2); impactos sócio-econômicos (R_3); eficiência energética (R_4); integração ao sistema (R_5); confiabilidade (R_6); e flexibilidade à mudanças de cenários (R_7);

O controle do concessionário sobre os fatores acima é bastante reduzido e apenas parte das restrições financeiras (custos), pode ser considerada como resultado de limitações internas à empresa, o que tem sido comum em todo setor elétrico nos últimos anos. Das demais restrições, algumas são inerentes aos próprios procedimentos de planejamento e operação de sistemas elétricos (R_4 , R_5 e R_6) e as demais (R_2 , R_3 e R_7), dependem, principalmente, de interesses de diversos atores, que normalmente são conflitantes com os objetivos do setor.

As avaliações iterativas com técnicos de diversas especialidade do setor elétrico brasileiro (especialmente da Eletrosul), resultou na matriz de comparação das restrições abaixo, construída utilizando-se a escala de Saaty (1977).

Tabela 10.2 - Comparações das Restrições

	R ₁	R ₂	R ₃	R ₄	R ₅	R ₆	R ₇
R ₁	1	2	3	3	7	3	2
R ₂	1/2	1	3	3	7	3	2
R ₃	1/3	1/3	1	1	4	1	1/2
R ₄	1/3	1/3	1	1	3	1	1/3
R ₅	1/7	1/7	1/4	1/3	1	1/5	1/7
R ₆	1/3	1/3	1	1	5	1	1/2
R ₇	1/2	1/2	2	3	7	2	1

O autovetor da matriz de comparação acima ficou constituído dos seguintes elementos:

$$W = \{.2945; .2403; .0893; .0814; .0275; .0932; .1737\}$$

que correspondem aos pesos (w_j) das restrições.

Por outro lado, o índice de consistência (IC) foi igual a .0258, para uma razão de consistência⁶ de .0195. Destaque-se que, em geral, o IC é tido como aceitável quando o seu valor não supera a .10. Os resultados encontrados demonstram a coerência na atribuição dos valores da escala de Saaty para as restrições em análise.

Em termos específicos, verifica-se que dada a atual crise financeira do setor elétrico, os custos (R₁) das usinas com o peso de .2945 caracterizaram-se como a mais importante restrição da empresa, vindo em seguida os impactos ambientais (R₂) e a flexibilidade a mudanças de cenários (R₃), com pesos equivalentes a .2403 e .1737, respectivamente.

⁶Razão de Consistência é a relação entre o índice de consistência original e um índice de consistência gerado randomicamente, para escala de valores de 1 a 9 (Saaty, 1991).

A etapa seguinte da avaliação consistiu na análise da performance de cada opção frente às restrições hierarquizadas da forma acima. Para tanto, foram elaboradas comparações das usinas par a par, - em um ambiente do tipo AHP - considerando-se, individualmente, cada uma das restrições⁷. Isto exigiu a construção de sete (número de restrições) matrizes de comparação, aplicando-se a escala de julgamento de Saaty (1977).

Os autovetores (Ψ_j) apresentaram os valores abaixo:

$$R_1 \Rightarrow \Psi_1 = \{.1583; .2850; .1762; .0758; .0332; .2716\}$$

$$R_2 \Rightarrow \Psi_2 = \{.1590; .3938; .1716; .1590; .0770; .0395\}$$

$$R_3 \Rightarrow \Psi_3 = \{.1307; .3382; .1192; .1087; .0778; .2254\}$$

$$R_4 \Rightarrow \Psi_4 = \{.1372; .0686; .1307; .1307; .0667; .4661\}$$

$$R_5 \Rightarrow \Psi_5 = \{.2147; .2147; .1540; .1894; .0379; .1894\}$$

$$R_6 \Rightarrow \Psi_6 = \{.1818; .1818; .1818; .1818; .0909; .1818\}$$

$$R_7 \Rightarrow \Psi_7 = \{.1000; .3000; .3000; .1000; .1000; .1000\}$$

Da mesma forma que na matriz de comparação das restrições, todas as matrizes A_j de performance das alternativas, apresentaram índice de consistência abaixo de 0.040, o que indica a não existência de divergências de julgamentos.

Acrescente-se que os desempenhos das usinas frente às restrições R_6 (confiabilidade) e R_7 (flexibilidade) tiveram julgamento semelhantes, tendo em vista as características das mesmas diante desses fatores. Assim, por exemplo, as usinas A_2 e A_3 foram consideradas mais flexíveis possivelmente por serem de menor porte. Enquanto isso, apenas a alternativa A_5 apresentou uma performance diferente das demais sob o ponto de vista da confiabilidade, talvez devido às eventuais dificuldades operacionais dessa usina, que terá frequências diferentes para o Brasil e a Argentina, além de se encontrar relativamente distante do principal centro de carga daquele País que seria Buenos Aires.

Os componentes dos vetores acima representam os desempenhos (x_{ij}) da usina i em relação à restrição j sendo também os

⁷Ver matrizes de comparação no Apêndice.

elementos da matrix X de decisão. Tais elementos, após ponderados pelos pesos w , das restrições resultariam em:

Tabela 10.3 - Matriz de Decisão (Base)

	R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	R_7
A_1	.0466	.0385	.0118	.0108	.0058	.0169	.0174
A_2	.0839	.0948	.0271	.0054	.0058	.0169	.0521
A_3	.0519	.0399	.0108	.0097	.0038	.0169	.0521
A_4	.0223	.0385	.0098	.0103	.0052	.0169	.0174
A_5	.0098	.0186	.0070	.0053	.0010	.0085	.0174
A_6	.0800	.0099	.0227	.0399	.0058	.0169	.0174

Da matriz de decisão X - composta pelos componentes (ponderados) do autovetor Ψ , - constrói-se os conjuntos da solução ideal (E^+) e da solução indesejável (E^-), que serão constituídas, respectivamente, pelos maiores e menores valores (x_{ij}) de cada coluna de X . Observe-se que opção A_5 é dominada por todas as outras (seu desempenho na melhor das hipóteses é apenas igual ao das demais), podendo, desse modo, ser eliminada do elenco de alternativas a partir dessa etapa.

Nestas circunstâncias, teria-se:

$$E^+ = \{.0839; .0948; .0271; .0399; .0058; .0169; .0521\}$$

e também,

$$E^- = \{.0758; .0395; .1087; .0686; .1540; .1818; .1000\}$$

Quanto aos afastamentos das opções em relação à solução ideal e à solução indesejável, observa-se a seguinte situação:

Tabela 10.4 - Distâncias às Soluções Hipotética

Alternativas	Δ^+	Δ^-
A_1	0,1727	0,0623
A_2	0,0345	0,2005
A_3	0,1354	0,0996
A_4	0,2001	0,0347
A_5	0,1279	0,1071

Convém destacar que uma análise visual da Tabela 10.4 já permite inferir que a usina A_2 (Campos Novos), é a que apresenta o menor afastamento em relação à solução ideal - portanto, é a opção mais similar àquela solução hipotética - e, ao mesmo tempo, é a usina que resulta na maior distância da solução indesejável. No outro extremo, a usina A_4 (Foz do Chapecó), é a que mais se afasta da solução ideal e que mais se aproxima da solução indesejável - excluindo-se a usina de Garabi que por ser dominada pelas demais já havia sido eliminada do elenco de opções.

A seqüência de investimentos que melhor satisfaz às restrições é determinado a partir da equação (8.15), cujos resultados estão representados no vetor π^* , ou seja,

$$\pi^* = \{.2651; .8532; .4238; .1485; .4556\}$$

o que implica em um vetor A^* do "ranking" de usinas (ou de priorização de investimentos segundo as restrições), dado por:

$$A^* = \{A_2; A_6; A_3; A_1; A_4; A_5\}$$

Como a usina A_2 é também aquela que apresenta o melhor desempenho em relação à mais importante restrição (R_1), então, conforme a definição 1, diz-se que a estratégia escolhida tem similaridade com a principal restrição.

Acrescente-se que, se a priorização das usinas houvesse sido efetuada com base nas equações tradicionais do modelo de Saaty (1977), o "ranking" (A_s) das opções estaria assim configurado:

$$A_s = \{A_2; A_6; A_3; A_1; A_4; A_5\}$$

Os valores V_i das alternativas determinados pela equação (9.1) sinalizam a seguinte situação:

$$V_i = \{.1479; .2862; .1852; .1205; .0676; .1926\}$$

Na verdade, o vetor de priorização é igual ao resultado obtido a partir do uso da MAHRS, conforme mostrado acima.

10.3. Testando a Robustez da Estratégia de Expansão

No primeiro caso, procurou-se mostrar a existência ou não de mudanças na ordenação das usinas quando se utiliza a MAHRS e, simultaneamente, verificar a possibilidade de inversão do "ranking" nas circunstâncias que deram origem às críticas de alguns autores ao modelo de Saaty. Neste sentido, foi criada uma alternativa hipotética (A_7) cuja performance frente às restrições foi considerada igual àquela apresentada pela opção A_2 , a usina de melhor desempenho⁸.

O novo vetor V_i de priorização pelo AHP mostrou a seguinte seqüência de usinas:

$$V = \{.1147; .2185; .1424; .0938; .0538; .1560; .2207\}$$

Observe-se que a alternativa hipotética A_7 passou a ser a primeira da lista, embora tivesse o mesmo perfil da usina A_2 (Campos Novos), caracterizando uma mudança no "ranking" (o valor de V_7 é maior que o de V_2).

⁸Essa forma de testar a inversão no "ranking" é a mais utilizada pelos críticos do AHP.

Adotando-se a mesma premissa - repetição do perfil da alternativa A_2 - para testar a inversão do "ranking" de estratégias de expansão definidas a partir da MAHRS, constatou-se que os afastamentos das opções em relação à solução ideal e à solução indesejável teriam o perfil tal que (como no caso base), uma análise visual já permitiria antecipar quais as usinas com maior similaridade com a solução ideal. Esses resultados estão demonstrados na Tabela 10.5 abaixo.

Tabela 10.5 - Teste de Inversão de Ranking com a MAHRS

Alternativas	Δ^+	Δ^-
A_1	0,1355	0,0464
A_2	0,0317	0,1502
A_3	0,1078	0,0741
A_4	0,1563	0,0256
A_6	0,0941	0,0878
A_7	0,0317	0,1502

O vetor π^* de relações de distâncias^o - ou de priorização - para os valores da Tabela 10.5 acima, seria dado por:

$$\pi^* = \{.2551; .8257; .4074; .1407; .4827; .8257\}$$

As usinas, nesta situação, mantém o mesmo "ranking" do vetor A^* mostrado anteriormente, isto é,

$$A^* = \{(A_2, A_7); A_6; A_3; A_1; A_4; A_5\}$$

A sensibilidade do vetor de priorização diante de mudanças de cenários, é outra maneira de se avaliar a robustez da estratégia de expansão escolhida no caso base. Sendo assim,

^oObserve-se que a alternativa A_5 foi novamente excluída do conjunto por ser a mesma dominada por todas as demais.

admitiu-se que o concessionário tenha adquirido condições para eliminar a sua mais importante restrição - a financeira - e procedeu-se uma nova comparação, considerando-se apenas as seis restrições que permaneceram (R_2, R_3, R_4, R_5, R_6 e R_7).

O autovetor dos pesos das restrições ficou assim caracterizado:

$$W' = \{.3585; .1271; .1271 .0315; .1271; .2288\}$$

Logo, o impacto sobre o meio ambiente que antes era a segunda principal restrição, passou a ser a mais importante limitação de planejamento da expansão do parque gerador, porém, com um peso quase que 20% superior ao da restrição financeira - que predominava no caso base. Na mesma linha, a flexibilidade das usinas à mudanças de cenários se transformou na restrição cujo peso ficaria em segundo lugar. Note-se, todavia, que a diferença entre R_2 e R_7 - as duas mais importantes restrições - ficou bem mais acentuada.

A performance das alternativas de investimento em relação ao novo conjunto de restrições apresentou as características definidas na tabela abaixo:

Tabela 10.6 - Matriz de Decisão Modificada

	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	R_7
A_1	.0526	.0158	.0222	.0068	.0231	.0286
A_2	.1634	.0445	.0076	.0068	.0231	.0572
A_3	.0546	.0164	.0117	.0049	.0231	.0572
A_4	.0505	.0164	.0207	.0060	.0231	.0286
A_5	.0247	.0109	.0089	.0012	.0116	.0286
A_6	.0127	.0231	.0560	.0060	.0231	.0286

Por conseguinte, a solução ideal e a solução indesejável seriam assim formuladas:

$$E^+ = \{.1634; .0445; .0560; .0068; .0231; .0572\}$$

$$E^- = \{.0127; .0158; .0076; .0049; .0231; .0286;\}$$

Novamente, a opção A_5 foi sempre dominada pelas demais, o que permitiu excluí-la da formação das soluções hipotéticas (ideal e indesejável), sem que isso refletisse no resultado da avaliação pretendida.

Assim, as distâncias das usinas - calculadas pelas equações (8.13) e (8.14) - em relação aos conjuntos E^+ e E^- , ficaram distribuídas conforme mostrado na Tabela 10.7.

Tabela 10.7 - Distâncias Relativas - Modificadas

Alternativas	Δ^+	Δ^-
A_1	0,2019	0,0564
A_2	0,0484	0,2099
A_3	0,1831	0,0752
A_4	0,2057	0,0526
A_6	0,2015	0,0568

Utilizando-se a equação (8.15) pode-se então calcular o vetor de distâncias relativas, considerando-se o novo conjunto de restrições. Mais precisamente teria-se que:

$$\varphi^* = \{.2183; .8126; .2911; .2036; .2199\}$$

Mais uma vez, a simples análise visual da Tabela 10.7 acima já permitiria deduzir que, por guardar a menor distância em relação a solução ideal e, ao mesmo tempo, o maior afastamento da solução indesejável, a alternativa A_2 continuaria sendo a mais atrativa. Em função da sua péssima performance com respeito aos impactos ambientais (principal restrição), a usina de A_6 (Capane-ma) perderia o lugar de segunda da lista para a usina Barra

Grande (A_3). Enquanto isso, A_4 permaneceria como aquela que apresenta um desempenho que supera apenas ao da alternativa A_5 , dominada por todas as opções.

Por outro lado, apesar da ocorrência de um empate - até a segunda casa decimal - entre as alternativas A_1 e A_6 , verifica-se que a segunda é ligeiramente mais atrativa. Ressalte-se, contudo, que se houvesse sido admitido que essas duas usinas mostraram o mesmo desempenho, o desempate poderia ser levado a efeito através do uso do critério descrito na definição 2 apresentada no Capítulo 8. Neste caso, a opção A_1 que tem uma melhor performance em relação à mais importante restrição - impactos sobre o meio ambiente (R_2) - seria a terceira usina da lista.

O fato acima torna-se útil para realçar uma notável vantagem dos métodos descritivos, a qual consiste em assegurar uma abordagem analítica do problema, o que facilita o processo de tomada de decisão, sobretudo em situações de conflitos ou de vários pontos de vista. Além da análise visual da matriz de decisão e da tabela de distâncias relativas entre as soluções, o decisor poderia (oportunamente) fazer uso de um critério apropriado de desempate, quando assim fosse necessário.

Neste sentido, a priorização das usinas levando-se em conta o novo cenário ficaria assim constituída:

$$A^* = \{A_2; A_3; (A_6; A_1); A_4; A_5\}$$

Esta estratégia de investimento permite deduzir que a determinação de implementar primeiro a usina A_2 , trata-se de uma decisão robusta, tendo em vista que a mesma resiste à eliminação da mais importante restrição - a financeira. Em outras palavras, a escolha de tal usina reduziria os riscos de arrependimento por não haver selecionado uma outra opção, caso fosse possível antecipar os cenários.

Além disso, quando confrontada com modificações nos pesos das restrições - como ficou mostrado no teste de inversão de "ranking" - a seqüência de investimento não apresentou maiores variações, o que caracteriza a sua flexibilidade à variações na importância das limitações da empresa.

Convém acrescentar que, comprovando a **proposição 2** apresentada no Capítulo 8, a alternativa mais atrativa sob as três condições a partir da qual se analisou a sensibilidade do vetor de priorização, foi também a que obteve o melhor desempenho frente à principal restrição do sistema.

Por último, se os resultados acima forem (ilustrativamente) confrontados¹⁰ com os do Plano Decenal de Expansão 1993/2002, verifica-se a existência de algumas diferenças acentuadas, ainda que a usina primeira da lista (no plano da Eletrobrás e na **MAHRS**) continue sendo **A₂** (**Campos Novos**).

A binacional de **Garabi (A₅)**, por exemplo, é a segunda da lista de acordo com o Plano Decenal acima, enquanto pelos resultados aqui alcançados essa usina foi sempre dominada pelas demais. A hidrelétrica de **Machadinho (A₁)**, mantém-se em posições intermediárias tanto no Plano Decenal quanto na seqüência estabelecida a partir da **MAHRS**.

Por outro lado, a Usina de Capanema (**A₆**) que foi sempre a segunda da lista nas avaliações efetuadas pela **MAHRS**, sequer faz parte do Plano Decenal em questão (ainda que constasse do Plano 2010 da Eletrobrás alguns anos antes). Talvez por está localizada em uma área de intensa preservação ambiental, os planejadores tenham preferido excluí-la do elenco de opções de geração.

Todavia, mesmo com o peso da restrição de meio ambiente (que foi a segunda mais importante), tal usina mostrou um bom desempenho em relação aos outros fatores (custos e eficiência energética, por exemplo), o que caracteriza a sua posição no "ranking" estabelecido pela **MAHRS**. Com efeito, a exclusão da usina de Capanema do Plano Decenal 1993/2002 tem sido bastante questionada por diversos especialistas em planejamento da expansão de sistemas elétricos.

¹⁰Destaque-se, todavia, que o Plano Decenal de Geração é resultado de avaliações que compreende um conjunto bem maior de usinas, não só do sistema Sul como também do Sudeste.

CAPÍTULO 11

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As últimas duas décadas têm se caracterizado por demonstrações de consideráveis mudanças no tratamento de questões de natureza econômico-empresarial, notadamente após o final da década de 70 quando passou a ser mais enfatizada a importância do processo de globalização da economia. Assim, a busca de vantagens competitivas foi um dos principais argumentos para o desenvolvimento de metodologias de planejamento, que suportados pelo binômio qualidade-produtividade, viessem a subsidiar a definição de estratégias empresariais.

Por outro lado, as exigências de um ambiente cada vez mais turbulento e competitivo, acabaram colocando em dúvida as metodologias tradicionais de seleção de investimentos. Neste sentido, a abordagem meramente quantitativa das relações entre as variáveis vem sendo gradativamente substituída por uma avaliação que permita a inclusão de fatores qualitativos, especialmente quando tais fatores estão associados a decisões estratégicas. Isto é, decisões que envolvem a análise de situações conflitantes ou que impliquem em interesses divergentes por parte de atores distintos.

Neste contexto, o setor energético em geral e o setor elétrico em particular, enfrentam sérios questionamentos quanto aos seus principais procedimentos convencionais de planejamento da expansão, sobretudo devido a seus reflexos em diversos segmentos da atividade econômica e pela abrangência das suas decisões no que se refere: (1) ao elevado volume de investimentos necessários; e (2) aos impactos sobre meio ambiente e segurança e saúde da população, por exemplo.

No caso do setor elétrico brasileiro o problema torna-se ainda mais grave. A instabilidade econômica de difícil equacionamento, o descrédito do modelo institucional atualmente em vigor,

os conflitos de interesses dos atores envolvidos, a crise financeira e os notáveis descompassos dos cronogramas de obras, são alguns dos fatores que sinalizam a necessidade de mudanças imediatas na sua sistemática de planejamento.

Além disso, o fim de um "ciclo virtuoso" a partir de meados da década de 70 foi acompanhado pela redução do ritmo da introdução de novas tecnologias no setor elétrico, por fortes movimentos sociais (aumentando as exigências para relocações das populações potencialmente atingidas) e por pressões dos grupos de defesa do meio ambiente - governamentais ou não. A combinação de todos esses aspectos acelerou a exaustão das economias de escala dos grandes empreendimentos hidrelétricos e vem causando sérios danos para os cronogramas e custos finais das obras planejadas.

Por outro lado, os procedimentos utilizados para definir os programas de investimentos no setor elétrico também passaram por transformações acentuadas no decorrer dos últimos vinte anos. Dos modelos determinísticos - onde se presumia que o futuro seria um retrato do passado - que predominaram até o início dos anos 80, até os modelos de natureza estocástica - que admitem uma certa flutuação nos fenômenos físicos e econômicos - foram necessários diversos exemplos de erros de previsões com custos financeiros consideráveis para a maioria dos concessionários.

Não obstante os avanços já alcançados em termos de ferramentas de planejamento, verifica-se que se tais instrumentos são poderosos para modelar - por exemplo - o perfil de um reservatório por um período bastante longo e para estabelecer intercâmbios de energia entre empresas de modo a minimizar os custos do sistema, o mesmo não se pode afirmar quanto às suas habilidades para tratar com variáveis cujos objetivos são de difícil reconciliação - questões de meio ambiente, aspectos políticos, flexibilidade em relação à mudanças de cenários, dentre outras - que tenderão a ser predominantes no decorrer dos próximos ciclos de planejamento.

Associe-se a esses fatos, as dificuldades para medir em termos físicos a maioria dos fatores (essencial para a operacionalização dos modelos tradicionais), o que requer o uso de artifícios de cálculos questionáveis para transformar em bases

monetárias aqueles aspectos não diretamente quantificáveis.

Os fatos acima evidenciam pelo menos três tipos de situações que limitam o uso dos modelos tradicionais: (1) existência de múltiplas restrições tangíveis e intangíveis; (2) conflitos de interesses ou objetivos e dificuldade de reconciliação desses interesses; e (3) crescimento da importância de fatores qualitativos nas decisões de investimentos na expansão de sistemas elétrico.

Mesmo sem a pretensão de substituir as técnicas de otimização ou mesmo os métodos convencionais de avaliação de investimentos, a **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema (MAHRS)** aqui desenvolvida, se presta para a avaliação de problemas com as características acima. Na prática ela permite o tratamento de fatores qualitativos, dispõe de instrumentos para análise de múltiplos critérios, garante a consistência dos julgamentos efetuados através de uma escala de valores, facilita um "trade off" entre alternativas de expansão e assegura a comparação das opções tecnológicas de geração com soluções hipotéticas ditas ideal (otimista) e indesejável (pessimista).

As contribuições de tal metodologia para o aperfeiçoamento da sistemática de planejamento, podem ser avaliadas considerando-se os seus conteúdos analítico, prático e para a formação de políticas, conforme se descreve nos próximos parágrafos.

- Contribuições Analíticas

A resolução do problema de reversão do "ranking" de alternativas priorizadas em um ambiente AHP, sem a necessidade de utilização dos rigorosos pressupostos da teoria da utilidade, foi um dos avanços alcançados com o desenvolvimento da MAHRS, especialmente para os métodos de múltiplos critérios que se sustentam na análise hierárquica e no conceito do autovetor de uma matriz.

Assim, ao incorporar o princípio das distâncias relativas à solução ideal e à solução indesejável - constantes do TOPSIS - a MAHRS elimina as eventuais limitações associadas à mudanças na ordem das opções e amplia a característica descritiva do modelo

de Saaty (1977), ao contrário das diversas propostas formuladas pelos seus principais críticos.

Ademais, ao substituir a equação da distância euclidiana pela fórmula da distância absoluta - ou "city block distances" - garante-se que a alternativa escolhida é aquela que menos se afasta (maior similaridade) da solução ideal e, simultaneamente, a que guarda a maior distância (menos similar) da solução indesejável.

A introdução dos fundamentos da teoria das restrições na análise do problema de planejamento de sistemas elétricos e a associação dessa teoria com os métodos de múltiplos critérios, representa outra contribuição teórica relevante, tornada possível através do uso dos pressupostos da racionalidade limitada.

Isto é, constatada a impraticabilidade de se otimizar em um ambiente de restrições em geral não quantificáveis e quase sempre não reconciliáveis, optou-se pela busca de soluções satisfatórias numa estrutura que em lugar de uma única função objetivo, configura-se pela existência de múltiplos interesses (restrições), normalmente dinâmicos, sob os quais os concessionários dispõem de muito pouco controle.

A solução de hierarquizar as restrições tangíveis e intangíveis a partir de um método de múltiplos critérios - no caso o AHP - acaba suprimindo uma lacuna da teoria das restrições. Desenvolvida para o planejamento e controle da produção, tal teoria não demonstrou maiores preocupações com a priorização das restrições não quantificáveis, embora seus autores apontassem essa necessidade.

Portanto, ao se formular o problema em termos da teoria das restrições e resolvê-lo com a sustentação dos modelos de múltiplos critérios, na verdade escolheu-se o caminho da melhoria dos métodos de análise de estratégias de investimentos, adequando-os ao problema, em lugar de adaptar o problema ao método, como é típico das técnicas convencionais.

- Contribuições Práticas

A MAHRS pressupõe a difinição de trajetórias de expansão que satisfaçam às limitações do sistema ou de um concessionário, individualmente. Isto é levado a efeito em várias etapas sucessivas, as quais vão desde a identificação de cenários, até a priorização de um dado conjunto de usinas.

Sob o ponto de vista prático, as conclusões do estudo de caso elaborado no capítulo anterior, permitem deduzir que a MAHRS mostra-se bastante apropriada para a resolução do problema em questão. Ela combina as consideráveis vantagens do AHP - fácil adaptação e um adequado mecanismo para testar a consistência dos julgamentos - com a simplicidade dos cálculos e clareza na interpretação dos resultados, características básicas do TOPSIS.

Além disso, convém destacar que algumas outras contribuições práticas - já mencionadas no Capítulo 9 - tornaram-se evidentes a partir da MAHRS: (1) ficou configurado que em situações onde os interesses são conflitantes a priorização e o atendimento das restrições são fatores indispensáveis para a seleção de estratégias de investimentos que sejam, ao mesmo tempo, executáveis e rentáveis; (2) a metodologia criada consiste em uma ferramenta para auxílio às decisões, que se caracteriza pela seu uso simplificado e pela facilidade de adequação às turbulências dos ambientes nos quais se determinam as seqüências de investimentos em sistemas elétricos; (3) a abordagem do problema de planejamento da expansão através da avaliação das múltiplas restrições, cria as condições necessárias para análise de trajetórias de investimentos não mais apenas com o objetivo de minimizar os custos da expansão e sim, considerando-se diversos fatores limitativos, tão ou mais importante que os custos ; e (4) a metodologia pode ser eficientemente aplicada tanto ao problema de decisão de investimentos de um único concessionário, como também do sistema elétrico como um todo.

Genericamente, levando-se em conta as atuais etapas de gestão temporal do sistema elétrico brasileiro, a MAHRS mostra-se mais apropriada para uso nos ciclos de curto e médio prazos do planejamento da expansão, que abrangem um período não inferior a

cinco anos e se destinam ao ajuste do plano de expansão frente às mudanças dos cenários relacionados às restrições envolvidas.

Neste horizonte de planejamento o concessionário já teria melhores condições para identificar com um maior nível de detalhamento as suas principais limitações, o que, portanto, facilitaria a priorização e a exploração das restrições no sentido de se escolher uma estratégia de investimentos que forneça os maiores ganhos por unidade de restrição.

A análise de sensibilidade efetuada no Capítulo 10 permite acrescentar que, mesmo quando aplicada em ambientes onde sejam possíveis variações dos pesos das restrições, exclusão de restrições e até mesmo a inclusão de alternativas de investimentos com perfis de desempenho semelhantes, ainda assim a **MAHRS** assegura a avaliação da robustez de uma estratégia de expansão selecionada. Este procedimento minimiza os riscos do arrependimento ao se escolher uma determinada opção (prevendo-se um certo cenário) quando, na prática, se realiza um cenário relativamente diferente do esperado.

- Contribuições Políticas

O uso da **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema**, implica, também, em razoáveis contribuições em aspectos políticos relacionados à escolha da estratégia de expansão que satisfaz às restrições. Os seus resultados, antes de serem entendidos como a decisão definitiva acerca da seqüência de investimentos mais atrativa, se prestam, principalmente, para subsidiar os órgãos superiores do setor elétrico no processo de seleção.

A propósito, o problema de planejamento que se propõe resolver através da **MAHRS**, enquadra-se na categoria daqueles em que o elenco de variáveis qualitativas é relativamente extenso e os interesses (ou as restrições) são normalmente conflitantes. Portanto, trata-se de uma situação de difícil modelagem matemática, para o que seria exigida uma série de pressupostos que poderiam descaracterizar os resultados alcançados.

Da forma como é atualmente conduzido processo de planejamento do parque gerador, os resultados das diversas "micro-

decisões"¹ - localização da usina, altura da queda, dimensionamento da capacidade instalada e tipo de turbina, por exemplo - se constituem na própria decisão, a qual é retratada em um cronograma com as datas de operação das opções de geração de um conjunto dado.

Sucedem que o aumento substancial da importância dos aspectos associados ao meio ambiente, as evidências de uma maior capacidade de organização das populações potencialmente atingidas, as pressões dos grupos políticos em defesa de seus interesses e a grave crise financeira de grande parte dos concessionários, vêm reduzindo significativamente o poder de negociação do setor elétrico ou, na melhor das hipóteses, extinguindo a participação de novas variáveis (ou atores) no processo de decisão, tornando o problema ainda mais complexo.

A MAHRS entende a importância do envolvimento de diversos fatores ou interesses e procura traduzi-la em uma matriz de decisão, de onde se deduz a performance de cada tecnologia de geração de eletricidade diante desses interesses. Mais: a própria análise visual de tal matriz já permite comparar o desempenho do conjunto de usinas em relação às principais restrições do sistema.

Desse modo, além de destacar a seqüência de investimentos que melhor satisfaz às restrições, a metodologia proposta permite a elaboração de análises de sensibilidade, garantindo ao decisor respostas imediatas às indagações do tipo "o que aconteceria se" e permite uma maior transparência no que se refere aos pesos das restrições e das performances de cada alternativa frente aos fatores limitativos do setor.

Isto muda completamente o foco da tomada de decisões de um procedimento onde se busca soluções ótimas através da minimização dos custos globais da expansão, para um processo de escolha sem função objetivo, que procura boas soluções, isto é, que satisfaçam uma matriz de restrições, as quais denotam os diversos interesses conflitantes.

¹Termo utilizado pelo Prof. Joaquim Falcão em Seminário acerca da política de meio ambiente no setor elétrico.

Com efeito, o ganho de importância de vários fatores sobre os quais o setor tem pouco controle - meio ambiente, impactos sócio-econômicos, entre outros - torna sem sentido prático a definição de estratégias ótimas de investimentos sob o critério do mínimo custo. O cálculo de tal custo - longe da realidade do setor elétrico - pressupõe que os interesses são sempre reconciliáveis e que seria possível transformá-los em uma mesma base e combiná-los em uma função objetivo singular.

A **Metodologia de Análise Hierárquica por Similaridade com as Restrições do Sistema**, embora seja resultado de uma pesquisa abrangente, não tem a pretensão de esgotar a questão do uso dos métodos de múltiplos critérios em planejamento de sistemas elétricos. Na verdade, o espaço para a elaboração de trabalhos promissores é relativamente amplo e existem áreas específicas em que tais métodos teriam aplicação imediata.

Por exemplo, os estudos relacionados à localização de grandes centrais hidro e termelétricas - convencionais ou nucleares - enquadram-se nos tipos de trabalhos que seriam apropriados para as técnicas de múltiplos critérios, tal como já vem acontecendo na Europa e nos Estados Unidos.

Além disso, vários são os exemplos em que o eixo de localização de uma barragem, a altura da queda e até mesmo a capacidade instalada de um determinado aproveitamento tenham que ser modificados para atender a certos critérios. Assim, o dimensionamento de usinas hidrelétricas é um outro campo com boas perspectivas para os métodos de múltiplos critérios.

Em termos mais globais, a redefinição da matriz energética nacional e a destinação do uso final dos energéticos considerando-se a relatividade dos seus custos, é outro espaço em que os métodos de múltiplos critérios podem ser utilizados com sucesso.

O tratamento do problema de planejamento de sistemas elétricos através de outros métodos tais como os de concordância (PROMETHEE, ELECTRE, por exemplo), "fuzzy sets" e as funções de credibilidade, parece ser uma forma bastante apropriada para seu equacionamento, merecendo, portanto, ser objeto de futuras pesquisas.

12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGGARWAL, S.C.: "MRP, JIT, OPT, FMS?", Harvard Business Review, v. 63, n. 5, p. 8-16, 1985.
- ANDERSON, D.: "Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply", Bell Journal of Economics, v. 3, p. 267-301, 1972.
- ANDERSSON, R. and BOHMAN, M.: "Short and long-run marginal cost Pricing - On their alleged equivalence", Energy Economics, p. 279-288, October 1985.
- ANDERSSON, R. and TAYLOR, L.: "The investment criteria Swedish electricity industry", Energy Economics, p. 13-19, January 1985.
- ARAÚJO, J.L., BESNOSICK, R.I., OLIVEIRA, A., et al: "Electricity System Performance in Brazil", COPPED/UFRJ, R. de Janeiro, 1991.
- ARAÚJO, J.L. and BESNOSICK, R.I.: "Regulation, Institucional Structure and the Performance of the Brazilian Electricity Sector", COPPED/UFRJ, R. de Janeiro, 1992.
- ARROW, K.J. and LIND, R.C.: "Uncertainty and the Evaluation of Public Investment", in Cost-Benefit Analysis, Richard Layard ed., Great Britain, p. 335-359, 1972.
- ARROW, K.J.: "Rationality of Self and Others in an Economic System", The Journal of Business, v. 59, n. 4, p. 385-399, 1986.
- AUPETIT, B. and GENEST, C.: "On some useful properties of the Perron eigenvalue of a positive reciprocal matrix in the context of the analytic hierarchy process", European Journal of Operational Research, v. 70, p. 263-268, 1993.
- BAETS, W.: "Corporate Strategic Planning in an Uncertain Environment", Eur. J. of Oper. Res., v. 32, p. 169-181, 1987.
- BAKIRTZIS, A.G. and GAVANIDOU, E.S.: "Optimum operation of a small autonomous system with unconventional energy sources", Electric Power Systems Research, v. 23, n. 2, p. 93-102, 1992.
- BEAVES, R.: "The Case for a Generalized Net Present Value Formula", The Engineering Economist, v. 38, n. 2, p. 119-133, 1993.
- BECKER, J.L. e MAURER, L.A.: "Seleção de Investimentos do Setor Elétrico", in Anais dos Seminários Temáticos, v. 3, R. de Janeiro, p. 18-32, 1991.

- BELTON, V. and GEAR, T.: "The Legitimacy of Rank Reversal - A Comment", *Omega*, v. 13, n. 5, p. 143-144, 1985.
- BELTON, V. and GEAR, T.: "On a Short-coming of Saaty's Method of Analytic Hierarchies", *Omega*, v. 11, n. 3, p. 228-230, 1983.
- BELTON, V.: "A comparison of the analytic hierarchy process and a simple multi-attribute value function", *Eur. J. Oper. Res.*, v. 26, p. 7-21, 1986.
- BERANEK, K.W.: "SOME NEW CAPITAL BUDGETING THEOREMS", *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, v. XIII, n. 5, p. 809-818, 1978.
- BERNARD L.T. and CHATEL, J.: "The role of energy limited hidro equipment in an optimal plant mix", *Energy Economics*, April 1984.
- BERRIE, T.W.: "The Economics of System Planning in Bulk Electricity Suply", *Electrical Review*, v. 181, September 1967.
- BERRIE, T.W.: "Power Systems Economics", Peter Pergrinus Ltd, London, 1983.
- BESNOSIK, R.I.: "O PAPEL DO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO NO PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO", Monografia Concurso de Professor Adj. na UFSC, R. de Janeiro, 1991.
- BESSIÈRE, F.: "Methods of Choosing Equipment at Electricité de France: Development and Present Day Concept", *European Econ. Review*, v. 1, n. 1, p. 199-211, 1969.
- BESSIÈRE, F.: "THE INVESTMENT'85 MODEL OF ELECTRICITÉ DE FRANCE", *Management Science*, v. 17, n. 4, p. B192-B211, 1970.
- BLOOM, J.A.: "Solving an Electricity Generating Capacity Expansion Planning Problem by Generalized Bender's Decomposition", *Operations Research*, v. 31, n. 1, p. 84-100, 1983.
- BLOOM, J.A., CARAMANIS, M. and CHARNY, L.: "Long-Range Generation Planning Using Generalized Decomposition: Implementation and Experience", *Operations Research*, v. 32, p. 290-313, 1983.
- BOITEUX, M.: "Peak-load pricing", J. R. Nelson Ed., 1964a.
- BOITEUX, M.: "The Choice of Equipment for the Production of Electric Energy", J. R. Nelson Ed., 1964b.
- BORCHERDING, K., EPPLE, T. and VON WINTERFELDT, D.: "COMPARISON OF WEIGHTING JUDGMENTS IN MULTIATTRIBUTE UTILITY MEASU-

- REMENT", Management Science, v. 37, n. 12, p. 1603-1619, 1991.
- BOUCHER, T.O. and MACSTRAVIC, E.L.: "Multiattribute Evaluation within a Present Value Framework and its Relation to the Analytic Hierarchy Process", The Engineering Economist, v. 37, n. 1, p. 1-31, 1991.
- BOUYSSOU, D.: "Ranking methods based on valued preference relations: A characterization of the net flow method", Eur. J. of Oper. Res., v. 60, p. 61-67, 1992.
- BOUYSSOU, D. and PERNY, P.: "Ranking methods for valued preference relations: A characterization of a method based on leaving and entering flows", Eur. J. of Oper. Res., v. 61, p. 186-194, 1992.
- BRANS, J.P., MARESCHAL, B. and VINCKE, PH.: "PROMETHEE: A new family of outranking methods in multicriteria analysis", J.P. Brans Ed., North-Holland, 1984.
- BRANS, J.P. and VINCKE PH.: "A PREFERENCE RANKING ORGANIZATION METHOD", Management Science, v. 31, n. 6, p. 647-656, 1985.
- BRANS, J.P., VINCKE PH. and MARESCHAL, B.: "How to select and how to rank projects: The PROMETHEE method", Eur. J. Oper. Res., v. 24, p. 228-238, 1986.
- BRENT, R.J.: "Project Appraisal for Developing Countries", Harvester Wheatsheaf, London, 1990.
- BRIGGS, Th., KUNSCH, P.L. and MARESCHAL, B.: "Nuclear waste management: An application of the PROMETHEE methods", Eur, J. Oper. Res., v. 44, p. 1-10, 1990.
- CALLEN, J.L.: "Estimating the Cost of Equity Capital Using Tobin's q", The Engineering Economist, v. 33, n. 4, p. 349-358, 1988.
- CALOU, S.M., VOLPE, R.J., MIRANDA, M.S.: "Metodologia para determinar taxa de desconto", São Paulo Energia, n. 61, p. 33-36, 1990.
- CASCAES DIAS, J.J.: "Choice des Investissements en Avenir Incertain", These de Docteur-Ingenieur in Universite Paris-Douphine, Mar 1985.
- CASCAES DIAS, J.J. e SANTANA, E.A.: "O problema Sequencial das Decisões de Investimento", in VII ENEGEP, Anais, R. de Janeiro, 1987.
- COSTA, C.A.B.: "A multicriteria decision aid methodology to deal with conflicting situations on the weight", Eur. J. Oper. Res., v. 26, p. 22-34, 1986.

- COSTA, C.A.B.: "A methodology for sensitivity analysis in three-criteria problems: A case study in municipal management", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 33, p. 159-173, 1988.
- CROWLEY, J.A.: "Use of Multi-Criteria Decision Analysis in Infrastructure Investment Appraisal", *Australian. Road Res.* v. 17, n. 3, p. 169-174, 1987.
- DASARATHY, B.V.: "SMART: Similarity Measurement Anchored Ranking Technique for the Analysis of Multidimensional Data Arrays", *Systems Man and Cybernetics*, v. 6, n. 10, p. 708-711, 1976.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, "Plano Especial de Melhoria da Eficiência do Setor Elétrico Brasileiro", Brasília, DNAEE, 1991.
- DERY, D.: "Decision-making, Problem-solving Organizational Learning", *Omega*, v. 11, n. 4, p. 321-328, 1983.
- DIMSON, E. and MARSH P.: "Calculating the Cost of Capital", *Long Range Planning*, v. 15, n. 2, p. 112-120, 1982.
- DIMSON, E.: "The discount rate for a power station", *Energy Economics*, p. 175-180, Jul 1989.
- DORFMAN, R.: "Decision Rules under Uncertainty", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard ed., p. 360-392, 1972.
- DUCKSTEIN, L., TECLE, A., NACHNEBEL, H.P. et al.: "Multicriterion Analysis of Hidropower Operation", *Journal of Energy Engineering*, v. 115, n. 3, p. 132-153, 1989.
- DYER, J.S.: "REMARKS ON THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS", *Management Science*, v. 36, n. 3, p. 249-258, 1990a.
- DYER, J.S.: "A CLARIFICATION OF 'REMARKS ON THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS'", *Management Science*, v. 36, n. 3, p. 274-275, 1990b.
- DYER, J.S., FISHBURN, P.C., STEUER, R.E. et al.: "Multiple Criteria Decision Making, Multiattribute Utility Theory: The Next Ten Years", *Management Science*, v. 38, n. 5, p. 645-654, 1992.
- EILON, S.: "Goals and Constraints in Decision-Making", *Oper. Res. Quarterly*, v. 23, n. 1, p. 3-15, 1972.
- EINHORN, H.J. and HOGHART, R.M.: "Decision Making under Ambiguity", *The Journal of Business*, v. 59, n. 4, p. 225-250, 1986.
- ELETRÓBRÁS: "Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro 1990/1992", v. 2, R. de Janeiro, ELETRÓBRÁS, 1990.

- ELETROBRÁS: "Mercado de Energia Elétrica Ciclo 1992/1993", v. 1, R. de Janeiro, ELETROBRÁS, 1993.
- EVANS, G.W. and MORIN, T.L.: "Hybrid Dynamic Programming Branch-and-Bound Strategics for Electric Power Generation Planning", IIE Trans., p. 138-146, June 1986.
- FALCÃO, J.A.: "Política de Meio Ambiente - Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro", in Anais dos Seminários Temáticos, ELETROBRÁS, v. 2, p. 35-41, 1991.
- FARQUHAR P.H.: "Utility Assessment Methods", Management Science, v. 30, n. 11, p. 1283-1300, 1984.
- FELDSTEIN, M.S.: "The Inadequacy of Weighted Discount Rate", in Cost-Benefit Analysis, Richard Layard ed., Great Britain, p. 311-332, 1972.
- FLEISCHER, G.A.: "TEORIA DA ALOCAÇÃO DO CAPITAL: um estudo das decisões de investimentos", Ed. Blucher Ltda, S. Paulo, 1977.
- FLOYD, B. and RONEN, B.: "Where Best To System Invest" Datamation, v. 15, p. 111-114, 1989.
- FORMAN, E.H.: "AHP Is intended for More Than Expected Value Calculations", Decision Sciences, v. 21, n. 3, p. 670-672, 1990.
- GLAZER, R., STECKEL, J.H. and WINER, R.S.: "Locally Rational Decision Making:...", Management Science, v. 38, n. 2, p. 212-226, 1992.
- GOLABI, K., KIRKWOOD, C.W. and SICHERMAN, A.: "Selecting a Portfolio of Solar Energy Projects Using Multiattribute Preference Theory, Management Science, v. 27, n. 2, p. 174-189, 1981.
- GOLDRATT, E. e COX, J.: "A Meta", Ed. IMAM, S. Paulo, 1986.
- GOLDRATT, E. e FOX, R.E.: "A Corrida pela Vantagem Competitiva", Ed. IMAM, S. Paulo, 1989.
- GOLDRATT, E.: "A Síndrome do Palheiro", Ed. IMAM, S. Paulo, 1991.
- GORENSTIN, B.G., CAMPODONICO, N.M., PEREIRA, M.V.F. et al.: "Power System Expansion Planning Under Uncertainty", IEEE Trans. on Power Systems, v. 8, n. 1, p. 129-136, 1993.
- GRANELLI, G.P., MONTAGNA, M. PASINI, G.E. et al.: "Emission constrained dynamic dispatch", Electric Power Systems Res., v. 24, p. 55-64, 1992.

- GROSFELD-NIR, A. and RONEN, B.: "A Single Bottleneck System with Binomial Yields and Rigid Demand", *Management Science*, v. 39, n. 5, p. 650-653, 1993.
- GUPTA, S.K. and ROSENHEAD, J.: "ROBUSTNESS IN SEQUENTIAL INVESTMENT DECISIONS", *Management Science*, v. 15, n. 2, p. B18-B29, 1968.
- HALEY, C.W. and SCHALL, L.D.: "Problems with the Concept of the Cost of Capital", *Journal of the Financial and Quantitative Analysis*, v. XIII, n. 5, p. 847-870, 1978.
- HÄMÄLÄINEN, R.P.: "A decision aid in the public debate on nuclear power", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 48, n. 1, p. 66-76, 1990.
- HARBERGER, A.C.: "The Opportunity Cost of Public Investment Financed by Borrowing", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard ed., p. 303-310, 1972.
- HARKER, P.T. and VARGAS, L.G.: "THE THEORY OF RATIO SCALE ESTIMATION: SAATY'S ANALYTIC HIERARCHY PROCESS", *Management Science*, v. 33, n. 11, p. 1383-1403, 1987.
- HARKER, P.T. and VARGAS, L.G.: "REPLY TO 'REMARKS ON THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS' BY J. S. DYER", *Management Science*, v. 36, n. 3, p. 269-275, 1990.
- HESLIN, J.S. and HOBBS, B.J.: "A Multiobjective Production Costing Model for Analyzing Emissions ...", *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 4, n. 3, p. 836-842, 1989.
- HOGARTH, R.M. and REDER, M.W.: "Perspectives from Economics and Psychology", *The Journal of Business*, v. 59, n. 4, p. 185-207, 1986.
- HUNDY B.B. and HAMBLIN, D.J.: "Risk and assessment of investment in new technology", *Int. J. Prod. Res.*, v. 26, n. 11, p. 1799-1810, 1988.
- HWANG, C.L. and YOON, K.: "Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications. A State-of-the-Art Survey", Berlin: Springer-Verlag, 1981.
- HWANG, C.L., LAI, Y.J. and LIU, T.Y.: "A New Approach for Multiple Objective Decision Making", *Int. J. Computers & Oper. Res.*, v. 20, n. 8, p. 889-899, 1993.
- JAFFRAY, J.Y.: "Some experimental findings on decision making under risk and their implications", *Eur. J. of Oper. Res.* v. 38, p. 301-306, 1989.
- JIZHONG, Z. and GUOYO, X.: "A new economic power dispatch method with security", *Electric Power Systems Res.*, v. 25, p. 9-15, 1992.

- KAHNEMAN, D. and TVERSKY, A.: "Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk", *Econometrica*, v. 47, n. 2, p. 263-291, 1979.
- KAPLAN, R.S.: "Yesterday's accounting undermines production", *Harvard Business Review*, n. 4, July/August, p. 95-101, 1984.
- KAPLAN, R.S.: "Must CIM be justified by faith alone?", *Harvard Business Review*, n. 2, p. 87-95, Mar/Apr 1986.
- KAVRAKOGLU, I.: "Robust Decisions in Power System Investments", *Omega*, v. 10, n. 5, p. 471-481, 1982.
- KEENEY, R.L. and RAIFFA, H.: "Decision with Multiple Objectives", Wiley Ed., New York 1976.
- KEENEY, R.L.: "Decision Analysis: An Overview", *Oper. Res.*, v. 30, n. 5, p. 803-838, 1982.
- KEENEY, R.L. and SICHERMAN, A.: "A Illustrative Comparison of One Utility's Coal and Nuclear Choices", *Oper. Res.*, v. 31, n. 1, p. 50-83, 1983.
- KHAN, A.M. and FIORINO, D.P.: "The Capital Asset Pricing Model in Project Selection: A Case Study", *The Engineering Economist*, v. 37, n. 2, p. 145-160, 1992.
- KORHONEN, P., MOSKOWITZ, H. and WALLENIUS, J.: "Multiple criteria decision support - A review", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 63, p. 361-375, 1992.
- KRAJEWSKI, K.L., KRAJEWSKI, W.F. and HOLLY Jr, F.M.: "Real-Time Optimal Stochastic Control of Plant River Heating", *Journal of Energy Engineering*, v. 119, n. 1, 1993.
- LANGLEY, A.: "Formal Analysis and Strategic Decision Making", *Omega*, v. 19, n. 2/3, p. 79-99, 1991.
- LAYARD, R.: "Introduction", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard, Great Britain, p. 9-69, 1972.
- LEE, T.H.: "Making Models matter-lessons from experience", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 38, p. 289-300, 1989.
- LEVIN, N., TISHLER, A. and ZAHAVI, J.: "Time Step vs. Dynamic Optimization of Generation-Capacity-Expansion Programs of Power Systems", *Oper. Res.*, v. 31, n. 5, p. 891-914, 1983.
- LEVIN, N. and ZAHAVI, J.: "Optimal Mix Algorithms with Existing Units", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS-103, p. 954-962, 1984.
- LEVIN, N., TISHLER, A. and ZAHAVI, J.: "Capacity Expansion of Power Generation Systems with Uncertainty in the Prices of

Primary Energy Resources", *Management Science*, v. 31, n. 2, p. 175-187, 1985.

LIBERATORE, M.J., MONAHAN, T.F. and STOUT, D.E.: "A Framework for Integrating Capital Budgeting Analysis with Strategy", *The Engineering Economist*, v. 38, n. 1, p. 31-43, 1992.

LOPES, L.L.: "Aesthetics and the Decision Sciences", *IEEE Trans. Systems Man and Cybernetics*, v. 16, n. 3, p. 434-438, 1986.

LUEBBE, R. and FINCH, B.: "Theory of constraints and linear programming: a comparasion", *Int. J. Prod. Res.*, v. 30, n. 6, p. 1471-1478, 1992.

LUNDRIGAN, R.: "What is this thing called OPT", *Prod. and Inv. Management*, v. 27, n. 2, p. 2-11, 1986.

MALONEY, M.T. and MITCHEL, M.L.: "Managerial Decision Making and Capital Structure", *Journal of Business*, v. 66, n. 2, p. 189-217, 1993.

MANGOLI, M.K., LEE, K.Y. and PARK, Y.M.: "Optimal long-term reactive power planning using decomposition techniques", *Electric Power Systems Res.*, v. 26, n. 1, p. 41-52, 1993.

MANGOLI, M.K., LEE, K.Y. and PARK, Y.M.: "Optimal real and reactive power control using linear programming", *Electric Power Systems Res.*, v. 26 n. 1, p. 1-10, 1993.

MAR, B.W. and BAKKEN, O.A.: "Applying Classical Control Theory to Energy-Economics Modeling ...", *Management Science*, v. 27, n. 1, p. 81-92, 1981.

MARCH, J.G. and SHAPIRA, Z.: "Managerial Perspectives on Risk and Risk Taking", *Management Science*, v. 33, n. 11, p. 1404-1418, 1987.

MARESHCAL, B.: "Weight stability intervals in multicriteria decision aid", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 33, p. 54-64, 1988.

MARGLIN, S.A.: "The Opportunity Cost of Public Investment", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard ed., Great Britain, p. 284-302, 1972.

MARGULIS, S.: "Uma avaliação econômica dos impactos ambientais decorrentes da produção de carvão mineral", *Pesq. Planej. Econ.* v. 15, n. 1, p. 209-240, 1985.

MARTISON, F.K.: "Fuzzy vs. Minimax Weighted Multiobjective Linear Programming Illustrative Comparisons", *Decision Sciences*, v. 24, n. 4, p. 809-824, 1993.

- MASON, M., MUNASINGHE, M. and GILLING, J.: "A Review of World Bank Lending for Electric Power", World Bank Industry and Energy Department, Working Paper n. 2, Washington, D.C., 1988.
- MASSAM, B.H.: "Multi-Criteria Decision Making (MCDM) Techniques in Planning", Progress in Planning, v. 30, p. 1-83, 1988.
- MASSÉ, P.: "Optimal Investment Decisions", Englewood Cliffs, Prentice-Hall Inc., N.J. 1962.
- McKEAN, R.N.: "The Use of Shadow Prices", in Cost-Benefit Analysis, Richard Layard ed., Great Britain, p. 119-139, 1972.
- MEDEIROS, R.A.: "O Capital Privado na Restruturação do Setor Elétrico Brasileiro", Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1993.
- MEIMBAN, J.J., MORRIS, J.S. and GOVETT, R.L.: "The Evaluation of Wood-Fired Cogeneration Investments Using Monte-Carlo Simulation", The Engineering Economist, v. 37, n. 2, p.115-136, 1992.
- MELETON, Jr. M.P.: "Using MRP for Optimized Schedules (Emulating OPT)", Prod. and Inv. Management, v. 27, n. 2, p. 13-21, 1986.
- MILLER, M.H. and MODIGLIANI, F.: "SOME ESTIMATES OF THE COST OF CAPITAL TO THE ELECTRIC UTILITY INDUSTRY, 1954-57", The American Economic Review, v. LVI, n. 3, p.333-391, 1966.
- MILLS, R.W.: "Capital Budgeting - The State of the Art", Long Range Planning, v. 21, n. 4, p. 76-81, 1988.
- MISHAN, E.J.: "The Value of Life", in Cost-Benefit Analysis, Richard Layard ed., Great Britain, p. 219-242, 1972.
- MLADINEO, N., MARGETA, J. and BRANS, J.P. et al.: " Multicriteria ranking of alternative locations for small scale hydro plants", Eur. J. of Oper, Res., v. 31, p. 215-222, 1987.
- MODIGLIANI, F. and MILLER, M.H.: "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment", The American Economic Review, v. XLVIII, n. 3, p. 262-297, 1958.
- MOUSTAKIS, M. and KHORRAMSHAGOL, R.: "Delphi hierarchy process (DHP): A methodology ...", Eur. J. of Oper. Res. v. 37, p. 347-354, 1988.
- MUNASINGHE, M.: "Optimal electricity supply: Reliability, pricing and system planning", Energy Economics, p. 140-152, July 1981a.
- MUNASINGHE, M.: "Principles of Modern Electricity Pricing", Proceedings of IEEE, v. 69, n. 3, p. 332-348, 1981b.

- MUNASINGHE, M.: "Engineering-Economic Analysis of Electric Power Systems, Proceedings, v. 72, n. 4, p. 424-461, 1984.
- MUNASINGHE, M.: "Como os economistas vêem o desenvolvimento sustentável", *Finan. e Desenv.*, v. 13, n. 4, p. 16-19, 1993.
- MUSGRAVE, R.A.: "Cost-Benefit Analysis and the Theory of Public Finance", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard ed., Great Britain, p. 101-116, 1972.
- OLIVEIRA, A.: "Performance do Setor Elétrico Brasileiro: Situação Atual e Perspectivas", in *Relatório de Palestras Proferidas no Departamento de Ciências Econômicas da UFSC*, UFSC 1992.
- OLIVEIRA, A. and BESNOSICK, R.I.: "Key issues facing electricity systems of developing countries", *POWER GENERATION*, p. 21-26, 1992.
- PASHA, H.A., GHAUS, A. and MALIK, S.: "The economic cost of power outages in the industrial sector of Pakistan", *Energy Economics*, October p. 301-318, 1989.
- PAYNE, J.W., JOHNSON, E.D., BETTMAN J.R. et al.: "Understanding Contingent Choice: A Computer Simulation Approach", *IEEE Trans. Systems Man and Cybernetics*, v. 20, n. 2, p. 296-309, 1990.
- PETERSON, E.R.: "A DYNAMIC PROGRAMMING MODEL FOR THE EXPANSION OF ELECTRIC POWER SYSTEMS", *Management Science*, v. 20, n. 4, p. 656-664, 1973.
- PEREIRA, M.V.F.: "Seleção de Investimentos do Setor Elétrico", in *Anais dos Seminários Temáticos*, *ELETROBRÁS*, v. 3, p. 33-42, 1991.
- PEREIRA, M.V.F and BALU, N.J.: "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation", *Proc. IEEE*, v. 80, n. 4, p. 470-491, 1992.
- PETROVIC, R. and KRALJ, B.: "Economic and environmental power dispatch", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 64, p. 2-11, 1993.
- PETRUZZI, C.R.: "An Options Approach to Sitting Risk Adjusted Hurdle Rates", *The Engineering Economist*, v. 31, n. 3, p. 237-248, 1986.
- PETTY, J.W., SCOTT, D.F. and BIRD, M.M.: "The Capital Expenditure Decision-Making Process of Large Corporations", *The Engineering Economist*, v. 20, n. 3, p. 159-172, 1976.
- PIKE, R.: "Do Sophisticated Capital Approaches Improve Investment Decision-Making Effectiveness", *The Engineering Economist*, v. 34, n. 2, p. 149-161, 1989.

- PLENERT, G. and BEST, T.D.: "MRP, JIT and OPT: What's 'Best'", *Prod. and Inv. Management*, v. 27, n. 2, p. 22-28, 1986.
- PLENERT, G.: "Optimizing theory of constraints when multiple constrained resources exist", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 70, p. 126-133, 1993.
- POULALLION, P.: "Uma nova Perspectiva para o setor elétrico", *Conjuntura Econômica*, v. 46, n. 3, p. 40-43, 1992.
- PREST, A.R. and TURVEY, R.: "The Main questions", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard ed., Great Britain, p. 73-100, 1972.
- PROCTOR, M.D. and CANADA, J.R.: "Past and Present Methods of Manufacturing Investment Evaluation: A Review of the Empirical and Theoretical Literature", *The Engineering Economist*, v. 38, n. 1, p.45-58, 1992.
- PYE, R.: "A Formal, Decision-Theoretic Approach to Flexibility and Robustness", *J. Opl. Res. Soc.*, v. 29, n. 3, p. 215-227, 1978.
- QIU, J. and GIRGIS, A.A.: "Optimization of power system reliability level by stochastic programming", *Electric Power Systems Res.*, v. 26, p. 87-95, 1993.
- RABAN, S. and NAGEL, R.N.: "Constraint-based control of flexible flow lines", *Int. J. Prod. Res.*, v. 29, n. 10, p. 1941-1951, 1991.
- RABINOWITZ, G., MEHREZ, A. and ORON, G.: "A nonlinear Optimization of Water Allocation for Hydroelectric Energy Production and Irrigation", *Management Science*, v. 34, n. 8, p. 973-990, 1988.
- RABINOWITZ, G., MEHREZ, A. and RABINA, A.: "A NONLINEAR HEURISTIC SHORT-TERM MODEL FOR HYDROELECTRIC ENERGY PRODUCTION: THE CASE OF THE HAZBANI-DAN WATER SYSTEM", *Management Science*, v. 38, n. 3, p. 419-438, 1992.
- RODRIGUES, A.P. e DIAS, D.S.: "Privatização e taxa de desconto no setor elétrico brasileiro", *São Paulo Energia*, n. 66, p. 26-31, 1990.
- RONEN, B. and SPECTOR, Y.: "Managing system constraints: a cost-utilization approach", *Int. J. Prod. Res.*, v. 30, n. 9, p. 2045-2061, 1992.
- ROSENHEAD, J., ELTON, M. and GUPTA, S.K.: "Robustness and Optimality as Criteria for Strategic Decisions", *Oper. Res. Quartely*, v. 23, n. 4, p. 413-431, 1972.
- ROSA, L.P. and MIELNIK, O.: "Impacts of Great Energy Projects in Brazil", *Manuscript Report IDRC-MR 196e*, 1988.

- ROSENTHAL, R.E.: "A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System", *Oper. Res.*, v. 29, n. 4, p. 763-786, 1981.
- ROSSEL, J.R.C.: "Is the ROI a Good Indicator of the IRR?", *The Engineering Economist*, v. 37, n. 4, p. 315-340, 1992.
- ROSS, M.: "Capital Budgeting Practices of Twelve Large Manufacturers", *Financial Management*, Winter p. 15-32, 1986.
- ROVERE, E.L.: "O Processo de Avaliação dos Impactos Ambientais e a Geração Hidroelétrica no Brasil", in *Ecologia e Desenvolvimento*, APED, p. 189-204, 1992.
- ROY, B. and VINCKE, Ph.: "Relational systems of preferences with one more pseudo-criteria:..." *Management Science*, v. 30, n. 11, p. 1323-1335, 1984.
- ROY, B. and BOUYSSOU, D.: "Comparison of two decision-aid models applied to a nuclear power plant siting example", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 25, p. 200-215, 1986.
- SAATY, T.L.: "A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures", *J. of Math. Psychology*, v. 15, p. 234-281, 1977.
- SAATY, T.L. and GHOLAMNEZHAD, H.: "High-level nuclear waste management:...", *Env. and Plan.*, v. 9, n. 5, p. 181-196, 1982.
- SAATY, T.H., VARGAS, L.G. and WENDELL, R.E.: "Assessing Attribute Weights by Ratios", *Omega*, v. 11, n. 1, p. 9-12, 1983.
- SAATY, T.H. and VARGAS, L.G.: "The Legitimacy of Rank Reversal", *Omega*, v. 12, n. 5, p. 513-516, 1984.
- SAATY, T.L.: "AXIOMATIC FOUNDATION OF THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS", *Management Science*, v. 32, n. 7, p.841-855, 1986.
- SAATY, T.L.: "Physics as a decision theory", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 48, n. 1, p. 98-104, 1990a.
- SAATY, T.L.: "Eigenvector and logarithmic least squares", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 48, n. 1, p. 156-160, 1990b.
- SAATY, T.L.: "How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process", *Eur. J. of Oper. Res.*, v.48, n. 1, p. 9-26, 1990c.
- SAATY, T.L.: "AN EXPOSITION OF THE AHP IN REPLY TO THE PAPER...", *Management Science*, v. 36, n. 3, p. 259-268, 1990d.
- SAATY, T.L.: "Método de Análise Hierárquica", McGraw-Hill e EMBRATEL, R. de Janeiro, 1991.

- SALMINEN, P. and WALLENIUS, J.: "Testing Prospect Theory in a Deterministic Multiple Criteria Decision-Making Environment", *Decision Sciences*, v. 24, n. 2, p. 279-294, 1993.
- SANGHVI, A.: "Economics Costs of Electricity Supply Interruptions", *Energy Economics*, p. 180-198, July, 1982.
- SANTOS, S.C.: "Política de Meio Ambiente - Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro", in *Anais dos Seminários Temáticos, ELETROBRÁS*, v. 2, p. 15-32, 1991.
- SCHONER, B. and WEDLEY, W.C.: "Ambiguous Criteria Weights in AHP: Consequences and Solutions", *Decision Science*, v. 20, p. 462-475, 1989.
- SCHWARTZ, E.: "Theory of the capital structure of the firm", *The Journal of Finance*, v. XIV, n. 1, 1959.
- SEGERSON, K. and SQUIRES, D.: "Capacity Utilization Under Regulatory Constraints", *The Review of Economics and Statistics*, v. LXXV, N. 1, P. 76-85, 1993.
- SEN, A.K.: "The Social Time Preference Rate in Relation to the Market Rate Interest", in *Cost-Benefit Analysis*, Richard Layard ed., p. 277-293, 1972.
- SHERALI, H.D., SOYSTER, A.L., MURPHY, F.H. et al.: "Linear programming based analysis marginal cost pricing in electric utility capacity expansion", *Eur. J. of Oper. Res.*, v. 11, p. 349-360, 1982.
- SHERALI, H.D., SOYSTER, A.L., MURPHY, F.H., et al.: "Intertemporal Allocation of Capital Costs in Electric Utility Capacity Expansion Planning Under Uncertainty", *Management Science*, v. 30, n. 1, p. 1-19, 1982.
- SIMON, H.: "Rational Decision Making in Business Organizations", *The American Economic Review*, v. 69, n. 4, p. 494-513, 1979.
- SIMON, H. e MARCH, J.: "Teoria das Organizações", Ed. F.G.V., 4ª Edição, R. de Janeiro, 1979.
- SIMON, H.: "The Sciences of the Artificial", M.I.T., 1981.
- SIMON, H.: "Rationality in Psychology and Economics", *The Journal of Business*, v. 59, n. 4, p. 209-224, 1986.
- SINGER, A.E.: "Meta-Rationality and Strategy", *Omega*, v. 19, n. 2/3, p. 101-112, 1991.
- SKUGGE, G. and BUBENKO Sr, J.: "Introduction of natural gas in a hydro-thermal system, a multi-objective approach", *Electric Power Res.* v. 15, n. 1, p. 37-43, 1993.

- SOLOMON, E.: "Teoria da Administração Financeira", Zahar ed. 1973.
- SOLYMOSI, M.H.: "A method for determining the weights of criteria: The centralized weights", Eur. J. of Oper. Res, v.26, p. 36-41, 1986.
- SPIRO, P.S.: "Should the Discount Rate Change if an Electric Utility is Privatized", The Engineering Economist, v. 36, n. 1, p. 1-10, 1990.
- SQUIRE, L. and TAK, H.G.: "Economic Analysis of Projects", Johns Hopkins University Press/BIRD, London, 1988.
- STOCKS, K.J.: "Discounting rate for technology assessment: An application to the energy sector", Energy Economics, p. 177-185, July 1984.
- SURECK, M.A.A.: "Processo de Planejamento da Geração de Energia Elétrica no Brasil", Mimeo, 1989.
- TANABE, R., YASUDA, K., YOKOYAMA, R. et al.: "Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties", IEEE Trans. on Power Systems, v. 8, n. 2, p. 581-587, 1993.
- THATCHER, L.W.: "Cost of Capital Techniques Employed in Determining the Rate of Return for Public Utilities", Land Economics, v. XXX, n. 2, p. 85, 1964.
- THOMPSON R.A. and THUESEN, G.J.: "Applications of Dynamic Investment Criteria for Capital Budgeting Decisions", The Engineering Economist, v. 33, n. 1, p. 59-86, 1987.
- TOURINHO, O.A.F.: "A Expansão de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro: Uma Análise com o Modelo PSE", IPEA, in Texto para Discussão Grupo de Energia, n. XXXIII, 1985.
- TVERSKY, A. and KAHNEMAN, D.: "Rational Choice and the Framing of Decisions", The Journal of Business, v. 59, n. 4, p. 251-278, 1986.
- USHER, D.: "On the social rate discount: comment", American Econ. Review, v. 59, p. 925-929, 1969.
- VAN HORNE, J.C.: "Capital Budgeting Under Conditions of Uncertainty as to Project Life", The Engineering Economist, v. 17, n. 3, p. 188-199, 1972.
- VAN HORNE, J.C.: "Variation of Project Life As a Means for Adjusting for risk", The Engineering Economist, v. 21, n. 3, p. 151-158, 1976.
- VARGAS, L.G.: "An overview of the Analytic Hierarchy Process and its applications", Eur. J. of Oper. Res., v. 48, n.1, p. 2-8, 1990.

- VASNICK, J.C.: "On the problem of weights in multiple criteria making", Eur. J. of Oper. Res., v. 24, p. 288-294, 1986.
- VINCKE, Ph. and ROY, B.: "Multicriteria analysis: Survey and new directions", Eur. J. of Oper. Res., v. 8, p. 207-210, 1981.
- VINCKE, Ph.: "Aggregation of preferences: a review", Eur. J. of Oper. Res., v. 9, p. 17-22, 1982.
- VINCKE, Ph.: "Analysis of multicriteria decision aid in Europe", Eur. J. of Oper. Res., v. 25, p. 160-168, 1986.
- VOLLMANN, T.E.: "OPT as an Enhancement to MRP II", Prod. and Inv. Management, v. 27, n. 2, p. 38-46, 1986.
- WACK, P.: "Scenarios: Shooting the rapids", Harvard Business Review, v. 63, p. 150-159, 1985.
- WACK, P.: "Scenarios: uncharted waters ahead", Harvard Business Review, v. 62, p. 73-89, 1985.
- WALSON, S.R. and FREELING A.N.S.: "Assessing attribute weights", Omega, v. 10, n. 6, p. 582-583, 1982.
- WATSON, S.R. and FREELING, A.N.S.: "Comment on: Assessing Attribute Weights by Ratios", Omega, v.11, n. 1, p. 13, 1983.
- WEBER, E.U. and COSKUNOGLU, O.: "Descriptive and Prescriptive Models of Decision Making:...", IEEE Trans. Systems Man and Cybernetics., v. 20, n. 2, p. 311-317, 1990.
- WIJK, A.J.M., HALBERG, N. and TURKENBURG, W.C.: "Capacity credit of wind power in the Netherlands", Electric Power Systems Res., v. 23, n. 3, p. 189-200, 1992.
- WIJK, A.J.M. and TURKENBURG, W.C.: "Costs avoided by the use of wind energy in the Netherlands", Electric Power Systems Res., v. 23, n. 2, p.201-216, 1992.
- YOON, K.: "A Reconciliation Among Discrete Compromise Solutios", J. Opl. Soc., v. 38, n. 3, p. 277-286, 1987.
- ZAHIR, M.S.: "Incorporating the uncertainty of decision judge ments in the analytic hierarchy process", Eur. J. of Oper. Res., v. 53, p. 206-216, 1991.

APÊNDICE
COMPARAÇÃO PARITÁRIA DAS USINAS FRENTE ÀS RESTRIÇÕES

R_1	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	1/2	1/2	2	5	1
A_2	2	1	2	4	7	1
A_3	2	1/2	1	2	5	1/2
A_4	1/2	1/4	1/2	1	3	1/5
A_5	1/5	1/7	1/5	1/3	1	1/7
A_6	1	1	2	5	7	1

R_2	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	1/3	1	1	2	5
A_2	3	1	3	3	4	6
A_3	1	1/3	1	1	3	4
A_4	1	1/3	1	1	2	5
A_5	1/2	1/4	1/3	1/2	1	2
A_6	1/5	1/6	1/4	1/5	1/2	1

R_3	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	1/3	1	2	2	1/3
A_2	3	1	3	3	3	1
A_3	1	1/3	1	1	2	1/2
A_4	1/2	1/3	1	1	2	1/2
A_5	1/2	1/3	1/2	1/2	1	1/2
A_6	3	1	2	2	2	1

R_4	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	2	1	1	2	1/3
A_2	1/2	1	1/2	1/2	1	1/6
A_3	1	2	1	1	2	1/6
A_4	1	2	1	1	2	1/4
A_5	1/2	1	1/2	1/2	1	1/7
A_6	3	6	6	4	7	1

R_5	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	1	2	1	5	1
A_2	1	1	2	1	5	1
A_3	1/2	1/2	1	1	5	1/2
A_4	1	1	1	1	5	1
A_5	1/5	1/5	1/5	1/5	1	1/5
A_6	1	1	2	1	5	1

R_6	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	1	1	1	2	1
A_2	1	1	1	1	2	1
A_3	1	1	1	1	2	1
A_4	1	1	1	1	2	1
A_5	1/2	1/2	1/2	1/2	1	1/2
A_6	1	1	2	1	2	1

R_7	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
A_1	1	$1/3$	$1/3$	1	1	1
A_2	3	1	1	3	3	3
A_3	3	1	1	3	3	3
A_4	1	$1/3$	$1/3$	1	1	1
A_5	1	$1/3$	$1/3$	1	1	1
A_6	1	$1/3$	$1/3$	1	1	1